**

ё

*2020*

**Отчет**

**по результатам анализа принятых регулирующим органом тарифно-балансовых решений за 2019 год в отношении Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»**

**по Договору на оказание услуг по проведению экспертизы тарифно-балансовых решений, принятых регулирующими органами   
за период 2017-2019 гг.,**

**№ 59/105/20 от 11.02.2020 года**

**Этап № 1.1.2.**

*Оглавление*

[1. Вводная часть 6](#_Toc41402921)

[1.1. Сведения о Заказчике 6](#_Toc41402922)

[1.2. Сведения об Исполнителе 6](#_Toc41402923)

[1.3. Основание для оказания услуг 7](#_Toc41402924)

[1.4. Цель оказания услуг 7](#_Toc41402925)

[1.5. Нормативно-правовая база 9](#_Toc41402926)

[2. Краткая характеристика параметров регулирования филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» при принятии Государственным Комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам тарифно-балансовых решений на 2019 год 12](#_Toc41402927)

[3. Анализ исполнения инвестиционных программ, учтенных регулирующим органом при принятии тарифно-балансовых решений на 2019 год 14](#_Toc41402928)

[4. Анализ расчетов необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», сформированной на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности, в том числе анализ фактических расходов филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на оплату услуг ТСО с календарной разбивкой по полугодиям 2019 года 38](#_Toc41402929)

[4.1. Экспертиза долгосрочных параметров расчета необходимой валовой выручки ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» 38](#_Toc41402930)

[4.2. Анализ фактических расходов ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на оплату услуг ТСО с календарной разбивкой по полугодиям 2019 года 45](#_Toc41402931)

[5. Экспертиза обоснованности корректировок необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», проведенных ГК РК по ценам и тарифам при определении необходимой валовой выручки на 2019 год 51](#_Toc41402932)

[5.1. Экспертиза обоснованности определения величины корректировки, возникающей в связи с отличием фактической выручки от реализации услуг по регулируемому виду деятельности от утвержденной при установлении тарифов 54](#_Toc41402933)

[5.2. Экспертиза обоснованности определения величины компенсации операционных расходов, связанной с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям 64](#_Toc41402934)

[5.3. Экспертиза обоснованности определения величины компенсации фактически понесенных неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов 71](#_Toc41402935)

[5.4. Экспертиза обоснованности определения компенсации выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов 93](#_Toc41402936)

[5.5. Экспертиза обоснованности корректировки необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы. Экспертиза обоснованности корректировки необходимой валовой выручки, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2017 год 104](#_Toc41402937)

[5.6. Экспертиза обоснованности корректировки необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг 130](#_Toc41402938)

[5.7. Экономия операционных расходов за первый долгосрочный период регулирования в каждом году долгосрочного периода регулирования 135](#_Toc41402939)

[5.8. Экспертиза расчета экономии от снижения объема технологических потерь электрической энергии в течение первого долгосрочного периода регулирования 2012 – 2017 гг., учтенной Государственным Комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам в необходимой валоой выручке филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» 139](#_Toc41402940)

[5.9. Анализ перераспределения необходимой валовой выручки между годами долгосрочного периода в том числе по периодам регулирования, относящимся к разным долгосрочным периодам регулирования 147](#_Toc41402941)

[5.10. Обобщенные данные по обоснованности корректировок необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», проведенных Государственным Комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам при определении необходимой валовой выручки на 2019 год 163](#_Toc41402942)

[6. Анализ экономически обоснованных выпадающих расходов/недополученных доходов, полученных филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017-2018 гг. в результате принятых Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам тарифно-балансовых решений, в том числе анализ соответствия фактической товарной выручки филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» от передачи электрической энергии по единым (котловым) тарифам необходимой валовой выручке, утвержденной регулирующим органом 166](#_Toc41402943)

[7. Экономическая оценка результатов деятельности филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017-2018 годы по оказанию услуг по передаче электрической энергии 182](#_Toc41402944)

Настоящий Отчет по результатам анализа принятых регулирующим органом тарифно-балансовых решений за 2019 год в отношении ПАО «МРСК Северо-Запада» (далее – Заказчик) составлен ООО «Экспертная компания ЭПАР» (далее – Исполнитель) на основании экспертизы тарифно-балансовых решений, принятых регулирующим органом в отношении Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» (далее – регулируемая организация, филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», Филиал) при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки на 2019 год на территории Республики Карелия, экспертизы обосновывающих материалов, представленных Карельским филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» в регулирующий орган – Государственный комитет Республики Карелия по ценам и тарифам (далее – регулирующий орган, ГК РК по ценам и тарифам, Госкомитет) в рамках рассмотрения дел об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, экспертизы обоснованности решений, принятых Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам при определении необходимой валовой выручки (далее – НВВ) Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, а именно:

* 1. Анализа исполнения инвестиционных программ, учтенных Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам при принятии тарифно-балансовых решений на 2019 год.
  2. Экспертизы расчета необходимой валовой выручки Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», сформированной на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности, в том числе анализа фактических расходов на оплату услуг ТСО с календарной разбивкой по полугодиям 2019 года.
  3. Экспертизы обоснованности корректировок необходимой валовой выручки Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», проведенных Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам при определении необходимой валовой выручки на 2019 год.
  4. Анализа экономически обоснованных выпадающих расходов/недополученных доходов, полученных Карельским филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» за 2017-2018 гг. в результате принятых Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам тарифно-балансовых решений, в том числе анализа соответствия фактической товарной выручки Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» от передачи электрической энергии по единым (котловым) тарифам необходимой валовой выручке, утвержденной регулирующим органом.
  5. Экономической оценки результатов деятельности Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» за 2017-2018 годы по оказанию услуг по передаче электрической энергии.

Исполнителем рассматривались и принимались во внимание все представленные документы, имеющие значение для оценки обоснованности принятых Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам тарифно-балансовых решений, при этом Исполнитель исходил из того, что представленная Заказчиком информация является достоверной. Ответственность за достоверность информации несет руководитель Заказчика.

Генеральный директор ООО «ЭК ЭПАР» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_В. Н. Логинов

### **Вводная часть**

### **Сведения о Заказчике**

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование | Информация |
| Организационно-правовая форма и полное наименование Заказчика | Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Северо-Запада» |
| Краткое наименование Заказчика | ПАО «МРСК Северо-Запада» |
| ОГРН | 1047855175785 |
| ИНН/КПП | 7802312751/781001001 |
| Юридический адрес Заказчика | 196 247, г. Санкт-Петербург, площадь Конституции, дом 3, литер А, помещение 16Н |
| Место нахождения Заказчика | 196 247, г. Санкт-Петербург, площадь Конституции, дом 3, литер А, помещение 16Н |
| Реквизиты Заказчика | Ф. ОПЕРУ Банка ВТБ (ПАО) в Санкт-Петербурге г. Санкт-Петербург  р/сч 40702810539000005887  БИК 044030704  к/с 30101810200000000704 в ГРКЦ ГУ Банка России по г. Санкт-Петербургу |
| Получатель услуги | Карельский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» |
| Юридический и почтовый адрес | 185 035, Республика Карелия, г. Петрозаводск, ул. Кирова, 45 |

### **Сведения об Исполнителе**

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование | Информация |
| Организационно-правовая форма и полное наименование Исполнителя | Общество с ограниченной ответственностью «Экспертная компания ЭПАР» |
| Краткое наименование Исполнителя | ООО «ЭК ЭПАР» |
| ОГРН | 1027700164304 |
| ИНН / КПП | 7722184448 / 770401001 |
| Юридический адрес Исполнителя | 119 121, г. Москва, 1-й пер. Тружеников, д. 14, стр. 2, помещение № I, этаж – П, комната 8 |
| Место нахождения Исполнителя | 123 557, г. Москва, Средний Тишинский переулок, д. 28 |
| Реквизиты | р/с 40702810287060000071 ПАО РОСБАНК к/с 30101810000000000256  БИК 044525256 |

### **Основание для оказания услуг**

Основанием для оказания услуг является договор № 59/105/20 от 11.02.2020 года на оказание услуг по проведению экспертизы тарифно-балансовых решений, принятых регулирующими органами за период 2017-2019 гг., заключенный между Обществом с ограниченной ответственностью «Экспертная компания ЭПАР» (ООО «ЭК ЭПАР»), в лице Генерального директора Логинова Виктора Никитовича, и Публичным акционерным обществом «Межрегиональная распределительная сетевая компания Северо-Запада» (ПАО «МРСК Северо-Запада»), в лице Заместителя Генерального директора по экономике и финансам Шадриной Людмилы Владимировны.

### **Цель оказания услуг**

Экспертиза тарифно-балансовых решений, принятых Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам в отношении Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» при установлении регулируемых тарифов.

Экспертиза обосновывающих материалов, предоставляемых Карельским филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» в Государственный комитет Республики Карелия по ценам и тарифам в рамках рассмотрения дел об установлении тарифов.

Экспертиза обоснованности решений, принятых Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам при определении необходимой валовой выручки Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» при установлении тарифов.

Подготовка рекомендаций и предложений по решению проблем, выявленных в результате экспертизы тарифно-балансовых решений, принятых Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам.

**Этап № 1.1.2.**

1.2.1. Анализ исполнения инвестиционных программ, учтенных Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам при принятии тарифно-балансовых решений на 2019 год.

1.2.2. Экспертиза расчета необходимой валовой выручки Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», сформированной на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности, в том числе анализ фактических расходов на оплату услуг ТСО с календарной разбивкой по полугодиям 2019 года.

1.2.3. Экспертиза обоснованности корректировок необходимой валовой выручки Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», проведенных Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам при определении необходимой валовой выручки на 2019 год.

1.2.4. Анализ экономически обоснованных выпадающих расходов/недополученных доходов, полученных Карельским филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» за 2017-2018 гг. в результате принятых Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам тарифно-балансовых решений, в том числе анализ соответствия фактической товарной выручки Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» от передачи электрической энергии по единым (котловым) тарифам необходимой валовой выручке, утвержденной Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам.

1.2.5. Экономическая оценка результатов деятельности Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» за 2017-2018 годы по оказанию услуг по передаче электрической энергии.

### **Нормативно-правовая база**

При проведении анализа Исполнитель руководствовался следующими нормативно-правовыми актами (в редакциях, действующих на момент установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии):

* Налоговый кодекс Российской Федерации;
* Федеральный закон Российской Федерации от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
* Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (вместе с «Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», «Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике») (далее – Основы ценообразования № 1178);
* Постановление Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии» (далее – Стандарты раскрытия);
* Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 13.12.2011 № 585 «Об утверждении Порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике» (далее – Порядок № 585);
* Приказ ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки» (далее – Методические указания № 98-э);
* Приказ ФСТ России от 30.03.2012 № 228-э «Об утверждении Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала» (далее – Методические указания № 228-э);
* Приказ ФСТ России от 18.03.2015 № 421-э «Об утверждении Методических указаний по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов и внесении изменений в приказы ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э и от 30.03.2012 № 228-э» (далее – Методические указания № 421-э);
* Приказ ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1 «Об утверждении Методических указаний по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям» (далее – Методические указания № 215-э/1);
* Приказ ФАС России от 29.08.2017 г. № 1135/17 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям» (далее – Методические указания № 1135/17);
* Приказ ФСТ России от 06.08.2004 № 20-э/2 «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» (далее – Методические указания № 20-э/2);
* Приказ ФСТ России от 12 апреля 2012 г. №  53-э/1 «Об утверждении Порядка формирования сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации и Порядка определения отношения суммарного за год прогнозного объема потребления электрической энергии населением и приравненными к нему категориями потребителей к объему электрической энергии, соответствующему среднему за год значению прогнозного объема мощности, определенного в отношении указанных категорий потребителей» (далее – Порядок № 53-э/1);
* Приказ 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» (далее – Методические указания № 1256);
* Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 25.04.2018   
  № 320 «Об утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об отчетах о реализации инвестиционной программы и об обосновывающих их материалах, указанной в абзацах втором - пятом, седьмом и девятом подпункта ж(1) пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. N 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой организацией электронных документов, содержащих информацию об отчетах о реализации инвестиционной программы и об обосновывающих их материалах» (далее – Приказ № 320);
* нормативно-правовые акты Российской Федерации, регулирующие отношения в сфере бухгалтерского учета;
* иные нормативно-правовые акты Российской Федерации, необходимые для анализа.

### **Краткая характеристика параметров регулирования филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» при принятии Государственным Комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам тарифно-балансовых решений на 2019 год**

Для филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» 2019 год является вторым годом очередного (второго) долгосрочного периода регулирования. В отношении филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на период 2018-2022 гг. регулирование осуществляется с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. В период с 2012 по 2017 год регулирование осуществлялось с применением метода доходности инвестированного капитала.

Долгосрочные параметры регулирования установлены на период с 2018 по 2022 гг., где 2019 год является вторым годом в текущем долгосрочном периоде регулирования.

Долгосрочные параметры регулирования филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на 2018-2022 годы утверждены постановлением Государственным Комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам (далее ГК РК по ценам и тарифам или Госкомитет) от 29.12.2017 № 224 «О долгосрочных параметрах регулирования для филиала публичного акционерного общества «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», в отношении которого, тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются с применением долгосрочной индексации необходимой валовой выручки». Постановлением Госкомитета от 30.01.2019 № 6 скорректирована величина базового уровня подконтрольных расходов вместо «1 503, 14 млн. руб.» утверждена «1 443,02 млн. руб.», а также НВВ без учета оплаты потерь с 3 467 706,98 тыс. руб. на 3 483 571,16 тыс. руб.

Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Карелия на 2019 год утверждены постановлением Государственного Комитета Республики Карелия по ценам и тарифам от 29.12.2018 № 213 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Карелия на 2019 год» (в редакции постановления ГК РК по ценам и тарифам от 30.01.2019 №7).

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями Республики Карелия на 2019 год утверждены постановлением ГК РК по ценам и тарифам от 29.12.2018 №214 (в редакции постановления ГК РК по ценам и тарифам от 30.01.2019 №7).

Филиалом представлена информация о предписаниях ФАС России от 14.08.2018 №СП/63626/18 и от 12.12.2018 №СП/101972/18, в соответствии с которыми были произведены корректировки долгосрочных параметров регулирования, в частности, базового уровня подконтрольных расходов, уровня подконтрольных расходов на 2018 и 2019 годы.

Инвестиционная программа ПАО «МРСК Северо-Запада» на период с 2016-2020 годы утверждена приказом Минэнерго России от 30.11.2015 № 906 с внесенными приказом Минэнерго России от 16.12.2016 № 1333 изменениями на 2016-2025 годы. ПАО «МРСК Северо-Запада» в 2018 году в установленном порядке направило в Минэнерго России проект изменений в инвестиционную программу на 2016-2025 годы, в т.ч. по Республике Карелия. Соответствующие изменения в инвестиционную программу были утверждены Приказом Минэнерго России от 21.12.2018 № 26@.

### **Анализ исполнения инвестиционных программ, учтенных регулирующим органом при принятии тарифно-балансовых решений на 2019 год**

Инвестиционной программой ПАО «МРСК Северо-Запада» в части филиала «Карелэнерго», утвержденной приказом Минэнерго России от 30.11.2015 № 906, с изменениями, утвержденными приказом Минэнерго России от 21.12.2018 № 26@, на 2019 год предусмотрены источники финансирования инвестиционной программы в общем объеме 541 203,80 тыс. руб.:

* амортизация, учтенная в тарифе – 457 082,09 тыс. руб.;
* прочие собственные средства – 1 846,78 тыс. руб.;
* возврат НДС – 82 274,93 тыс. руб.

В соответствии с Заключением экспертной группы Государственного комитета Республики Карелия по ценам и тарифам по рассмотрению предложения ПАО «МРСК Северо-Запада» об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на 2019 год при расчете НВВ на 2019 год величина амортизационных отчислений принята в размере 460 771,04 тыс. руб.. При этом в Заключении Экспертной группы не приводятся сведения о дополнительных (кроме финансирования инвестиционной программы) направлениях использования амортизационных отчислений.

Приказом Минэнерго России от 20.12.2019 № 27@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «МРСК Северо-Запада», утвержденную приказом Минэнерго России от 30.11.2015 № 906, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 21.12.2018 № 26@» утверждена корректировка инвестиционной программы ПАО «МРСК Северо-Запада». В рамках корректировки показателей инвестиционной программы ПАО «МРСК Северо-Запада» в части филиала «Карелэнерго» на 2019 год были внесены следующие изменения в части источников финансирования инвестиционной программы:

* прибыль, направляемая на инвестиции – 132 917,05 тыс. руб. (в ИП, утвержденной на момент принятия тарифно-балансовых решений на 2019 год не предусмотрена);
* прибыль от технологического присоединения, направляемая на инвестиции – 55 500,84 тыс. руб. (в ИП, утвержденной на момент принятия тарифно-балансовых решений на 2019 год не предусмотрена);
* амортизация, учтенная в тарифе – 457 082,95 тыс. руб. (выше, чем в ИП, утвержденной на момент принятия тарифно-балансовых решений на 2019 год, на 0,85 тыс. руб.);
* прочие собственные средства – 23 121,35 тыс. руб. (выше, чем в ИП, утвержденной на момент принятия тарифно-балансовых решений на 2019 год, на 21 274,57 тыс. руб.);
* возврат НДС – 115 038,11 тыс. руб. (выше, чем в ИП, утвержденной на момент принятия тарифно-балансовых решений на 2019 год, на 32 763,18 тыс. руб.).

Общий плановый объем финансирования инвестиционной программы на 2019 год (с учетом всех источников финансирования включая возврат НДС) увеличен на 242 456,49 тыс. руб. и составил 783 660,30 тыс. руб.

В соответствии с п. 11 Методических указаний № 98-э при определении величины корректировки НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы используется плановый размер финансирования инвестиционной программы, утвержденной (скорректированной) на год (i-2) до его начала. В связи с этим оценка исполнения инвестиционной программы, учтенной при принятии тарифно-балансовых решений на 2019 год Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам, проводилась Исполнителем исходя из опубликованной Инвестиционной программы ПАО «МРСК Северо-Запада» в части филиала «Карелэнерго», утвержденной приказом Минэнерго России от 30.11.2015 № 906, с изменениями, утвержденными приказом Минэнерго России от 21.12.2018 № 26@, в соответствии с требованиями Стандартов раскрытия информации, фактической информации из отчетов о реализации инвестиционной программы за 2019 год и плановых значений на 2019 год.

В соответствии с пунктом 19 «н» Стандартов раскрытия информация электросетевая организация раскрывает информацию об отчетах о реализации инвестиционной программы и об обосновывающих их материалах, включая:

* отчет о реализации инвестиционной программы, сформированный с распределением по перечням инвестиционных проектов, с указанием фактических:
* введенной (выведенной) мощности и (или) других характеристик объектов инвестиционной деятельности, предусмотренных соответствующими инвестиционными проектами, а также дат ввода (вывода) указанных объектов;
* объемов финансирования и освоения капитальных вложений, а также источников финансирования инвестиционных проектов инвестиционной программы;
* объемов ввода объектов основных средств в натуральном и стоимостном выражении по инвестиционным проектам инвестиционной программы;
* стоимостных, технических, количественных и иных показателей технологических решений капитального строительства введенных в эксплуатацию объектов электроэнергетики, соответствующих типовым технологическим решениям капитального строительства объектов электроэнергетики, в отношении которых Министерством энергетики Российской Федерации установлены укрупненные нормативы цены;
* значений количественных показателей инвестиционной программы и достигнутых результатов в части, касающейся расширения пропускной способности, снижения потерь в сетях и увеличения резерва для присоединения потребителей отдельно по каждому центру питания напряжением 35 кВ и выше;
* отчет о выполненных закупках товаров, работ и услуг для реализации утвержденной инвестиционной программы с распределением по каждому инвестиционному проекту;
* отчет об исполнении финансового плана субъекта электроэнергетики;
* паспорта инвестиционных проектов;
* заключение по результатам проведения технологического и ценового аудита отчета о реализации инвестиционной программы (при наличии такового), выполненное в соответствии с методическими рекомендациями, предусмотренными пунктом 5 постановления Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2015 г. № 132 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики и контроля за их реализацией».

В соответствии с требованиями Стандартов раскрытия информации на момент проведения работы филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» сформирован и опубликован отчет о реализации инвестиционной программы за 2019 год. В составе данного отчета филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» представлена фактическая информация о реализации инвестиционной программы за 2019 год и плановые значения в соответствии с инвестиционной программой ПАО «МРСК Северо-Запада» в части филиала «Карелэнерго» с изменениями, утвержденными приказом Минэнерго России от 20.12.2019 № 27@.

В соответствии с отчетом о реализации инвестиционной программы филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2019 год фактический объем финансирования инвестиционных проектов составил 633 756,24 тыс. руб., что меньше объема планового финансирования на 149 904,05 тыс. руб. Объем использованных собственных тарифных источников на финансирование капитальных вложений в 2019 году составил 516 074,58 тыс. руб.

В целях формирования позиции относительно использования собственных тарифных источников финансирования в рамках анализа исполнения Инвестиционной программы ПАО «МРСК Северо-Запада» в части филиала «Карелэнерго» за 2019 год Исполнителем рассмотрена информация о реализации инвестиционных проектов, финансирование которых предусмотрено с использованием средств, полученных от оказания услуг, реализации товаров по регулируемым государством ценам (тарифам), согласно направлениям их реализации, проектным техническим характеристикам и плану перевода незавершенного строительства в состав основных средств.

По итогам реализации инвестиционной программы за 2019 год (согласно отчету о реализации ИПР за год в целом) объем финансирования ИПР за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам) – тарифных источников) по факту исполнения ИПР сложился на уровне выше утвержденного планового значения и составил 113% (факт - 516,07 млн. руб., план - 457,08 млн. руб.).

Вместе с тем Исполнитель отмечает, что при оценке исполнения инвестиционной программы регулирующим органом во внимание может быть принята скорректированная относительно указанной в отчете о реализации инвестиционной программы величина использования собственных тарифных источников - с учетом анализа фактического использования источников финансирования на реализацию инвестиционных проектов, предусмотренных согласно плану утвержденной (скорректированной) в установленном порядке инвестиционной программы.

Для оценки состава и причин, сформированных по итогам реализации инвестиционной программы за 2019 год отклонений фактического объема финансирования инвестиционных проектов от утвержденного планового уровня, Исполнителем проведен пообъектный анализ исполнения инвестиционной программы ПАО «МРСК Северо-Запада» в части филиала «Карелэнерго» за 2019 год в части тарифных источников.

Исполнителем был проведен анализ объемов финансирования инвестиционных проектов.

**Информация об объеме финансирования инвестиционных проектов, реализуемых за счет тарифных источников**

| **№ п/п** | **Направление реализации инвестиционных проектов** | **Объем финансирования в 2019 году (за счет тарифных источников), млн. руб.** | | | **Факт/ утверждено, %** | **Факт по утв./ утверждено, %** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Утверждено** | **Факт** | **Факт по утвержденным проектам** |
| **Всего по инвестиционной программе** | | **457,08** | **516,07** | **223,60** | **113%** | **49%** |
| 1 | Технологическое присоединение | 156,04 | 217,56 | 122,69 | 139% | 79% |
| 2 | Реконструкция, модернизация, техническое перевооружение | 210,69 | 229,90 | 86,14 | 109% | 41% |
| 3 | Инвестиционные проекты, реализация которых обуславливается схемами и программами перспективного развития электроэнергетики | 0,00 | 0,00 | 0,00 |  |  |
| 4 | Прочее новое строительство объектов электросетевого хозяйства | 0,00 | 0,00 | 0,00 |  |  |
| 5 | Покупка земельных участков для целей реализации инвестиционных проектов | 0,00 | 0,00 | 0,00 |  |  |
| 6 | Прочие инвестиционные проекты | 90,36 | 68,62 | 14,77 | 76% | 17% |

Исполнителем определено, что по 19 проектам инвестиционной программы предусмотрено превышение расходов на выполнение мероприятий свыше величины средств, определенных в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе. Превышение объема фактического финансирования над плановым составило 115 190,18 тыс. руб.

| **№** | **Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)** | **Иденти-фикатор инвестиционного проекта** | **Объем финансирования (в части тарифных источников), млн. руб. с НДС** | | **Отклонение  (факт-план)** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **План** | **Факт** | **млн. руб.** | **%** |
| 1 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Л-151 «ПС-44 «Котозеро» - ПС-45 «Чупа»» с заменой деревянных опор на металлические, провода и грозотроса, расширением трассы ВЛ по всей длине» длина линии 10,4 км, расширение трассы 12 Га | F\_000-32-1-01.12-0016 | 0,20 | 3,20 | 3,00 | 1495% |
| 2 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Л-150 «ПС-43 «Полярный Круг» – ПС-44 «Котозеро»» с заменой деревянных опор на металлические, провода и грозотроса, расширением трассы ВЛ по всей длине» длина линии 17,1 км, расширение трассы 16 Га | F\_000-32-1-01.12-0017 | 0,63 | 4,58 | 3,94 | 622% |
| 3 | Техническое перевооружение РПБ «Кемь» с оборудованием  системами обеспечения безопасности: монтаж ограждения из профнастила - 440 п.м. с применением АКЛ «Егоза» | F\_000-32-1-06.70-0003 | 0,55 | 0,55 | 0,00 | 0% |
| 4 | Приобретение снегоболотоходов ГАЗ 34039-32 в рамках договора с ООО «РСТ Групп» в количестве 4 шт. | I\_000-34-1-07.10-0075 | 4,40 | 4,47 | 0,07 | 2% |
| 5 | Техническое перевооружение ВЛ-10кВ Л-63-3 и ПС 110 кВ № 63 «Березовка» с заменой провода на СИП протяженностью 7,8 км и заменой трансформаторов тока в ячейке выключателя ВЛ-63-3 вблизи д.Вороново Кондопожского района 3 шт. (технологическое присоединение №34-01845П/15 от 17.11.2015 г. с ДНТ Сунские пороги) | I\_001-33-1-03.13-2466 | 9,08 | 11,74 | 2,66 | 29% |
| 6 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 110 кВ Л-191/192 ПС-92 Ляскеля- ПС-26 Ляскеля (5,72 га) | I\_004-31-1-01.12-0010 | 0,93 | 0,95 | 0,02 | 2% |
| 7 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 35 кВ Л-82С ПС-34 Лахденпохья -ПС-48С Ихала (19,14 га) | I\_004-31-1-01.21-2067 | 3,11 | 3,13 | 0,02 | 1% |
| 8 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 35 кВ Л-34С ПС-9С-Импилахти-ПС-6С Леппясильта (12.07 га) | I\_004-31-1-01.21-2068 | 1,96 | 2,04 | 0,08 | 4% |
| 9 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-42К ПС-34К Волома-ПС-33 Пенинга (22,00 га) | I\_004-32-1-01.12-0079 | 3,36 | 3,36 | 0,00 | 0% |
| 10 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-41К ПС-32К Муезерка-ПС-34К Волома (21,68 га) | I\_004-32-1-01.12-0080 | 1,81 | 2,90 | 1,09 | 60% |
| 11 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-40К ПС-13 Ледмозеро-ПС-32К Муезерка (30,5 га) | I\_004-32-1-01.12-0081 | 2,66 | 4,01 | 1,35 | 51% |
| 12 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-146 ПС-53 Боровое-ГЭС-16 Юшкозерская (33,4 га) | I\_004-32-1-01.12-0089 | 2,43 | 2,51 | 0,08 | 3% |
| 13 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-138 «Суккозеро-Пенинга» (79,13 га) | I\_004-32-1-01.12-0095 | 2,87 | 13,23 | 10,36 | 362% |
| 14 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-135 «Пальеозерская ГЭС – Поросозеро» (73,66 га) | I\_004-33-1-01.12-2898 | 3,53 | 4,39 | 0,86 | 24% |
| 15 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-173 «Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа» (53 га) | I\_004-33-1-01.12-2900 | 4,29 | 6,88 | 2,59 | 60% |
| 16 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-143 «Медвежьегорск – Пяльма» (38,64 га) | I\_004-33-1-01.12-2901 | 3,05 | 3,67 | 0,63 | 21% |
| 17 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 35 кВ Л-34П «Пряжа – Матросы» (32,6 га) | I\_004-33-1-01.21-3025 | 2,63 | 4,43 | 1,80 | 68% |
| 18 | Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 15 кВт включительно |  | 73,42 | 143,30 | 69,88 | 95% |
| 19 | Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 150 кВт включительно |  | 40,19 | 56,96 | 16,77 | 42% |
|  | **Всего по инвестиционным проектам** |  | **161,11** | **276,30** | **115,19** | **72%** |

В рамках анализа фактического использования собственных тарифных источников, предполагаемых для финансирования инвестиционных проектов выявлено, что 89 проектов инвестиционной программы профинансированы в 2019 году при нулевом утвержденном плане финансирования – фактическое использование собственных тарифных источников составило 177 285,96 млн. руб.

**Фактическое использование собственных тарифных источников, на финансирование проектов, включенных в утвержденную инвестиционную программу**

| **№ п/п** | **Наименование инвестиционного**  **проекта (группы инвестиционных проектов)** | **Иденти-фикатор инвестиционного проекта** | **Объем финансирования (в части тарифных источников), млн. руб.** | | **Отклонение (факт-план)** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **План** | **Факт** | **млн. руб.** |
| 1 | Реконструкция ВЛ-10 кВ Л-40-4 «Коткозеро-Верхний Олонец» Олонецкого района с заменой опор и провода на СИП, длина линии 40 км, замена АС-50, АС-35 на СИП-3 | F\_000-33-1-01.32-1736 | 0,00 | 0,11 | 0,11 |
| 2 | Техническое перевооружение ВЛ-10 кВ Л-56П-11 «Чебино-Кумса» Медвежьегорского района с заменой провода на СИП, длина линии 31,8 км, замена АС-50, А-35 на СИП-3 | F\_000-33-1-01.32-1737 | 0,00 | 7,74 | 7,74 |
| 3 | Техническое перевооружение ВЛ-10 кВ Л-40-1 «Коткозеро- Новинка» Олонецкого района с заменой опор и провода на СИП,длина линии 19,65 км, замена АС-50, А-35 на СИП-3 | F\_000-33-1-01.32-1739 | 0,00 | 0,01 | 0,01 |
| 4 | Техническое перевооружение ВЛ-10 кВ Л-38П-7 «Лососинное-Машезеро» Прионежского района с заменой опор и провода на СИП,длина линии 13,232 км, замена АС-50, А-35 на СИП-3 | F\_000-33-1-01.32-1743 | 0,00 | 1,49 | 1,49 |
| 5 | Реконструкция подстанции ПС 41 «Олонец» с заменой силовых трансформаторов на 2\*25 МВА, ОД и КЗ на элегазовые выключатели 110 кВ в количестве 2 шт., масляных выключателей 35 кВ на вакуумные в количестве 5 шт., установка блока с вакуумным выключателем 35 кВ, заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные в количестве 15 шт | F\_000-33-1-03.13-0001 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 6 | Приобретение автомобиля бригадного на шасси легкового автомобиля повышенной проходимости (УАЗ-390995) (36 ед.) | F\_000-34-5-07.10-0004 | 0,00 | 18,24 | 18,24 |
| 7 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-122 «ПС-34 Лахденпохья - ПС-95 Хаапалампи»(32,58 Га) | I\_000-31-1-01.12-0002 | 0,00 | 0,57 | 0,57 |
| 8 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-37С «ПС-26 Ляскеля - ПС-9С Импилахти» (15,96 Га) | I\_000-31-1-01.21-2044 | 0,00 | 0,21 | 0,21 |
| 9 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-80С ПС-34 Лахденпохья-ПС-2С Куокканиеми (9,85 Га) | I\_000-31-1-01.21-2050 | 0,00 | 0,22 | 0,22 |
| 10 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-84С РП-841 - ПС-3С Туокслахти (12,88 Га) | I\_000-31-1-01.21-2051 | 0,00 | 1,52 | 1,52 |
| 11 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-45С Л-47С-ПС-18С Хаутаваара (5,22 Га) | I\_000-31-1-01.21-2084 | 0,00 | 0,80 | 0,80 |
| 12 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-47С ПС-24 Суоярви(ФСК)-ПС-13С Пийтсиёки (3,78 га) | I\_000-31-1-01.21-2086 | 0,00 | 0,61 | 0,61 |
| 13 | Техническое перевооружение ВЛ 10 кВ Л-11-08 « ПС-11- ТП-456» Суоярвского района с заменой провода на СИП на участке 2,1 км | I\_000-31-1-01.32-2135 | 0,00 | 1,94 | 1,94 |
| 14 | Техническое перевооружение ВЛ-6 кВ Л-05С-61 «ПС-5- Р-22-61-1» в Сортавальском районе с заменой провода на СИП, длина участка реконструкции 1,559 км | I\_000-31-1-01.33-1987 | 0,00 | 1,97 | 1,97 |
| 15 | Приобретение базового оборудования для радиосети стандарта DMR ПО ЗКЭС филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» - 12 ретрансляторов с сопутствующим оборудованием | I\_000-31-1-07.30-0123 | 0,00 | 14,03 | 14,03 |
| 16 | Приобретение радиостанций стандарта DMR ПО ЗКЭС филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» в количестве 192 шт. | I\_000-31-1-07.30-0124 | 0,00 | 13,44 | 13,44 |
| 17 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-149 ПС-47 Лоухи(ОЖД)-ПС-58 Кестеньга (100,76 га) | I\_000-32-1-01.12-0072 | 0,00 | 6,64 | 6,64 |
| 18 | Реконструкция участка ВЛ-6 кВ Л-03-06 от ГЭС-7 от опоры №804 до опоры № 932 д. Шуезеро Беломорского района с заменой опор и провода на СИП протяженностью 8,416 км. | I\_000-32-1-01.32-2247 | 0,00 | 0,74 | 0,74 |
| 19 | Реконструкция ПС 110 кВ Кестеньга (ПС №58) с установкой ОПУ 1 шт. с отводом земельного участка за территорией ПС №58 для размещения комплекса ступенчатых защит ВЛ 110 кВ Кестеньга-Пяозеро (Л №163) (1 компл.) | I\_000-32-1-04.60-0006 | 0,00 | 0,95 | 0,95 |
| 20 | Приобретение станции комплексной очистки масла для нужд ПО «СЭС» (1 ед.) | I\_000-32-1-07.30-0006 | 0,00 | 1,00 | 1,00 |
| 21 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-186 Деревянка – Ладва (35,88 га) | I\_000-33-1-01.12-0072 | 0,00 | 0,89 | 0,89 |
| 22 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-170 Лодейнопольская – Олонец (27,78 га) | I\_000-33-1-01.12-0073 | 0,00 | 0,26 | 0,26 |
| 23 | Техническое перевооружение ВЛ-10 кВ Л-12П-1 «Ильинское – Кукшегора» с заменой опор и провода на СИП, длина участка технического перевооружения 9,39 км, монтажом реклоузеров - 3 шт. | I\_000-33-1-01.32-3004 | 0,00 | 9,70 | 9,70 |
| 24 | Реконструкция КЛ-10 кВ Л-64-22 и Л-64-13 от ТП-8170 с устройством линейных ответвлений протяженностью 0,04 км, монтажом ТП-10/0,4 кВ 0,8 МВА в пгт. Пряжа Пряжинского района (технологическое присоединение ООО «ССМ Строй» И.С. №34-01692П/17 от 16.11.2017) - 1 договор ТП | I\_000-33-1-02.32-2955 | 0,00 | 0,04 | 0,04 |
| 25 | Приобретение стендов для моделирования схем включения приборов учёта электроэнергии и режимов коммутации внутренней электрической сети, имитации неисправностей в измерительных комплексах учета электрической энергии  нужд филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» 3 ед. | I\_000-34-1-07.30-0010 | 0,00 | 0,81 | 0,81 |
| 26 | Реконструкция ВЛ-10 кВ Л-95-03 с устройством линейного ответвления ВЛЗ-10 кВ - 1,3 км, монтажом ТП-10/0,4 кВ - 0,63 МВА в Сортавальском районе, п.Хаапалампи (технологическое присоединение СНТ «Нево-Сортавала» № 34-00027С/16 от 25.03.2016 г.) - 1 договор ТП | I\_001-31-1-01.32-2075 | 0,00 | 0,01 | 0,01 |
| 27 | Реконструкция ВЛ-10 кВ Л-16-01 «Юшкозерская ГЭС - д.Новое Юшкозеро» с устройством линейного ответвления 0,496 км и монтажом ТП-10/0,4 кВ 0,25 МВА Л-16-01, (договор на технологическое присоединение форелеводческого хозяйства с ООО «Кинтизьма» № 34-01644К/17 от 30.10.2017 г.) - 1 договор | I\_002-32-1-01.32-2244 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 28 | Техническое перевооружение ПС 35 кВ №3П «ДСК» в г.Петрозаводске с заменой трансформаторов тока в яч.20 - 2шт (технологическое присоединение АО «ПСК» по договору № 34-01439П/17 от 20.11.2017) 1 договор ТП | I\_002-33-1-03.21-2965 | 0,00 | 0,08 | 0,08 |
| 29 | Реконструкции в части расширения просек ВЛ 110 кВ Л-139 ПС 97-Сортавальская-ПС-93 Карьерная (39,73 га) | I\_004-31-1-01.12-0004 | 0,00 | 1,91 | 1,91 |
| 30 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ-110 кВ Л-128 ПС-94 Кирьяволахти-ПС-92 Ляскеля (19,94га) | I\_004-31-1-01.12-0009 | 0,00 | 0,48 | 0,48 |
| 31 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 110 кВ Л-130 ПС-92 Ляскеля-ПС-25 Питкяранта (41,50 га) | I\_004-31-1-01.12-0011 | 0,00 | 2,18 | 2,18 |
| 32 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 110 кВ Л-195 ПС-97 Сортавальская-ПС-27 Сортавала (18.20 га) | I\_004-31-1-01.12-0012 | 0,00 | 0,55 | 0,55 |
| 33 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 110 кВ Л-124 Суоярви-Ведлозеро ( 49,80 га) | I\_004-31-1-01.12-0013 | 0,00 | 4,24 | 4,24 |
| 34 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 35 кВ Л-74С ПС-4С Леванпельто - ПС-8С Элисенваара (23,40 га) | I\_004-31-1-01.21-2052 | 0,00 | 0,31 | 0,31 |
| 35 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 35 кВ Л-71С ПС-38С Хемякоски- ПС-40С Леппясюрья (23,16 га) | I\_004-31-1-01.21-2053 | 0,00 | 0,38 | 0,38 |
| 36 | Реконструкция в части раширения просек ВЛ 35 кВ Л-42С ПС-3С Туокслахти-ПС-27 Сортавала (2,34 га) | I\_004-31-1-01.21-2061 | 0,00 | 0,41 | 0,41 |
| 37 | Реконструкция в части раширения просек ВЛ 35 кВ Л-78С ПС-27 Сортавала- ПС-46С Приладожская (4,21 га) | I\_004-31-1-01.21-2063 | 0,00 | 0,11 | 0,11 |
| 38 | Реконструкция в части раширения просек ВЛ 35 кВ Л-43С ПС-7 Искра-ПС-28 Вяртсиля (8,75 га) | I\_004-31-1-01.21-2064 | 0,00 | 1,48 | 1,48 |
| 39 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 35 кВ Л-68С ПС-39С Харлу- ПС-38С Хемякоски ( 10.72 га) | I\_004-31-1-01.21-2070 | 0,00 | 1,25 | 1,25 |
| 40 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-39С ПС-7С Искра-ПС-5С Рускеала (24 га) | I\_004-31-1-01.21-2075 | 0,00 | 0,48 | 0,48 |
| 41 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ-35кВ Л-57С ПС-23 Кааламо-ПС-93 Карьерная (7,89га) | I\_004-31-1-01.21-2081 | 0,00 | 0,15 | 0,15 |
| 42 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-110 ГЭС-4 Ондская-ПС-4 Сегежа (32,17 га) | I\_004-32-1-01.12-0078 | 0,00 | 4,38 | 4,38 |
| 43 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-170 «Лодейнопольская – Олонец» (24,61 га) | I\_004-33-1-01.12-2907 | 0,00 | 0,17 | 0,17 |
| 44 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-32П «Спасская Губа –Пальеозерская ГЭС» (19,9 га) | I\_004-33-1-01.21-2913 | 0,00 | 3,08 | 3,08 |
| 45 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-46П Олонец-Куйтежа (7,97 га) | I\_004-33-1-01.21-3006 | 0,00 | 0,47 | 0,47 |
| 46 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-49П «Куйтежа - Михайловское» (8,4 га) | I\_004-33-1-01.21-3019 | 0,00 | 0,06 | 0,06 |
| 47 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 35 кВ Л-76П «Медвежьегорск – Чёбино» (9,0 га) | I\_004-33-1-01.21-3020 | 0,00 | 1,28 | 1,28 |
| 48 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 35 кВ Л-33П «Матросы – Половина» (5,8 га) | I\_004-33-1-01.21-3022 | 0,00 | 0,40 | 0,40 |
| 49 | Строительство подстанции 110 кВ «Прионежская» в Прионежском районе с установкой трансфораторов 2\*16 МВА «врезкой» в Л-173 и перезаводом Л-58П, Л-56П, ВЛ-10 кВ от ПС 35 кВ 9П «Вилга», общая протяженность линий - 18,458 км | I\_009-33-2-03.13-0999 | 0,00 | 4,91 | 4,91 |
| 50 | Техническое перевооружение ВЛ-10 кВ Л-37С-13 (ПС-37 Игнойла- Хюрселя) с заменой провода на СИП на участке 7,1 км в Суоярвском районе | J\_000-31-1-01.32-2204 | 0,00 | 0,92 | 0,92 |
| 51 | Техническое перевооружение ВЛ-10 кВ Л-11С-09 ( ПС-11 - ТП-452) с заменой провода на СИП на участке 6,5 км в Лахденпохском районе | J\_000-31-1-01.32-2205 | 0,00 | 8,66 | 8,66 |
| 52 | Техническое перевооружение ВЛ-10 кВ Л-04С-04 ( ПС-4С - ТП-401) с заменой провода на СИП на участке 7,6 км в Лахденпохском районе | J\_000-31-1-01.32-2208 | 0,00 | 0,40 | 0,40 |
| 53 | Техническое перевооружение ВЛ 10 кВ Л-07С-18 «ПС-7- Партала» с заменой провода на СИП на участке 6,5 км в Сортавальском районе | J\_000-31-1-01.32-2211 | 0,00 | 0,28 | 0,28 |
| 54 | Модернизация ССПИ на ПС 110кВ ПС-34 «Лахденпохья»: оборудование для организации голосовых каналов связи с РДУ - 2 шт., цифровые измерительные преобразователи ЭНИП - 26 шт., устройство сбора данных ЭНКС-3м - 2 шт., аппаратура ВЧ связи - 1 комплект, источник бесперебойного питания - 1 шт.,трансформатор тока 110 кВ(3ф)- 1шт. | J\_000-31-1-04.20-0209 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 55 | Модернизация ССПИ на подстанции ПС 110кВ Лахденпохья (ПС 34) в части организации системы регистрации и передачи информации об аварийных процессах: регистратор аварийных событий-1 компл., организации системы питания регистраторов аварийных событий - 1 компл. | J\_000-31-1-04.20-0210 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 56 | Приобретение автомобиля грузового бортового, грузоподъемностью 1500кг., длина борта 4м. (1 ед.) | J\_000-31-1-07.10-0005 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 57 | Техническое перевооружение участка ВЛ-6 кВ Л-08-06 от ГЭС-7 от опоры №1 до оп.№172 п.Летнереченский Беломорского района с заменой опор и провода на СИП протяженностью 14,328 км. | J\_000-32-1-01.32-2311 | 0,00 | 1,46 | 1,46 |
| 58 | Техническое перевооружение участка ВЛ-10 кВ Л58-05 от ПС-58 «Кестеньга» от опоры №1 до ТП-217 с заменой опор и провода на СИП протяженностью 11,32 км | J\_000-32-1-01.32-2314 | 0,00 | 1,52 | 1,52 |
| 59 | Техническое перевооружение ВЛ-10 кВ Л-42П-11 «Эссойла-Сяпся-Кудама» Пряжинского района с заменой опор и провода на СИП длина перевооружаемого участка 17 км. | J\_000-33-1-01.32-3127 | 0,00 | 1,00 | 1,00 |
| 60 | Техническое перевооружение ПС 110 кВ Пай (ПС-6) с заменой трансформаторов тока 110 кВ в количистве 3 шт. | J\_000-33-1-03.13-2749 | 0,00 | 2,00 | 2,00 |
| 61 | Модернизация ССПИ на РП 110 кВ №81 «Ладва»: оборудование для организации цифровых каналов связи с РДУ - 2 шт., цифровые измерительные преобразователи ЭНИП - 5 шт., устройство сбора данных ЭНКС-3 - 2 шт., источник бесперебойного электропитания - 1 шт. | J\_000-33-1-04.20-2943 | 0,00 | 0,02 | 0,02 |
| 62 | Приобретение диспетчерского коммутатора для производственного отделения ЮКЭС (1 ед.) | J\_000-33-1-04.50-0001 | 0,00 | 1,19 | 1,19 |
| 63 | Приобретение бустера для нужд ПО ЮКЭС Филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» в количестве 5 шт. | J\_000-33-1-07.30-2851 | 0,00 | 0,56 | 0,56 |
| 64 | Приобретение диспетчерских пультов для нужд филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» Карелэнерго (4 ед.) | J\_000-34-1-04.50-0001 | 0,00 | 0,35 | 0,35 |
| 65 | Приобретение цифрового оборудования связи для диспетчерских пунктов филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» (межсетевой экран – 1 шт., система спутниковой связи ПО СЭС – 1 система, система спутниковой связи ЮКЭС - 1 система) | J\_000-34-1-04.50-0004 | 0,00 | 1,35 | 1,35 |
| 66 | Приобретение кондиционеров для ЦУС (2 шт.) | J\_000-34-1-07.30-0029 | 0,00 | 0,24 | 0,24 |
| 67 | Приобретение приборов для определения мест повреждения (31 ед.) | J\_000-34-1-07.30-0034 | 0,00 | 2,59 | 2,59 |
| 68 | Техническое перевооружение ПС 35 кВ № 42П «Эссойла» с заменой трансформаторов тока в ячейке №12 в количестве 2 шт. (технологическое присоединение ОАО «Российские железные дороги» по договору №34-01697П/17 от 08.08.2018) | J\_002-33-1-03.21-2966 | 0,00 | 0,05 | 0,05 |
| 69 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 110 кВ Л-122 ПС-34 Лахденпохья - ПС-95 Хаапалампи (11,63 га) | J\_004-31-1-01.12-0016 | 0,00 | 0,01 | 0,01 |
| 70 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 35 кВ Л-62С ПС-42С Мотка- ПС-43С Лендеры ( 13,58 га) | J\_004-31-1-01.21-2087 | 0,00 | 2,28 | 2,28 |
| 71 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-138 «Суккозеро-Пенинга» (10,46 га) | J\_004-31-1-01.21-2088 | 0,00 | 0,01 | 0,01 |
| 72 | «Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-144 «ПС-19 Медвежьегорск(ФСК) - ПС-78 Великая Губа» (155,26 га) | J\_004-33-1-01.12-3023 | 0,00 | 22,29 | 22,29 |
| 73 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-143 «ПС-19 Медвежьегорск(ФСК)-ПС-37 Пяльма» (103,08 га) | J\_004-33-1-01.12-3024 | 0,00 | 6,09 | 6,09 |
| 74 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-93П «ПС-78 Великая Губа - ПС-45П Великая Нива» (27,96га) | J\_004-33-1-01.21-3030 | 0,00 | 0,60 | 0,60 |
| 75 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-94П «ПС-78 Великая Губа - ПС-44П Жарниково» (25,00 га) | J\_004-33-1-01.21-3031 | 0,00 | 0,53 | 0,53 |
| 76 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-72П «РЛ-73П-I - ПС-27П Кяппесельга» (7,69 га) | J\_004-33-1-01.21-3032 | 0,00 | 0,11 | 0,11 |
| 77 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-73П «РЛ-73П-I - ПС-29П Шуньга» (35,88 га) | J\_004-33-1-01.21-3033 | 0,00 | 2,76 | 2,76 |
| 78 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-74П «ПС-77 Повенец - ПС-43П Пиндуши (ПСК)» (2,7га) | J\_004-33-1-01.21-3034 | 0,00 | 0,34 | 0,34 |
| 79 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-78П «ПС-19 Медвежьегорск(ФСК) - ПС-43П Пиндуши (ПСК)» (9,08 га) | J\_004-33-1-01.21-3036 | 0,00 | 1,41 | 1,41 |
| 80 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-79П «ПС-19 Медвежьегорск(ФСК) - ПС-43П Пиндуши (ПСК)» (6,81га) | J\_004-33-1-01.21-3037 | 0,00 | 0,30 | 0,30 |
| 81 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-70П «ПС-29П Шуньга - ПС-23П Толвуя» (34,75 га) | J\_004-33-1-01.21-3038 | 0,00 | 0,91 | 0,91 |
| 82 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-71П «ПС-23П Толвуя - ПС-45П Великая Нива» (25,96 га) | J\_004-33-1-01.21-3039 | 0,00 | 0,73 | 0,73 |
| 83 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-90П «ПС-38 Челмужи-ПС-28П Сергиево» (46,85 га) | J\_004-33-1-01.21-3040 | 0,00 | 1,78 | 1,78 |
| 84 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-92П «ПС-56П Чебино - ПС-55П Паданы» (37,02 га) | J\_004-33-1-01.21-3041 | 0,00 | 0,82 | 0,82 |
| 85 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-76П «ПС-19 Медвежьегорск(ФСК) - ПС-56П Чебино» (11,44 га) | J\_004-33-1-01.21-3042 | 0,00 | 0,61 | 0,61 |
| 86 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ-10 кВ Л-63-3 (13,95 га) Кондопожский район | J\_004-33-1-01.32-3108 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 87 | Техническое перевооружение линейной ячейки 10 кВ Л-11C-07 на ПС 35 кВ № 11С «Липпола» с заменой 1 трансформатора тока (технологическое присоединение Гинзбурга И.И. №34-01303С/18 от 03.09.2018г.) | J\_009-31-1-01.32-2194 | 0,00 | 0,05 | 0,05 |
| 88 | Техническое перевооружение линейных ячеек 10 кВ Л-19C-01 и Л-19С-09 на ПС 35 кВ №19С «Вешкелица» с заменой 4 трансформаторов тока и тех.перевооружение ВЛ 10 кВ Л-19С-01-5 с заменой опоры (технологическое присоединение технологической лаборатории для разработки полезных ископаемых ООО «Онего-Золото» по заявке №34-00208С/18 от 23.04.2018) - 1 договор ТП | J\_009-31-1-03.21-0110 | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| 89 | Реконструкция ВЛ-10 кВ Л-39-7 с устройством линейного ответвления в с.Ведлозеро Пряжинского района (технологическое присоединение ООО «Союз Недвижимость» №34-02480П/17 от 13.12.2017) | J\_009-33-1-01.32-3036 | 0,00 | 0,31 | 0,31 |
|  | **Всего по инвестиционным проектам** |  | **0,00** | **177,28** | **177,28** |

По результатам анализа Исполнителем определено 100 инвестиционных проектов, в отношении которых тарифный источник для финансирования капитальных вложений недоиспользован в полном объеме относительно утвержденного планового размера. Недофинансирование в части собственных средств, получаемых от реализации услуг по передаче электрической энергии, по данным проектам составило 233 484,50 млн. руб.

| **№** | **Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)** | **Иденти-фикатор инвестиционного проекта** | **Объем финансирования (в части тарифных источников), млн. руб.** | | **Отклонение (факт-план)** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **План** | **Факт** | **млн. руб.** | **%** |
| 1 | Модернизация ССПИ на ПС-110 кВ 72 «Сулажгора»:оборудование для организации голосовых каналов связи с РДУ-2шт., Преобразователь интерфейсов-2 шт., Маршрутизатор-2 шт.,Коммутатор-2 шт., ЭНИП-20 шт.,ЭНКС-3-2 шт., ИБП-1 шт, | F\_000-33-1-04.40-0210 | 5,13 | 4,38 | -0,75 | -15% |
| 2 | Приобретение седельного тягача с КМУ(3 ед.) | F\_000-34-5-07.10-0002 | 2,00 |  | -2,00 | -100% |
| 3 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-140 ПС-93 Карьерная - ПС-28 Вяртсиля (39,86 Га) | I\_000-31-1-01.12-0003 | 4,00 | 1,05 | -2,95 | -74% |
| 4 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-70С «ПС-34 Лахденпохья - ПС-15С Труд»(10,44 Га) | I\_000-31-1-01.21-2048 | 1,61 | 1,32 | -0,29 | -18% |
| 5 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-73С ПС-4С Леванпельто-ПС-10С Таунан (23,3 Га) | I\_000-31-1-01.21-2049 | 3,86 | 0,29 | -3,56 | -92% |
| 6 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-46С ПС-37С Игнойла - ПС-13С Пийтсиеки с ответвлением на ПС-18С Хаутоваара (Л-45С) (35,6 Га) | I\_000-31-1-01.21-2085 | 4,00 | 2,80 | -1,20 | -30% |
| 7 | Техническое перевооружение ВЛ 10 кВ Л-08-01 «ПС-8- ТП-447» Лахденпохского района с заменой провода на СИП на участке 7 км | I\_000-31-1-01.32-2131 | 4,00 |  | -4,00 | -100% |
| 8 | Техническое перевооружение ВЛ 10 кВ Л-34-02-3 «ПС-34- РП Мийнала» в Лахденпохском районе с заменой провода на СИП и установкой реклоузера, длина участка реконструкции 7 км | I\_000-31-1-01.32-2141 | 5,00 |  | -5,00 | -100% |
| 9 | Техническое перевооружение ВЛ 10 кВ Л-38-11 « ПС-38 Хемякоски-ТП-209» Питякрантского района с заменой провода на СИП на участке 8 км | I\_000-31-1-01.32-2146 | 3,77 |  | -3,77 | -100% |
| 10 | Техническое перевооружение ВЛ 10 кВ Л-38-11 « ПС-38 Хемякоски-ТП-209» в Питкярантском районе с заменой провода на СИП, длина участка реконструкции 6 км | I\_000-31-1-01.32-2147 | 4,00 |  | -4,00 | -100% |
| 11 | Техническое перевооружение подстанции 110 кВ ПС-35 Найстенъярви с комплектацией КРУН-10 кВ защитами от дуговых замыканий в количестве 2 комплекта. | I\_000-31-1-03.13-0978 | 1,91 |  | -1,91 | -100% |
| 12 | Техническое перевооружение подстанции 35 кВ ПС-3С Туокслахти с комплектацией КРУН-6 кВ защитами от дуговых замыканий в количестве 2 комплекта | I\_000-31-1-03.13-0979 | 1,27 |  | -1,27 | -100% |
| 13 | Приобретение блок-контейнера « Пост охраны на РПБ РЭС-3 ПО ЗКЭС 1 ед. | I\_000-31-1-07.30-0008 | 0,77 |  | -0,77 | -100% |
| 14 | Приобретение блок-контейнера «Пост охраны» на РПБ МСУ-3 РЭС-4 1 ед. | I\_000-31-1-07.30-0114 | 0,77 |  | -0,77 | -100% |
| 15 | Приобретение крана автомобильного 25т. (2 ед.) | I\_000-31-5-07.10-0001 | 5,00 |  | -5,00 | -100% |
| 16 | Приобретение бригадного автомобиля (3 ед.) | I\_000-31-5-07.10-0002 | 5,00 |  | -5,00 | -100% |
| 17 | Приобретение системы видеофиксации для ПО «Западно – Карельские электрические сети» 1 комплект | I\_000-31-5-07.20-0001 | 1,82 | 1,82 | 0,00 | 0% |
| 18 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-163 ПС-58 Кестеньга-ПС-56 Пяозеро (36,00 га) | I\_000-32-1-01.12-0071 | 0,74 |  | -0,74 | -100% |
| 19 | Реконструкция распределительной сети 0,4 кВ Беломорского района с. Вирма: замена опор и провода на СИП протяженностью 2,45 км | I\_000-32-1-01.41-2228 | 0,40 | 0,03 | -0,37 | -93% |
| 20 | Модернизация подстанции ПС 110 кВ ПС-13 Ледмозеро с заменой РЗА линий 110 кВ в количестве 1 комплект и установкой линейного трансформатора напряжения 110 кВ в количестве 1 комплект | I\_000-32-1-03.13-0023 | 3,32 |  | -3,32 | -100% |
| 21 | Техническое перевооружение подстанции 35 кВ № 34К «Волома» в Муезерском районе с заменой вакуумных выключателей 35 кВ в количестве 3 шт. на вакуумные выключатели 35 кВ в количестве 3 шт. | I\_000-32-1-03.21-0096 | 0,32 | 0,03 | -0,29 | -92% |
| 22 | Создание электросетевого комплекса на базе РИСЭ (3шт.) мощностью 2 МВт в п. Пяозерский и РИСЭ мощностью 1 МВт в п. Кестеньга Лоухского района с повышающими трансформаторами мощностью 3 МВА | I\_000-32-1-03.31-0077 | 22,73 | 0,24 | -22,49 | -99% |
| 23 | Строительство сетей водоснабжения РПБ Беломорск длиной 1,6 км. | I\_000-32-2-06.10-0001 | 4,82 | 0,21 | -4,61 | -96% |
| 24 | Строительство сетей водоснабжения РПБ Ледмозеро и ПС 110 кВ №13 «Ледмозеро» длиной 1,05 км | I\_000-32-2-06.10-0002 | 3,19 | 0,13 | -3,07 | -96% |
| 25 | Строительство сетей водоснабжения РПБ Лоухи длиной 1,4 км | I\_000-32-2-06.10-0003 | 4,52 | 0,91 | -3,61 | -80% |
| 26 | Строительство ограждения по периметру территории Сосновецкого мастерского участка филиала «Карелэнерго» 57 м.п. с установкой барьера безопасности «Егоза» и устройствами освещения в количестве 5 светильников | I\_000-32-2-06.10-0004 | 1,15 | 0,93 | -0,22 | -19% |
| 27 | Приобретение автогидроподъемника с КМУ, с люлькой 2-ух местной, сертифицированной (1 ед.) | I\_000-32-5-07.10-0008 | 6,00 |  | -6,00 | -100% |
| 28 | Приобретение системы видеофиксации для ПО «Северные электрические сети» 1 комплект | I\_000-32-5-07.20-0001 | 1,04 | 1,02 | -0,01 | -1% |
| 29 | Реконструкция ВЛ-6 кВ Ф-1-1 с заменой опор и провода на СИП-3 протяженностью 13,939 км и монтажом 2-х ПАРН с выделением земельного участка в д.Горка Кондопожского района | I\_000-33-1-01.33-3070 | 7,64 | 0,01 | -7,62 | -100% |
| 30 | Техническое перевооружение ПС 110 кВ №70 «Прибрежная» в г.Петрозаводске с заменой 3 дугогасящих реакторов 10 кВ: КТ1-10-1, КТ1-10-2, КТ2-10 на 2 дугогасящих реактора 10 кВ и 3 трансформаторов для подключения дугогасящих реакторов 10 кВ: ТКТ1-10-1, ТКТ1-10-2, ТКТ2-10 на 2 трансформатора 10 кВ | I\_000-33-1-03.13-2582 | 4,52 |  | -4,52 | -100% |
| 31 | Техническое перевооружение подстанции 35 кВ ПС-26П Холодильник с комплектацией КРУН-6 кВ защитами от дуговых замыканий в количестве 2 комплекта | I\_000-33-1-03.13-2583 | 1,16 | 0,58 | -0,59 | -50% |
| 32 | Техническое перевооружение подстанции 35 кВ ПС-57П Тепличный с комплектацией КРУН-6 кВ защитами от дуговых замыканий в количестве 2 комплекта | I\_000-33-1-03.13-2584 | 1,14 | 0,48 | -0,66 | -58% |
| 33 | Реконструкция недействующей ПС-1 «Петрозаводск» в г.Петрозаводске под 1 учебно-тренировочный полигон для подготовки персонала по ремонту и обслуживанию оборудования ПС | I\_000-33-1-03.13-2590 | 9,23 | 0,50 | -8,73 | -95% |
| 34 | Модернизация ССПИ ПС-35 кВ 3п ДСК : оборудование для организации голосовых каналов связи и передачи данных – 2 шт., ЭНКС-3 – 2 шт., ЭНИП-2 – 22 шт., | I\_000-33-1-04.40-0214 | 6,12 |  | -6,12 | -100% |
| 35 | Приобретение бытового блок-контейнера (пост охраны) для размещения на территории РПБ РЭС-2 ПО «ЮКЭС» 1ед. | I\_000-33-1-07.30-2835 | 0,75 |  | -0,75 | -100% |
| 36 | Приобретение бытового блок-контейнера (пост охраны) для размещения на территории РПБ РЭС-1 ПО «ЮКЭС» 1ед. | I\_000-33-1-07.30-2836 | 0,76 |  | -0,76 | -100% |
| 37 | Приобретение бытового блок-контейнера (пост охраны) для размещения на территории РПБ СПС ПО «ЮКЭС» 1ед. | I\_000-33-1-07.30-2837 | 0,68 |  | -0,68 | -100% |
| 38 | Приобретение устройства водоочистки (1 ед.) | I\_000-33-1-07.30-2840 | 0,08 |  | -0,08 | -100% |
| 39 | Строительство двух ЛЭП-10 кВ протяженностью 18,01 км с установкой двухтрансформаторной ТП-10/6 кВ 5 МВА и двух КЛ 6 кВ в протяженностью 8,7 км г. Петрозаводске и Прионежском районе (технологическое присоединение БУ РК «Аэропорт» Петрозаводск» № 34-01793П/17 от 01.11.2017 г.) 1 договор ТП | I\_000-33-2-02.32-2937 | 33,35 |  | -33,35 | -100% |
| 40 | Строительство административно-бытового комплекса с гаражом в п.Эссойла площадью 114 кв.м в количестве 1 здания | I\_000-33-2-06.10-0001 | 0,38 |  | -0,38 | -100% |
| 41 | Строительство сетей водоснабжения 0,392 км и водоотведения 0,012 км от здания ОПУ ПС 110 кВ №36 «Пудож» с установкой локальных очистных сооружений 1 комплект | I\_000-33-2-06.10-0002 | 0,47 |  | -0,47 | -100% |
| 42 | Строительство сетей водоснабжения 1,015 км и водоотведения 0,012 км от здания ЗВН ПС 110 кВ №5 «Деревянка» с установкой локальных очистных сооружений 1 комплект | I\_000-33-2-06.10-0003 | 0,84 |  | -0,84 | -100% |
| 43 | Строительство сетей водоотведения 0,012 км от здания ОПУ ПС 110 кВ №41 «Олонец» с установкой локальных очистных сооружений 1 комплект | I\_000-33-2-06.10-0004 | 0,16 |  | -0,16 | -100% |
| 44 | Строительство сетей водоснабжения 0,435 км и водоотведения 0,012 км от здания ОПУ ПС 110 кВ №64 «Пряжа с установкой локальных очистных сооружений 1 комплект | I\_000-33-2-06.10-0005 | 0,48 |  | -0,48 | -100% |
| 45 | Приобретение системы видеофиксации для ПО «Южные – Карельские электрические сети» 1 комплект | I\_000-33-5-07.20-0001 | 2,22 | 2,13 | -0,09 | -4% |
| 46 | Приобретение резервных источников снабжения электроэнергией под капотом на 2-осном прицепе / 100кВт (РИСЭ) (6 ед.) | I\_000-34-1-07.10-0007 | 8,00 |  | -8,00 | -100% |
| 47 | Приобретение многофункциональных устройств по печати, копированию и сканированию документов (27 ед.) | I\_000-34-1-07.20-0003 | 3,17 | 2,97 | -0,20 | -6% |
| 48 | Приобретение дозатора автоматического жидкостного (1 ед.) | I\_000-34-1-07.30-0022 | 0,20 |  | -0,20 | -100% |
| 49 | Приобретение Серверного лезвия уровня подразделения Типовая конфигурация СL1 (CL1) 2 комплекта | I\_000-34-5-07.20-0010 | 1,95 |  | -1,95 | -100% |
| 50 | Приобретение системы хранения данных Типовой конфигурации 1 (СХД1) 1 комплект | I\_000-34-5-07.20-0011 | 4,80 |  | -4,80 | -100% |
| 51 | Приобретение системы хранения данных блок  расширения (СХД1-SC) 1 комплект | I\_000-34-5-07.20-0012 | 2,21 |  | -2,21 | -100% |
| 52 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 110 кВ Л-131 ПС-25 Питкяранта-ПС-30 Лоймола «(53,30 га) | I\_004-31-1-01.12-0005 | 4,34 | 3,17 | -1,17 | -27% |
| 53 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 110 кВ Л-193 ПС 97-Сортавальская ПС-27Сортавала (3,51 га) | I\_004-31-1-01.12-0006 | 0,57 | 0,05 | -0,52 | -90% |
| 54 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 110 кВ Л-127 ПС 97-Сортавальская-ПС-94 Кирьявалахти (8,06 га) | I\_004-31-1-01.12-0008 | 1,31 | 0,16 | -1,15 | -88% |
| 55 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 110 кВ Л-195 ПС-97 Сортавальская-ПС-27 Сортавала (18.20 га) | I\_004-31-1-01.12-0012 | 1,46 |  | -1,46 | -100% |
| 56 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-129 ПС-57 Кузнечное-ПС-34 Лахденпохья (23,3 га) | I\_004-31-1-01.12-0015 | 3,60 | 0,38 | -3,22 | -89% |
| 57 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 35 кВ Л-31С ПС-4С Леванпельто-ПС-15С Труд (33,60 га) | I\_004-31-1-01.21-2057 | 5,26 | 1,04 | -4,22 | -80% |
| 58 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 35 кВ Л-69С ПС-11С Липпола- ПС-4С-Леванпельто ( 15,96 га) | I\_004-31-1-01.21-2058 | 2,50 | 0,62 | -1,87 | -75% |
| 59 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 35 кВ Л-77С ПС-94 Кирьявалахти -ПС 45С Хелюля (2,08 га) | I\_004-31-1-01.21-2059 | 0,34 | 0,15 | -0,19 | -55% |
| 60 | Реконструкция в части раширения просек ВЛ 35 кВ Л-59С ПС- 21С Хелюля-ПС -45С Хелюля (2,97 га) | I\_004-31-1-01.21-2060 | 0,48 | 0,44 | -0,04 | -9% |
| 61 | Реконструкция в части раширения просек ВЛ 35 кВ Л-54СПС-27 Сортавала-ПС- 45С Хелюля (4,72 га) | I\_004-31-1-01.21-2062 | 0,77 | 0,07 | -0,69 | -90% |
| 62 | Реконструкция в части раширения просек ВЛ 35 кВ Л-56С ПС-27 Сортавала-ПС- 23С Кааламо (19,22 га) | I\_004-31-1-01.21-2065 | 3,13 | 0,30 | -2,83 | -90% |
| 63 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 35 кВ Л-58С ПС- 22С Кааламо -ПС-5С Рускеала (3,83 га) | I\_004-31-1-01.21-2066 | 0,62 | 0,06 | -0,56 | -90% |
| 64 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 35 кВ Л-63С ПС-6С Леппясильта-ПС-36С Ладожская (11,28 га) | I\_004-31-1-01.21-2069 | 1,83 | 0,19 | -1,65 | -90% |
| 65 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 35 кВ Л-50С ПС-37С Игнойла-Эссойла (28,90 га) | I\_004-31-1-01.21-2071 | 2,70 | 1,42 | -1,28 | -47% |
| 66 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 Л-30С ПС-57 Кузнечное-ПС-11С Липпола (7,96 га) | I\_004-31-1-01.21-2078 | 1,29 | 0,19 | -1,09 | -85% |
| 67 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-116 ПС-14 Олений - ПС-9 Ругозеро (28,00 га) | I\_004-32-1-01.12-0075 | 1,00 |  | -1,00 | -100% |
| 68 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-153 ПС-46 Кереть (ОЖД) - ПС-47 Лоухи (ОЖД) (39,80 га) | I\_004-32-1-01.12-0082 | 2,23 | 0,33 | -1,90 | -85% |
| 69 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-148 ПС-54 Кепа - ПС-55 Калевала (103,64 га) | I\_004-32-1-01.12-0083 | 7,16 |  | -7,16 | -100% |
| 70 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-109 ГЭС-4 Ондская - ПС-4 Сегежа (27,00 га) | I\_004-32-1-01.12-0084 | 4,23 | 3,36 | -0,86 | -20% |
| 71 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-108 ГЭС-4 Ондская - ПС-3 Надвойцы (6,00 га) | I\_004-32-1-01.12-0085 | 0,94 | 0,22 | -0,72 | -76% |
| 72 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-107 ГЭС-4 Ондская - ПС-3 Надвойцы (6,20 га) | I\_004-32-1-01.12-0086 | 0,97 | 0,20 | -0,77 | -79% |
| 73 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-103 ГЭС-3 Маткожненская - ГЭС-7 Палакоргская (15,00 га) | I\_004-32-1-01.12-0087 | 2,35 | 2,26 | -0,08 | -4% |
| 74 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-102 ГЭС-3 Маткожненская ПС-61 Идель (ОЖД) (25,00 га) | I\_004-32-1-01.12-0088 | 3,91 | 3,77 | -0,14 | -4% |
| 75 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-147 ГЭС-16 Юшкозерская-ПС-54 Кепа (43,0 га) | I\_004-32-1-01.12-0090 | 1,99 | 1,69 | -0,30 | -15% |
| 76 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-114 ГЭС-5 Выгостровская-ПС-12 Беломорск (8,2 га) | I\_004-32-1-01.12-0091 | 1,33 | 0,29 | -1,05 | -78% |
| 77 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-113 ГЭС-6 Беломорская-ПС-12 Беломорск (9,4 га) | I\_004-32-1-01.12-0092 | 1,53 | 0,35 | -1,18 | -77% |
| 78 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-101 ГЭС-4 Ондская-ПС-3 Надвоицы (7,0 га) | I\_004-32-1-01.12-0093 | 1,14 | 0,17 | -0,97 | -85% |
| 79 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-100 ГЭС-4 Ондская-ПС-3 Надвоицы (7,0 га) | I\_004-32-1-01.12-0094 | 1,14 | 0,13 | -1,00 | -88% |
| 80 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-34К ПС-45 Чупа-ПС-27К Малиновая Варакка (13,00 га) | I\_004-32-1-01.21-1089 | 2,03 | 1,93 | -0,10 | -5% |
| 81 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-43К ПС-10 Кемь-ПС-29К Рабочий Остров (19,16 га) | I\_004-32-1-01.21-1090 | 1,12 |  | -1,12 | -100% |
| 82 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-36К ПС-10 Кемь-ПС-29К Рабочий Остров (7,0 га) | I\_004-32-1-01.21-1091 | 1,14 |  | -1,14 | -100% |
| 83 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-47К ПС-15 Сегежа-ПС-26К Птицефабрика (4,5 га) | I\_004-32-1-01.21-1092 | 0,73 | 0,17 | -0,56 | -76% |
| 84 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-45К ПС-15 Сегежа-ПС-26К Птицефабрика (4,5 га) | I\_004-32-1-01.21-1093 | 0,73 | 0,14 | -0,59 | -80% |
| 85 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-35К ПС-12 Беломорск-ПС-16К БЛДК (5,0 га) | I\_004-32-1-01.21-1094 | 0,81 | 0,76 | -0,05 | -6% |
| 86 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-31К ПС-12 Беломорск-ПС-16К БЛДК (5,0 га) | I\_004-32-1-01.21-1095 | 0,81 | 0,76 | -0,05 | -6% |
| 87 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-187 «Ладва – Пай» (28,8 га) | I\_004-33-1-01.12-2899 | 4,51 | 4,38 | -0,13 | -3% |
| 88 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-188 «Пай – Ольховец» (26,07 га) | I\_004-33-1-01.12-2908 | 3,98 | 0,00 | -3,98 | -100% |
| 89 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-168 «Кондопожская ГЭС – Березовка» (10,65 га) | I\_004-33-1-01.12-2910 | 1,73 | 0,15 | -1,58 | -91% |
| 90 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-169 «Пальеозерская ГЭС – Березовка» (50,1 га) | I\_004-33-1-01.12-2911 | 3,75 | 1,18 | -2,57 | -69% |
| 91 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 110 кВ Л-185 «Станкозавод – Деревянка» (43,49 га) | I\_004-33-1-01.12-2912 | 2,07 | 1,61 | -0,46 | -22% |
| 92 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 110 кВ Л-121 «КОЗ – Кондопожская ГЭС» (3,0 га) | I\_004-33-1-01.12-3021 | 0,46 | 0,38 | -0,08 | -18% |
| 93 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-31П «Кончезеро – Спасская Губа» (6,8 га) | I\_004-33-1-01.21-2902 | 1,06 | 0,04 | -1,02 | -96% |
| 94 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-30П «Берёзовка – Кончезеро» (27,95 га) | I\_004-33-1-01.21-2903 | 2,37 | 1,09 | -1,28 | -54% |
| 95 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-58П «Шуя – Вилга с отпайками на ПС Холодильник, Бесовец и ТП-581, ТП-582» (13,55 га) | I\_004-33-1-01.21-2904 | 2,12 | 1,02 | -1,10 | -52% |
| 96 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-56П «Половина - Вилга с отпайками на ТП-568 и ПС Бесовец» (6,63 га) | I\_004-33-1-01.21-2905 | 1,04 | 0,83 | -0,20 | -20% |
| 97 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-96П «Деревянка – Педасельга с отпайкой на ПС Шокша» (31,98 га) | I\_004-33-1-01.21-2906 | 3,00 | 1,32 | -1,68 | -56% |
| 98 | Реконструкция в части расширения просеки ВЛ 35 кВ Л-90П «Челмужи – Сергиево с отпайкой на ТП-901 Немино» (18,27 га) | I\_004-33-1-01.21-2914 | 2,97 |  | -2,97 | -100% |
| 99 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 35 кВ Л-92П «Чёбино - Паданы» (18,5 га) | I\_004-33-1-01.21-3024 | 2,99 | 1,59 | -1,40 | -47% |
| 100 | Реконструкция в части расширения просек ВЛ 110 кВ Л-119 «Сулажгора – Суна» (25,7 га) | I\_004-33-1-01.21-3026 | 3,98 | 2,23 | -1,74 | -44% |
|  | **Всего по инвестиционным проектам** |  | **295,97** | **62,49** | **-233,48** | **-79%** |

По результатам анализа исполнения инвестиционной программы ПАО «МРСК Северо-Запада» в части филиала «Карелэнерго» Исполнитель отмечает, что недостижение показателей утвержденного плана по использованию собственных тарифных источников, учтенных регулирующим органом при принятии тарифно-балансовых решений и предназначенных для целей финансирования инвестиционной программы, обусловлено как недофинансированием инвестиционных проектов, предусмотренных утвержденной инвестиционной программы, так и финансированием новых инвестиционных проектов. Кроме этого, Исполнителем обнаружено превышение расходов на выполнение мероприятий инвестиционной программы свыше величины средств, определенных в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе. Данный факт, в соответствии с позицией ФАС России, изложенной в письме от 20.04.2018 № ИА/28440/18, считается, как нецелевое использование инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы) и действующим законодательством в области государственного регулирования цен (тарифов) не предусмотрена возможность учета в необходимой валовой выручке территориальных сетевых организаций таких расходов.

На основе отчетных данных о реализации инвестиционной программы за 2019 год и с учетом требований действующего законодательства Исполнителем определено предполагаемое отклонение фактического объема финансирования инвестиционной программы с учетом пообъектного анализа исполнения от фактического объема финансирования в целом инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2019 год до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)). Величина параметров, участвующих в расчете величины корректировки необходимой валовой выручки по результатам исполнения (неисполнения) инвестиционной программы за 2019 год согласно формуле пункта 11 Методических указаний № 98-э приведена ниже.

По результатам анализа исполнения инвестиционной программы ПАО «МРСК Северо-Запада» в части филиала «Карелэнерго» в 2019 году Исполнитель отмечает, что недостижение показателей утвержденного плана по использованию собственных тарифных источников, учтенных регулирующим органом при принятии тарифно-балансовых решений и предназначенных для целей финансирования инвестиционной программы, обусловлено как недофинансированием инвестиционных проектов, предусмотренных утвержденной инвестиционной программой, так и финансированием новых инвестиционных проектов, в том числе включенных в инвестиционную программу в рамках корректировки утвержденной инвестиционной программы в 2019 году.

| **№ п/п** | **Наименование группы объектов** | **Обозначение** | **Финансирование, тыс. руб. без НДС** | **Объем планового финансирования, тыс. руб. с НДС** | **Объем фактического финансирования, тыс. руб. с НДС** | **Отклонение фактических показателей от плановых, тыс. руб.** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Расчетная величина собственных средств регулируемой организации для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов в 2019 году | base_1_287253_32796 | 460 771,04 |  |  |  |
| 2 | Плановый размер финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2019 год до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) | base_1_287253_32797 |  | 457 082,95 |  |  |
| 3 | Фактический объем финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2019 год до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) всего, без учета пообъектного анализа исполнения инвестиционной программы) |  |  |  | 516 074,58 |  |
| 4 | Фактический объем финансирования мероприятий инвестиционной программы, по которым выявлено превышение фактического финансирования над плановым финансированием, предусмотренного инвестиционной программой, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2019 год до его начала, за счет собственных средств выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) |  |  | 161 108,81 | 276 298,99 | - 115 190,18 |
| 5 | Фактический объем финансирования мероприятий инвестиционной программы, отсутствующие в инвестиционной программе, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2019 год до его начала, за счет собственных средств выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) |  |  | - | 177 285,96 | -177 285,96 |
| 6 | Фактический объем финансирования мероприятий инвестиционной программы, по которым выявлено неисполнение относительно планового финансирования, предусмотренного инвестиционной программой, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2019 год до его начала, за счет собственных средств выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) |  |  | 295 974,14 | 62 489,64 | 233 484,50 |
| 7 | Фактический объем финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2019 год до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) (всего, с учетом пообъектного анализа исполнения инвестиционной программы) |  |  |  | 223 598,44 |  |

С учетом результатов анализа исполнения инвестиционной программ ПАО «МРСК Северо-Запада» в части филиала «Карелэнерго» за 2019 год, объем финансирования инвестиционной программы за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) составляет:

* 113% от утвержденного планового значения - при учете результатов финансирования новых инвестиционных проектов;
* 49% от утвержденного планового значения - при учете результатов финансирования инвестиционных проектов, предусмотренных утвержденной в установленном порядке инвестиционной программы от 21.12.2018 г.

На основе отчетных данных о реализации ИПР за 2019 год Исполнителем проведена оценка предполагаемой величины корректировки необходимой валовой выручки по результатам исполнения (неисполнения) ИПР за 2019 год в рамках тарифно-балансовых решений на 2021 год. Оценка выполнена согласно формуле пункта 11 Методических указаний № 98-э. Величина параметров, участвующих в расчете величины корректировки необходимой валовой выручки по результатам исполнения (неисполнения) ИПР за 2019 год, а также результаты оценки приведены ниже.

Исполнитель отмечает, что согласно Методическим указаниям №98-э в расчете необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы используются показатели планового и фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС.

В соответствии с утвержденными формами инвестиционной программы и отчетов о реализации инвестиционной программы (приказ Минэнерго России от 24.03.2010 № 114, от 05.05.2016 №380) информация о плановых и фактических объемах финансирования инвестиционных проектов отражается с НДС. Ввиду отсутствия у Исполнителя информации для корректного исчисления величины НДС по отдельным инвестиционным проектам инвестиционной программы, в рамках настоящей работы Исполнитель принимает допущение о возможности использования объемов планового и фактического финансирования инвестиционной программы для выполнения расчетов согласно п. 11 Методических указаний № 98-э с применением расчетной величины с учетом ставки налога на добавленную стоимость 20%.

| **№ п/п** | **Наименование показателя** | **Составляющая корректировки необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»** | |
| --- | --- | --- | --- |
| **Отчет за 2019 год** | **Отчет за 2019 год с учетом пообъектного анализа финансирования** |
| 1 | Расчетная величина собственных средств для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов на 2019 год, тыс. руб. без НДС | 460 771,04 | |
| 2 | Плановый размер финансирования инвестиционной программы на 2019 год за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) (ИПзаяв), тыс. руб. без НДС | 380 902,46 | |
| 3 | Объем фактического финансирования инвестиционной программы в 2019 году за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) (ИПфакт), тыс. руб. без НДС | 430 062,15 | 186 332,04 |
| 4 |  | 1,13 | 0,49 |
| 5 | Величина корректировки НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, млн. руб. | 59 467,62 | - 235 368,43 |

По оценке Исполнителя, величина корректировки НВВ по результатам исполнения (неисполнения) инвестиционной программы в 2019 году на основе данных об исполнении инвестиционной программы за 2019 год составит положительное значение 59 467,62 тыс. руб. в связи с превышением объемов фактического финансирования над плановым значением. Вместе с тем Исполнитель отмечает наличие риска отрицательной корректировки по результатам исполнения инвестиционной программы за 2019, исходя из пообъектного анализа данных о реализации инвестиционной программы за 2019 года в размере (- 235 368,43 тыс. руб.). Данный риск обуславливается необходимостью подтверждения обоснованности использования собственных тарифных источников, учтенных в рамках тарифно-балансовых решений на 2019 год, для финансирования инвестиционных проектов, не предусмотренных утвержденной в установленном порядке инвестиционной программы.

Согласно пункту 8 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденных приказом ФАС России от 29.08.2017 № 1135/17, инвестиционная составляющая на покрытие расходов, связанных с развитием существующей инфраструктуры, в том числе связей между объектами территориальных сетевых организаций и объектами ЕНЭС, в целях присоединения новых и (или) увеличения мощности Устройств, присоединенных ранее, не учитывается при установлении платы за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Абзацем 5 пункта 32 Основ ценообразования № 1178 определено, что расходы связанные с развитием существующей инфраструктуры, в том числе с развитием связей между объектами территориальных сетевых организаций и объектами единой национальной (общероссийской) электрической сети, расходов на реконструкцию линий электропередачи, подстанций, увеличение сечения проводов и кабелей, увеличение мощности трансформаторов, расширение распределительных устройств и установку компенсирующих устройств для обеспечения качества электрической энергии (объектов электросетевого хозяйства) в целях обеспечения надежности работы электрических станций, присоединяемых энергопринимающих устройств и ранее присоединенных потребителей, а также расходы на установку на принадлежащих сетевой организации объектах электросетевого хозяйства устройств компенсации и регулирования реактивной мощности и иных устройств, необходимых для поддержания требуемых параметров надежности и качества электрической энергии, включаются в цену (тариф) на услуги по передаче электрической энергии.

Исполнитель отмечает, что выполнение мероприятий инвестиционной программы ПАО «МРСК Северо-Запада» в части филиала «Карелэнерго» направлено на перспективное развитие электрических сетей и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также направлено на достижение целевых показателей надежности и качества оказываемых услуг.

На основании изложенного, в целях минимизации риска отрицательной корректировки НВВ по результатам исполнения (неисполнения) инвестиционной программы в 2019 году Исполнитель рекомендует:

* проводить своевременную корректировку параметров инвестиционной программы;
* усилить контроль за соблюдением графиков реализации инвестиционных проектов;
* в составе заявки об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2021 год приложить документы, подтверждающие факт финансирования и освоения капитальных вложений по инвестиционным проектам:
* копии платежных поручений со статусом «Оплачено»;
* выписки из оборотно-сальдовой ведомости по счету (в т.ч в случае выполнения работ хоз. способом);
* акты о приемке выполненных работ (по форме КС-2);
* справка о стоимости выполненных работ (по форме КС-3);
* товарные накладные;
* справки по распределению косвенных затрат.
* в составе предложения об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2021 год дополнительно приложить документы, подтверждающие необходимость и экономическую обоснованность финансирования новых инвестиционных проектов инвестиционной программы, такие как:
* для инвестиционных проектов, реализующихся в рамках осуществления мероприятий по ТП – реестр и копии заключенных договоров на технологическое присоединение;
* для инвестиционных проектов, реализующихся в рамках модернизации, реконструкции или технического перевооружения –обосновывающие материалы, подтверждающие необходимость их реализации в целях ликвидации последствий аварий; предписания государственных надзорных и контролирующих органов, экспертные заключения о необходимости выполнения мероприятий;
* инвестиционные проекты иных направлений реализации –соответствующие обосновывающие материалы, подтверждающие необходимость их реализации (решения органов исполнительной власти, указы Президента Российской Федерации и пр.);
* в составе предложения об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2021 год дополнительно приложить документы, подтверждающие полную стоимость новых инвестиционных проектов инвестиционной программы, такие как:
* для инвестиционных проектов, имеющих утвержденную проектно -сметную документацию - сводка затрат; сводный сметный расчет, разработанный в составе утвержденной в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности проектной документации; пояснительная записка к сметной документации по инвестиционному проекту; копия решения об утверждении проектной документации.
* для инвестиционных проектов, не имеющих утвержденную проектно-сметную документацию - сметный расчет стоимости реализации инвестиционного проекта, составленный в ценах, сложившихся ко времени составления такого сметного расчета, в том числе с использованием укрупненных сметных нормативов и другой ценовой информации (в сметном расчете указываются использованные документы и источники ценовой информации); копии документов, использованных в качестве источников ценовой информации для подготовки сметного расчета по инвестиционному проекту.

### **Анализ расчетов необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», сформированной на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности, в том числе анализ фактических расходов филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на оплату услуг ТСО с календарной разбивкой по полугодиям 2019 года**

### **Экспертиза долгосрочных параметров расчета необходимой валовой выручки ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»**

Согласно пункту 38 Основ ценообразования №1178 тарифы на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемые с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, органами регулирования определяются в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной антимонопольной службой.

Согласно пункту 11 Методических указаний № 98-э необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей ((base_1_287253_32768 тыс. руб.)) определяется по формулам:

,

base_1_287253_32770

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на 2019 год представлены в Государственный комитет Республики Карелия по ценам и тарифам расчеты по корректировке необходимой валовой выручки на 2019 год (второй год долгосрочного периода регулирования) письмами от 27.04.2018 №МР2/3/108-06/3412 и от 26.07.2018 №МР2/3/108-06/6163 с приложением расчетных таблиц и обосновывающих материалов, а также с пояснительной запиской к расчетам.

Величина необходимой валовой выручки на 2019 год по данным филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» составила:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Наименование** | **Ед. изм.** | **Тарифная заявка филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на 2019 год** |
| **Подконтрольные расходы** | **тыс. руб.** | **1 521 221** |
| Материальные затраты | тыс. руб. | 113 625 |
| Затраты на оплату труда | тыс. руб. | 940 767 |
| Прочие расходы | тыс. руб. | 461 163 |
| Расходы, не учитываемые в целях налогообложения | тыс. руб. | 5 666 |
| **Неподконтрольные расходы** | **тыс. руб.** | **2 277 284** |
| Оплата услуг ОАО «ФСК ЕЭС» | тыс. руб. | 281 779 |
| Отчисления на социальные нужды | тыс. руб. | 274 261 |
| Аренда имущества | тыс. руб. | 18 874 |
| Оплата налогов | тыс. руб. | 80 361 |
| Амортизация ОС и нематериальных активов | тыс. руб. | 457 455 |
| Налог на прибыль | тыс. руб. | 409 286 |
| Прочие неподконтрольные расходы (в т.ч. резерв по сомнительным долгам) | тыс. руб. | 531 530 |
| Выпадающие доходы от льготного ТП (п. 87 Основ ценообразования №1178) | **тыс. руб.** | **223 738** |
| **Возврат средств от сглаживания тарифов за долгосрочный период 2012-2017 гг.** | **тыс. руб.** | **1 082 225** |
| **Корректировки НВВ в соответствии с Методическими указаниями № 228-э** | **тыс. руб.** | **549 255** |
| **НВВ на содержание (без учета расходов на компенсацию потерь)** | **тыс. руб.** | **5 429 985** |
| Поступление в сеть | млн. кВтч | 3 460,65 |
| Величина технологического расхода (потерь) электроэнергии | млн. кВтч | 264,05 |
| Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям | % | 7,63% |
| Тариф покупки потерь | руб./МВт\*ч | 1 784,04 |
| **Затраты на покупную электроэнергию, приобретаемую в целях компенсации потерь** | **тыс. руб.** | **471 076** |
| **НВВ собственная (без ТСО)** | **тыс. руб.** | **5 901 061** |

Исполнитель отмечает, что филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», направляя заявление об установлении регулируемых цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год, не производил расчёт плановых расходов на оплату услуг смежных ТСО.

В соответствии с Экспертным заключением на 2019 год величина необходимой валовой выручки на 2019 год для филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» определена Госкомитетом в следующих размерах:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Ед. изм. | ТБР постановление от 28.12.2018 №209 | ТБР постановление от 30.01.2019 №7 |
| **Подконтрольные расходы** | **тыс. руб.** | **1 483 875** | **1 473 602** |
| Материальные затраты | тыс. руб. | 116 109 | 116 419 |
| Затраты на оплату труда | тыс. руб. | 893 997 | 896 380 |
| Прочие расходы | тыс. руб. | 467 979 | 454 998 |
| Расходы, не учитываемые в целях налогообложения | тыс. руб. | 5 790 | 5 805 |
| **Неподконтрольные расходы** | **тыс. руб.** | **1 280 210** | **1 280 904** |
| Оплата услуг ОАО «ФСК ЕЭС» | тыс. руб. | 270 488 | 270 488 |
| Отчисления на социальные нужды | тыс. руб. | 260 600 | 261 295 |
| Аренда имущества | тыс. руб. | 0 | 0 |
| Оплата налогов | тыс. руб. | 56 483 | 56 483 |
| Амортизация ОС и нематериальных активов | тыс. руб. | 459 850 | 459 850 |
| Налог на прибыль | тыс. руб. | 35 642 | 35 642 |
| Прочие неподконтрольные расходы (в т.ч. резерв по сомнительным долгам) | тыс. руб. | 0 | 0 |
| Выпадающие доходы от льготного ТП (п. 87 Основ ценообразования №1178) | тыс. руб. | 197 147 | 197 147 |
| **Возврат средств от сглаживания тарифов за долгосрочный период 2012-2017 гг.** | **тыс. руб.** | **403 567** | **432 332** |
| **Корректировки НВВ в соответствии с Методическими указаниями № 228-э** | **тыс. руб.** | **300 055** | **296 733** |
| **НВВ на содержание (без учета расходов на компенсацию потерь)** | **тыс. руб.** | **3 467 707** | **3 483 571** |
| Поступление в сеть | млн. кВтч | 3 354,41 | 3 354,41 |
| Величина технологического расхода (потерь) электроэнергии | млн. кВтч | 255,00 | 255,00 |
| Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям | % | 7,60% | 7,60% |
| Тариф покупки потерь | руб./МВт\*ч | 1 257,97 | 1 257,97 |
| **Затраты на покупную электроэнергию, приобретаемую в целях компенсации потерь** | **тыс. руб.** | **320 783** | **320 783** |
| **НВВ собственная (без ТСО)** | **тыс. руб.** | **3 788 490** | **3 804 354** |

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

Базовый уровень подконтрольных расходов, утвержденный Госкомитетом на первый год (2018 год) второго долгосрочного периода регулирования 2018-2022 гг., проанализирован Исполнителем в разделе «Постатейный анализ подконтрольных расходов, принятых в расчет базового уровня подконтрольных расходов».

По расчету Исполнителя подконтрольные расходы на 2019 год с учетом определенного Исполнителем базового уровня подконтрольных расходов в размере 1 616 887 тыс. руб. и коэффициента индексации составляют 1 685 193 тыс. руб.

Исполнителем произведен анализ расходов на 2019 год, заявленных филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», расходов, учтенных Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам в составе НВВ 2019 года, расходов, определенных Исполнителем, а также фактических расходов филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на оказание услуг по передаче электрической энергии за 2019 год.

Фактические данные за 2019 год, приняты Исполнителем в соответствии с данными размещенными филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на официальном сайте http://www.mrsksevzap.ru/id\_2structure в сети Интернет в «Форме раскрытия информации о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями, регулирование деятельности которых осуществляется методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки».

Исполнителем для проведения анализа котловой НВВ в представленной ниже таблице приняты следующие допущения:

1. Плановая величина расходов на оплату услуг ТСО как по данным филиала, так и учтенная в ТБР, принята по данным опубликованным филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на официальном сайте в сети Интернет в отчете «Форма раскрытия информации о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями, регулирование деятельности которых осуществляется методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки за 2019 год»;
2. Величина «корректировок НВВ» в столбце по данным «Исполнителя» принята по расчету Государственного Комитета Республики Карелия по ценам и тарифам.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **Ед. изм.** | **Заявка филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карел**  **энерго» на 2019 год** | **ТБР на 2019 год** | **Исполнитель на 2019 год** | **Справочно: Факт за 2019 год** | **Отклонение от ТБР** | **Отклонение от заявки филиала, тыс. руб.** | | **Отклонение от фактических расходов, тыс. руб.** | |
| **ТБР - Исполнитель** | **ТБР-заявка** | **Исполнитель - заявка** | **ТБР-факт** | **Исполнитель - факт** |
| **Подконтрольные расходы** | **тыс. руб.** | **1 521 221** | **1 473 602** | **1 685 193** | **1 769 150** | **-211 591,2** | **-47 619,4** | **163 971,8** | **-295 548,7** | **-83 957,5** |
| Материальные затраты | тыс. руб. | 113 625 | 116 419 | 122 515 | 122 706 | -6 096,0 | 2 793,8 | 8 889,8 | -6 287,5 | -191,4 |
| Затраты на оплату труда | тыс. руб. | 940 767 | 896 380 | 1 045 402 | 949 439 | -149 022,0 | -44 387,7 | 104 634,3 | -53 059,5 | 95 962,5 |
| Прочие расходы | тыс. руб. | 461 163 | 454 998 | 484 625 | 579 941 | -29 626,9 | -6 164,8 | 23 462,1 | -124 943,0 | -95 316,1 |
| Расходы, не учитываемые в целях налогообложения | тыс. руб. | 5 666 | 5 805 | 32 651 | 117 064 | -26 846,2 | 139,3 | 26 985,6 | -111 258,7 | -84 412,4 |
| **Неподконтрольные расходы** | **тыс. руб.** | **2 277 284** | **1 280 904** | **1 310 616** | **1 163 076** | **-29 711,3** | **-996 379,4** | **-966 668,1** | **117 828,3** | **147 539,5** |
| Оплата услуг ОАО «ФСК ЕЭС» | тыс. руб. | 281 779 | 270 488 | 267 512 | 280 338 | 2 976,2 | -11 291,2 | -14 267,4 | -9 850,0 | -12 826,2 |
| Отчисления на социальные нужды | тыс. руб. | 274 261 | 261 295 | 314 010 | 277 640 | -52 715,2 | -12 966,3 | 39 749,0 | -16 345,2 | 36 370,0 |
| Аренда имущества | тыс. руб. | 18 874 | 0 | 7 691 | 10 679 | -7 690,8 | -18 873,7 | -11 182,9 | -10 679,3 | -2 988,5 |
| Оплата налогов | тыс. руб. | 80 361 | 56 483 | 34 100 | 37 853 | 22 383,1 | -23 877,6 | -46 260,6 | 18 630,6 | -3 752,5 |
| Амортизация ОС и нематериальных активов | тыс. руб. | 457 455 | 459 850 | 459 850 | 494 356 | 0,0 | 2 394,8 | 2 394,8 | -34 506,9 | -34 506,9 |
| Налог на прибыль | тыс. руб. | 409 286 | 35 642 | 35 736 | 22 461 | -94,3 | -373 644,4 | -373 550,1 | 13 181,0 | 13 275,3 |
| Прочие неподконтрольные расходы (в т.ч. резерв по сомнительным долгам) | тыс. руб. | 531 530 | 0 | 0 | 3 218 | 0,0 | -531 530,3 | -531 530,3 | -3 218,2 | -3 218,2 |
| Выпадающие доходы от льготного ТП (п.87 Основ ценообразования №1178) | тыс. руб. | 223 738 | 197 147 | 191 717 | 58 992 | **5 429,8** | **-26 590,8** | **-32 020,6** | 138 155,2 | 132 725,5 |
| **Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов (в т. ч. возврат средств от сглаживания тарифов за долгосрочный период 2010-2017 гг.)** | **тыс. руб.** | **1 082 225** | **432 332** | **432 332** |  | **0,0** | **-649 892,5** | **-649 892,5** | **432 332,4** | **432 332,4** |
| **Корректировки НВВ в соответствии с Методическими указаниями  № 228-э** | **тыс. руб.** | **549 255** | **296 733** | **527 457** |  | **-230 724,0** | **-252 522,5** | **-21 798,5** | **296 732,7** | **527 456,7** |
| **НВВ на содержание (без учета расходов на компенсацию потерь)** | **тыс. руб.** | **5 429 985** | **3 483 571** | **3 955 598** | **2 932 227** | **-472 026,5** | **-1 946 413,8** | **-1 474 387,3** | **551 344,6** | **1 023 371,1** |
| Поступление в сеть | млн. кВтч | 3 460,65 | 3 354,41 | 3 996,52 | 3 784,98 | -642,1 | -106,2 | 535,9 | -430,6 | 211,5 |
| Величина технологического расхода (потерь) электроэнергии | млн. кВтч | 264,05 | 255,00 | 255,00 | 201,83 | 0,0 | -9,1 | -9,1 | 53,2 | 53,2 |
| Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям | % | 7,63% | 7,60% | 7,87% |  | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 |
| Тариф покупки потерь | руб./МВт\*ч | 1 784,04 | 1 257,97 | 1 092,69 | 1 319,44 | 165,3 | -526,1 | -691,3 | -61,5 | -226,8 |
| **Затраты на покупную электроэнергию, приобретаемую в целях компенсации потерь** | **тыс. руб.** | **471 076** | **320 783** | **278 636** | **266 298** | **42 147,1** | **-150 292,5** | **-192 439,5** | **54 485,7** | **12 338,7** |
| **НВВ собственная (без ТСО)** | **тыс. руб.** | **5 901 061** | **3 804 354** | **4 234 234** | **3 198 524** | **-429 879,4** | **-2 096 706,3** | **-1 666 826,8** | **605 830,4** | **1 035 709,8** |
| Расходы на оплату услуг ТСО | тыс. руб. | 3 256 688 | 3 256 688 | 3 256 688 | 3 275 401 |  |  |  |  |  |
| **НВВ котловая** | **тыс. руб.** | **9 157 748** | **7 061 042** | **7 490 922** | **6 473 925** |  |  |  |  |  |

В соответствии с представленными выше данными размер НВВ на содержание электрических сетей на 2019 год по данным Исполнителя должен составить 4 234 234 тыс. руб. Недоучтенная в ТБР 2019 года величина расходов, по мнению Исполнителя, составляет по подконтрольным расходам – 211 591 тыс. руб., по неподконтрольным расходам – 29 711 тыс. руб.

Основное отклонение в части подконтрольных расходов формируется за счет:

* определения Государственным Комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам базового уровня подконтрольных расходов с применением формулы 9 Методических указаний № 421-э (= 0,3 \* эффективный уровень подконтрольных расходов + 0,7 \* уровень подконтрольных расходов по методу ЭОР), что, по мнению Исполнителя, является не обоснованным. Подробная позиция Исполнителя изложена в Отчете по этапу 1.1.1;
* расходов на оплату труда – отклонение составило 149 022 тыс. руб. (отклонение расчета Исполнителя от расчета регулирующего органа базового уровня операционных расходов по методу ЭОР составило – 97 575 тыс. руб., от базового уровня – 125 249 тыс. руб.). Подробная позиция Исполнителя и расчет расходов на оплату труда представлен в Отчете по этапу 1.1.1;
* необоснованного занижения Государственным Комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам подконтрольных расходов из прибыли на соцразвитие и обязательные отчисления первичной профсоюзной организации в размере 0,3 процента от фонда оплаты труда на сумму 26 846 тыс. руб.

### **Анализ фактических расходов ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на оплату услуг ТСО с календарной разбивкой по полугодиям 2019 года**

Согласно пункту 42 Правил недискриминационного доступа, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 №861 (далее – Правила недискриминационного доступа) при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии ставки тарифов определяются с учетом необходимости обеспечения равенства единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии для всех потребителей услуг, расположенных на территории соответствующего субъекта Российской Федерации и принадлежащих к одной группе (категории) из числа тех, по которым законодательством Российской Федерации предусмотрена дифференциация тарифов на электрическую энергию (мощность).

Согласно пункту 49 Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденных приказом ФСТ России от 06.08.2004 № 20-э/2, для расчета единых (котловых) тарифов на территории субъекта Российской Федерации на каждом уровне напряжения суммируются необходимая валовая выручка всех сетевых организаций по соответствующему уровню напряжения.

Долгосрочная необходимая валовая выручка (без учета оплаты потерь) филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на долгосрочный период регулирования 2018-2022 годы утверждена на каждый год долгосрочного периода регулирования постановлением Государственного Комитета Республики Карелия по ценам и тарифам от 29.12.2017 № 224 «О долгосрочных параметрах регулирования для филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», в отношении которого тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются с применением долгосрочной индексации необходимой валовой выручки» (в редакции постановления от 30.01.2019 №7).

Индивидуальные цены на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями за оказываемые друг другу услуги по передаче на 2019 год установлены постановлением ГК РК по ценам и тарифам от 29.12.2018 № 214 «Об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями Республики Карелия на 2019 год» (в редакции постановления от 30.01.2019 №7).

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Филиал, направляя заявление об установлении регулируемых цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год (письма исх. от 27.04.2018 №МР2/3/108-06/3412 и от 26.07.2018 № МР 2/3/108-06/6163), не производил расчёт плановых расходов на оплату услуг ТСО.

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

Государственным Комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам в Протоколе от 29.12.2018 №212 информацию об учтенных расходах на оплату услуг ТСО не приводит.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

В состав необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» должны включаться расходы на оплату услуг ТСО в размере, определяемом исходя из планового объема полезного отпуска по каждой ТСО и индивидуальных цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между двумя сетевыми организациями, установленных Государственным Комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам, так как согласно пункту 52 Методических указаний №20-э/2 определено, что необходимая валовая выручка любой сетевой организации региона должна суммарно обеспечиваться за счет платежей от потребителей, а также от сетевых организаций.

Индивидуальные цены на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями за оказываемые друг другу услуги по передаче на 2019 год установлены постановлением ГК РК по ценам и тарифам от 29.12.2018 № 214 «Об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями Республики Карелия на 2019 год» (в редакции постановления от 30.01.2019 №7).

С использованием индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии, утвержденных указанными постановлениями, а также плановых величин сальдированного перетока электрической энергии, отраженных в протоколе заседания Правления от 29.12.2018 Исполнителем проведен расчет расходов на оплату услуг сетевых организаций.

Подробный расчет представлен в таблице.

**I полугодие 2019 г.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п.п.** | **Наименование ТСО** | **Одно-**  **ставоч-**  **ный тариф** | **Ставка на содержание** | **Ставка на потери** | **Мощность** | **Сальдо-переток э/э** | **Платеж по ставке на содержание** | | **Платеж по ставке на потери** | | **Итого платеж по индивидуальным тарифам** | | **Платеж по одноставочному тарифу** | |
| **руб./МВтч.** | **руб./МВт.** | **руб./МВтч.** | **МВт.** | **МВтч.** | **тыс. руб.** | | **тыс. руб.** | | **тыс. руб.** | | **тыс. руб.** | |
| 1 | Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» - ОАО «Прионежская сетевая компания» | 2 658,32 | 290 920,87 | 490,64 | 472,58 | 380 541,54 | | 824 892,77 | | 186 708,33 | | 1 011 601,09 | | 1 011 601,09 | | |
| 2 | Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» - ОАО «Объединенные региональные электрические сети Петрозаводска» | 803,34 | 61 611,34 | 234,42 | 527,45 | 342 720,45 | | 194 981,27 | | 80 340,47 | | 275 321,74 | | 275 321,74 | | |
| 3 | Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» - филиал ОАО «РЖД» Октябрьской дирекции по энергообеспечению | 393,12 | 37 379,22 | 24,44 | 774,15 | 470 924,48 | | 173 622,34 | | 11 509,31 | | 185 131,65 | | 185 131,65 | | |
| 4 | Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» - ОАО «Карельский окатыш» | 2 964,04 | 5 216 616,49 | 192,55 | 0,99 | 11 167,88 | | 30 951,62 | | 2 150,40 | | 33 102,02 | | 33 102,02 | | |
| 5 | Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» - Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Карельское ПМЭС | 40 532,26 | 1 448 729,21 | 562,34 | 18,92 | 4 114,02 | | 164 437,25 | | 2 313,46 | | 166 750,71 | | 166 750,71 | | |
| 6 | Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» - Филиал «Северо-Западный» АО «Оборонэнерго» | 463,51 | 70 301,10 | 98,09 | 12,46 | 14 379,52 | | 5 254,56 | | 1 410,55 | | 6 665,11 | | 6 665,11 | | |
| 7 | Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» - ООО «Энергозащита» (с 01.04.19) | 596,57 | 363 647,79 |  | 2,23 | 4 068,85 | | 2 427,35 | | 0,00 | | 2 427,35 | | 2 427,35 | | |
|  | **Итого** |  |  |  | **1 808,76** | **1 227 916,7** | | **1 396 567,14** | | **284 432,53** | | **1 680 999,67** | | **1 680 999,67** | |

**II полугодие 2019 г.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п.п.** | **Наименование ТСО** | **Одно ставоч ный тариф** | **Ставка на содержание** | **Ставка на потери** | **Мощность** | **Сальдо-переток э/э** | **Платеж по ставке на содержание** | **Платеж по ставке на потери** | **Итого платеж по индивидуальным тарифам** | **Платеж по одноставочному тарифу** |
| **руб./МВтч.** | **руб./МВт.** | **руб./МВтч.** | **МВт.** | **МВтч.** | **тыс. руб.** | **тыс. руб.** | **тыс. руб.** | **тыс. руб.** |
| 1 | Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» - ОАО «Прионежская сетевая компания» | 2 811,68 | 285 325,94 | 410,00 | 472,58 | 336 858,60 | 809 028,59 | 138 110,63 | 947 139,21 | 947 139,21 |
| 2 | Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» - ОАО «Объединенные региональные электрические сети Петрозаводска» | 753,26 | 61 611,34 | 127,46 | 527,45 | 311 571,80 | 194 981,27 | 39 713,34 | 234 694,60 | 234 694,61 |
| 3 | Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» - филиал ОАО «РЖД» Октябрьской дирекции по энергообеспечению | 373,42 | 37 379,22 | 12,39 | 774,15 | 480 912,47 | 173 622,34 | 5 960,63 | 179 582,96 | 179 582,96 |
| 4 | Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» - ОАО «Карельский окатыш» | 2 846,72 | 5 216 616,49 | 190,66 | 0,99 | 11 653,21 | 30 951,62 | 2 221,85 | 33 173,46 | 33 173,46 |
| 5 | Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» - Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Карельское ПМЭС | 46 185,94 | 1 448 729,21 | 372,57 | 18,92 | 3 589,29 | 164 437,25 | 1 337,27 | 165 774,52 | 165 774,52 |
| 6 | Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» - Филиал «Северо-Западный» АО «Оборонэнерго» | 526,73 | 70 301,10 | 65,63 | 12,46 | 11 395,71 | 5 254,56 | 747,90 | 6 002,46 | 6 002,46 |
| 7 | Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» - ООО «Энергозащита» (с 01.04.19) | 557,77 | 363 647,79 |  | 2,23 | 8 703,74 | 4 854,70 | 0,00 | 4 854,70 | 4 854,70 |
| 8 | Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» -ООО «ЭнергоХолдинг» (с 01.07.19) | 1 386,29 | 95 852,94 | 0,00 | 7,77 | 3 221,59 | 4 466,08 | 0,00 | 4 466,08 | 4 466,08 |
|  | **Итого** |  |  |  | **1 816,53** | **1 167 906,41** | **1 387 596,39** | **188 091,61** | **1 575 688,00** | **1 575 688,00** |
|  | **Итого за 2019 год** |  |  |  |  |  | **2 784 163,52** | **472 524,14** | **3 256 687,67** | **3 256 687,67** |

Сумма плановых расходов на оплату услуг сетевых организаций на 2019 год составила 3 256 687,67 тыс. руб.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **ТБР** | **Факт** | **Отклонение** | |
| тыс. руб. | % |
| Расходы на оплату услуг смежных ТСО, тыс. руб. | 3 256 688 | 3 275 401 | 18 713 | 0,6 |

Отклонение фактической величины расходов на оплату услуг ТСО от плановой составило 0,6%.

### **Экспертиза обоснованности корректировок необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», проведенных ГК РК по ценам и тарифам при определении необходимой валовой выручки на 2019 год**

Согласно пункту 38 Основ ценообразования № 1178 в течение долгосрочного периода регулирования регулирующими органами ежегодно производится корректировка необходимой валовой выручки, устанавливаемой на очередной период регулирования в соответствии с Методическими указаниями № 98-э. По решению регулирующего органа такая корректировка может осуществляться с учетом отклонения фактических значений параметров расчета тарифов по итогам истекшего периода текущего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, от планировавшихся значений параметров расчета тарифов, а также изменение плановых показателей на следующие периоды.

Согласно положениям пункта 39 Основ ценообразования №1178, которыми предусмотрено, что при изменении метода регулирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности сетевых организаций результаты деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до изменения метода регулирования тарифов учитываются при определении ежегодной корректировки валовой выручки в порядке, предусмотренном теми методическими указаниями, в соответствии с которыми была установлена необходимая валовая выручка на соответствующий год.

В отношении филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» с 2012 года по 2017 год применялся метод регулирования - метод доходности инвестированного капитала. В связи с этим корректировки необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на 2019 год по фактическим данным 2017 года осуществляются в соответствии с Методическими указаниями № 228-э.

Согласно пункту 42 Методических указаний № 228-э регулирующими органами производятся следующие корректировки величины необходимой валовой выручки:

* компенсация выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов;
* корректировка необходимой валовой выручки на очередной год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы;
* компенсация фактически понесенных неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов на соответствующий год долгосрочного периода регулирования;
* корректировка, связанная с применением понижающего (повышающего) коэффициента, корректирующего необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом фактических показателей достижения уровня надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг);
* выпадающие доходы сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемые в плату за технологическое присоединение, связанные с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, определяемые регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования № 1178.

Корректировки необходимой валовой выручки в части выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов по итогам 2017 года филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» направлены в адрес ГК РК по ценам и тарифам письмом от 27.04.2018 № МР 2/3/108-06/3412, уточненные расчеты представлены филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» письмом от 26.07.2018 № МР 2/3/108-06/6163.

### **Экспертиза обоснованности определения величины корректировки, возникающей в связи с отличием фактической выручки от реализации услуг по регулируемому виду деятельности от утвержденной при установлении тарифов**

Согласно пункту 42 Методических указаний № 228-э компенсация выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов, производится по формуле:



,

где:

 - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за год i-2 в части содержания электрических сетей (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год i-2 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг.

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» величина корректировки, возникающей в связи с отличием фактической выручки от реализации услуг по регулируемому виду деятельности от утвержденной при установлении тарифов заявлена в размере 27 430,7 тыс. руб.

НВВск2017 – НВВф2017

В соответствии с принятыми Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам тарифно-балансовыми решениями на 2017 год выручка филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год, определяемая исходя из установленных тарифов на услуги по передаче электрической энергии, утверждена в размере 7 827 708,90 тыс. руб.

Фактический размер оказанных филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» услуг по передаче электрической энергии по данным бухгалтерского учета за 2017 год составил 7 754 287,11 тыс. руб. В качестве обосновывающих материалов предоставлены счета-фактуры и акты по договорам оказания услуг по передаче электрической энергии за 2017 год.

Расходы на услуги территориальных сетевых организаций определены Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам в составе НВВ филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на 2017 год в размере 3 621 709,53 тыс. руб.

Фактические расходы на оплату услуг территориальных сетевых организаций по данным бухгалтерского учета за 2017 год составили 3 648 322,17 тыс. руб. В качестве обосновывающих материалов предоставлены счета-фактуры и акты по договорам оказания услуг по передаче электрической энергии территориальными сетевыми организациями за 2017 год.

Затраты на покупку технологических потерь в сетях филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» определены Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам на 2017 год в размере 553 746,07 тыс. руб.

Фактическая выручка на компенсацию технологических потерь, определяемая исходя произведения ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг, на 2017 год составила 479 072,86 тыс. руб. (1 939,03 \* 247,07), где

* + 1 939,03 руб./МВт.ч. – цена покупки потерь электрической энергии в сетях филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», учтенная при регулировании на 2017 год
  + 247,07 млн.к.Вт.ч. – фактический объем технологических потерь в сетях филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017 год.

Таким образом, по расчету филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» размер компенсации по фактическому объему выручки от реализации за 2017 год составит 25 361,22 тыс. руб. (3 652 253,30 – 3 626 892,08).

В соответствии с формулой расчета компенсации выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов, при включении в необходимую валовую выручку на 2019 год указанные значения подлежат индексации.

В соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2018 год и на плановый период 2019 и 2020 годов индекс потребительских цен запланирован в размере:

* + На 2018 год – 4,0%
  + На 2019 год – 4,0%

Соответственно общий размер компенсации по фактическому объему выручки от реализации оказанных филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» услуг по передаче электрической энергии за 2017 год с учетом индексации за 2018-2019 гг. составит:

25 361,22 \* (1 + 4,0%) \* (1 + 4,0%) = 27 430,70 тыс. руб.

В качестве обосновывающих материалов представлены следующие документы:

1. Счета-фактуры и акты по договорам оказания услуг по передаче электрической энергии за 2017 год,
2. Акты приема-передачи электрической энергии для компенсации потерь и счета-фактуры между АО «ТНС энерго Карелия» и филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017 год,
3. Акты приема-передачи электрической энергии для компенсации потерь и счета-фактуры между ООО «Энергокомфорт» Карелия» и филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017 год,
4. Расчеты объемов и стоимости электрической энергии на технологические нужды (потери) в сетях филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017 год,
5. Оборотно-сальдовая ведомость по счету 20 «Основное производство/Расходы на оплату технологических потерь электрической энергии в сетях» на сумму 553 550,7 тыс. руб.,
6. Оборотно-сальдовая ведомость по счету 20 «Основное производство/Расходы на оплату услуг территориальных сетевых организаций» на сумму 3 648 322,17 тыс. руб.,
7. Форма 1.3 «Показатели раздельного учета доходов и расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям» согласно которой, выручка по виду деятельности «передача электрической энергии» за 2017 год составила 7 556 742,3 тыс. руб. (за вычетом нагрузочных потерь на сумму 197 544,8 тыс. руб.).

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам отмечено, что в соответствии с договорной схемой филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» часть взаиморасчетов производиться по одноставочному тарифу. Экспертам Госкомитета, определить достоверно в товарной выручке доходы, полученные на содержание сетей, и доходы, полученные для компенсации технологических потерь на основании актов оказанных услуг невозможно.

По мнению экспертной группы Госкомитета, фактический объем выручки от реализации продукции по регулируемому виду деятельности, направляемый на содержание сетей, определяется как разность между фактической товарной выручкой, начисленной к получению, и доходами, относящимися к финансированию расходов на покупку потерь.

Сумма доходов, относящаяся к финансированию расходов на покупку потерь, определяется как произведение объема фактических потерь и плановой цены покупки потерь.

Данный алгоритм расчета позволит исключить повторную корректировку изменения цены покупки потерь.

Разница, возникающая в результате отличия доходов, полученных в товарной выручке на компенсацию потерь и расходов регулируемой организации на оплату потерь, компенсируется при расчете компенсации выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов.

Плановая необходимая валовая выручка филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на 2017 год на содержание сетей составляет 3 652 254,11 тыс. руб. (учтена в тарифе).

По расчету экспертной группы Государственного комитета Республики Карелия по ценам и тарифам фактическая выручка на содержание сетей филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017 год составляет 3 626 891,59 тыс. руб.

Расчет произведен с учетом следующих фактических показателей:

1. Фактическая товарная выручка, рассчитанная на основании представленных филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» актов оказания услуг по передаче электрической энергии за 2017 год, составляет 7 754 287,11 тыс. руб.
2. Фактические расходы на оплату услуг территориальных сетевых организаций за 2017 год составляют 3 648 322,17 тыс. руб.
3. По расчету экспертной группы выручка на компенсацию технологических потерь составляет 479 073,35 тыс. руб. Расчет произведен исходя из плановой цены покупки потерь, составляющей 1 939,03 руб./МВт\*ч (планируемые расходы на оплату технологических потерь – 553 746,07 тыс. руб., планируемый объем потерь на 2017 год – 285,58 млн. кВт\*ч) и фактического объема потерь, составляющего 247, 1 млн. кВт\*ч.

По расчету экспертной группы корректировка по объему фактической выручки за 2017 год составляет 25 362,52 тыс. руб. (3 652 254,11 тыс. руб. – 3 626 891,59 тыс. руб.)

В соответствии с формулой, приведенной в п.42 Методических указаний №228-э компенсация выпадающих/излишне полученных доходов, возникших в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных при утверждении тарифов, учитываемая в составе необходимой валовой выручки в 2017 году подлежит увеличению на индексы потребительских цен.

По расчету экспертной группы компенсация по фактическому объему выручки от реализации продукции по регулируемому виду деятельности за 2017 год с учетом индексов потребительских цен на 2018-2019 гг. (102,7%, 104,6% соответственно) составит 27 245,48 тыс. руб.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

Необходимая валовая выручка на содержание сетей утверждена в размере 3 652 254,11 тыс. рублей (постановление Государственного комитета Республики Карелия по ценам и тарифам от 27.12.2016 № 242).

Фактическая необходимая валовая выручка, полученная на содержание сетей за 2017 год рассчитана Исполнителем в размере 5 934 700 тыс. рублей в соответствии с п.42 Методических указаний №228-э исходя из установленных на 2017 год тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг.

Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям территориальных сетевых организаций республики Карелия, поставляемой потребителям на 2017 год установлены постановлениями Государственного комитета Республики Карелия по ценам и тарифам от 27.12.2016 №243, от 31.07.2017 №46, от 13.11.2017 №85.

Исполнителем произведен расчет фактического объема выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год в части содержания электрических сетей исходя из исходя из установленных на 2017 год тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг в размере 1 275 663,93 тыс. кВтч/159,67 МВт (по двухставочному тарифу) и 3 204 285,87 тыс. кВтч (по одноставочному тарифу).

Общая сумма выручки за 2017 год составила 7 754 287,11 тыс. руб. в том числе на оплату нагрузочных потерь 197 545 тыс. руб.

Общая сумма выручки за 2017 год на содержание сетей составила 5 934 700 тыс. руб.

| Наименование | Объем, МВтч/Мвт | Тариф без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь э/энергии, руб./МВтч, руб./МВт\*мес. | Сумма содержания, тыс. руб. |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 **полугодие** 2017 | | | |
| **По котловым тарифам** | | | **3 111 932** |
| **прочие потребители, рассчитывающиеся по двухставочному тарифу** | **1 175 003,85/**  **290,73** |  | **692 758,23** |
| ВН | 0,71 | 1 177 094,24 | 5 013 |
| ВН1 | 260,74 | 223 533,36 | 349 709 |
| СН1 | 11,88 | 1 883 213,42 | 134 239 |
| СН2 | 14,37 | 1 946 577,83 | 167 850 |
| НН | 3,03 | 1 980 346,76 | 35 947 |
| **прочие потребители, рассчитывающиеся по одноставочному тарифу** | **1 160 105,27** |  | **2 562 392,03** |
| ВН | 767836,398 | 1 318,34 | 1 012 269 |
| СН1 | 9165,877 | 4 154,14 | 38 076 |
| СН2 | 180434,263 | 4 089,49 | 737 884 |
| НН | 202668,736 | 3819,84 | 774 162 |
| **население** | **550 812,28** |  | **-143 218,36** |
| *Категория 1\** | *129 599,06* | *340,11* | *44 078* |
| *Категория 2\** | *254 689,54* | *-464,97* | *-118 423* |
| *Категория 3\** | *139 535,18* | *-464,97* | *-64 880* |
| *Категория 4.1\** | *16 361,96* | *-464,97* | *-7 608* |
| *Категория 4.2\** | *2 353,30* | *340,11* | *800* |
| *Категория 4.3\** | *5 390,19* | *340,11* | *1 833* |
| *Категория 4.4\** | *2 883,05* | *340,11* | *981* |
| **Июль 2017** | | | |
| **По котловым тарифам** | | | **389 258** |
| **прочие потребители, рассчитывающиеся по двухставочному тарифу** | **13 734,353 /**  **23,42** |  | **49 134** |
| ВН | 0,70 | 1 295 364,93 | 912 |
| ВН1 |  | 0,00 | 0 |
| СН1 | 11,54 | 2 076 530,86 | 23 967 |
| СН2 | 10,01 | 2 166 188,63 | 21 679 |
| НН | 1,17 | 2 207 332,31 | 2 576 |
| **прочие потребители, рассчитывающиеся по одноставочному тарифу** | **152 166,22** |  | **344 835,54** |
| ВН | 109572,755 | 1 436,44 | 157 395 |
| СН1 | 1054,455 | 4 580,57 | 4 830 |
| СН2 | 19617,494 | 4 550,86 | 89 276 |
| НН | 21921,519 | 4 257,66 | 93 334 |
| ***население*** | ***71 699,68*** |  | ***-4 712,40*** |
| *Категория 1\** | *17 237,62* | *554,25* | *9 554* |
| *Категория 2\** | *31 970,19* | *-276,26* | *-8 832* |
| *Категория 3\** | *18 270,29* | *-276,26* | *-5 047* |
| *Категория 4.1\** | *3 283,38* | *-276,26* | *-907* |
| *Категория 4.2\** | *271,01* | *554,25* | *150* |
| *Категория 4.3\** | *436,76* | *554,25* | *242* |
| *Категория 4.4\** | *230,43* | *554,25* | *128* |
| **Август - Октябрь 2017** | | | |
| **По котловым тарифам** | | | **1 326 081** |
| **прочие потребители, рассчитывающиеся по двухставочному тарифу** | **48 741,09**  **/ 28,74** |  | **175 605** |
| ВН | 1,25 | 1 295 364,93 | 4 872 |
| ВН1 | 0,72 | 0,00 | 0 |
| СН1 | 12,22 | 2 076 530,86 | 76 153 |
| СН2 | 12,53 | 2 166 188,63 | 81 457 |
| НН | 2,01 | 2 175 871,38 | 13 123 |
| **прочие потребители, рассчитывающиеся по одноставочному тарифу** | **493 376,23** |  | **1 163 366,91** |
| ВН | 338550,34 | 1 436,44 | 486 307 |
| СН1 | 4160,528 | 4 580,57 | 19 058 |
| СН2 | 72517,651 | 4 550,86 | 330 018 |
| НН | 78147,714 | 4 196,98 | 327 984 |
| ***население*** | ***233 676,47*** |  | ***-12 889,98*** |
| *Категория 1\** | *57 364,95* | *557,57* | *31 985* |
| *Категория 2\** | *105 860,10* | *-272,94* | *-28 893* |
| *Категория 3\** | *57 428,06* | *-272,94* | *-15 674* |
| *Категория 4.1\** | *9 113,10* | *-272,94* | *-2 487* |
| *Категория 4.2\** | *1 126,05* | *557,57* | *628* |
| *Категория 4.3\** | *1 834,09* | *557,57* | *1 023* |
| *Категория 4.4\** | *950,12* | *557,57* | *530* |
| **Ноябрь-Декабрь 2017** | | | |
| **По котловым тарифам** | | | **1 107 429** |
| **прочие потребители, рассчитывающиеся по двухставочному тарифу** | **38 184,64 /**  **32,08** |  | **129 199** |
| ВН | 1,17 | 1 499 155,29 | 3 522 |
| ВН1 | 0,00 | 0,00 | 0 |
| СН1 | 11,54 | 1 980 291,66 | 45 699 |
| СН2 | 16,14 | 2 058 482,85 | 66 452 |
| НН | 3,23 | 2 094 205,22 | 13 526 |
| **прочие потребители, рассчитывающиеся по одноставочному тарифу** | **357 176,32** |  | **945 275,57** |
| ВН | 217875,359 | 1 662,42 | 362 200 |
| СН1 | 3750,446 | 4 368,28 | 16 383 |
| СН2 | 67136,731 | 4 324,58 | 290 338 |
| НН | 68413,782 | 4 039,45 | 276 354 |
| ***население*** | ***185 273,40*** |  | ***32 954,46*** |
| *Категория 1\** | *43 708,97* | *796,29* | *34 805* |
| *Категория 2\** | *88 237,65* | *-34,22* | *-3 019* |
| *Категория 3\** | *45 421,70* | *-34,22* | *-1 554* |
| *Категория 4.1\** | *4 300,33* | *-34,22* | *-147* |
| *Категория 4.2\** | *741,39* | *796,29* | *590* |
| *Категория 4.3\** | *1 975,74* | *796,29* | *1 573* |
| *Категория 4.4\** | *887,62* | *796,29* | *707* |
| **2017 год** | | | |
| **По котловым тарифам** | | | **5 934 700** |
| **прочие потребители, рассчитывающиеся по двухставочному тарифу** | **1 275 663,93 /**  **159,67** |  | **1 046 696** |
| ВН | 0,92 |  | 14 319 |
| ВН1 | 130,37 |  | 349 709 |
| СН1 | 11,88 |  | 280 058 |
| СН2 | 13,84 |  | 337 438 |
| НН | 2,65 |  | 65 172 |
| **прочие потребители, рассчитывающиеся по одноставочному тарифу** | **2 162 824,05** |  | **5 015 870,05** |
| ВН | 1 433 835 |  | 2 018 172 |
| СН1 | 18 131 |  | 78 347 |
| СН2 | 339 706 |  | 1 447 516 |
| НН | 371 152 |  | 1 471 835 |
| ***население*** | ***1 041 461,82*** |  | ***-127 866,28*** |
| *Категория 1\** | *247 911* |  | *120 422* |
| *Категория 2\** | *480 757* |  | *-159 168* |
| *Категория 3\** | *260 655* |  | *-87 156* |
| *Категория 4.1\** | *33 059* |  | *-11 149* |
| *Категория 4.2\** | *4 492* |  | *2 169* |
| *Категория 4.3\** | *9 637* |  | *4 671* |
| *Категория 4.4\** | *4 951* |  | *2 345* |

В представленном выше расчете сбор выручки по единым (котловым) тарифам в части содержания электрических сетей по группе потребителей «население» принимает отрицательное значение -127 866,28 тыс. руб. В соответствии с объяснениями, предоставленными филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» это обусловлено искусственным искажением баланса электрической энергии и мощности, а именно отнесением плановых объемов по населению на уровень напряжения ВН. По факту потребление электрической энергии населением осуществляется на низком уровне напряжения.

Величина корректировки, возникающей в связи с отличием фактической выручки от реализации услуг по регулируемому виду деятельности от утвержденной при установлении тарифов Исполнителем рассчитана в размере 604 883 тыс. руб.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Показатель** | **Ед. изм.** | **Утверждено** | **Факт** |
| НВВ на содержание филиала | тыс. руб. | 3 652 254 |  |
| Расходы ТСО котла (на содержание) | тыс. руб. | 2 887 329 |  |
| Выручка на содержание (котловая) | тыс. руб. | 6 539 583 | 5 934 700 |
| **Корректировка, в связи с отличием фактической выручки от утвержденной при установлении тарифов** | **тыс. руб.** |  | **-604 883** |

Сумма корректировки с учетом индексов потребительских цен на 2018-2019 гг. (102,7% и 104,6% соответственно) составит 649 791 тыс. руб.

Сумма корректировки, рассчитанная Исполнителем выше на 622 546 тыс. руб., учтенной Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам и выше на 622 360 тыс. руб., рассчитанной Филиалом.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование статьи** | **Заявлено Филиалом** | **Рассчитано Госкомитетом** | **Рассчитано Исполнителем** | **Отклонение между Исполнителем и Комитетом** | **Отклонение между Исполнителем и Филиалом** |
| Величина корректировки, возникающей в связи с отличием фактической выручки от реализации услуг по регулируемому виду деятельности от утвержденной | 27 431 | 27 245 | 649 791 | 622 546 | 622 360 |

Исполнитель отмечает, что присутствие факта искусственного искажения баланса электрической энергии и мощности при расчете корректировки, возникающей в связи с отличием фактической выручки от реализации услуг по регулируемому виду деятельности от утвержденной при установлении тарифов, приводит к искажению (уменьшению) фактического сбора выручки на содержание электрических сетей. Таким образом, расчет выручки по формулам методических указаний 228-э выполнен корректно, но не отражает фактический сбор выручки в части содержания электрических сетей.

### **Экспертиза обоснованности определения величины компенсации операционных расходов, связанной с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям**

Согласно пункту 42 Методических указаний № 228-э компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям. Компенсация может принимать как положительные, так и отрицательные значения.

, где

 - величина операционных расходов, учтенная при корректировке НВВ (тарифов) на год i-3;

 - коэффициент индексации, учтенный при корректировке тарифов на год i-2,

 - коэффициент индексации подконтрольных расходов, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса инфляции и объема условных единиц.

.

 - фактический индекс инфляции за расчетный год i.



 - фактический объем условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности в году i-2, i-3 соответственно;

Согласно пункту 19 Методических указаний №228-э, ежегодно в течение долгосрочного периода регулирования регулирующими органами производится корректировка величины операционных расходов с учетом отклонения фактической инфляции и фактического количества условных единиц оборудования от значений, учтенных при установлении тарифов на долгосрочный период регулирования, а также корректировки плановых значений указанных параметров.

Скорректированная величина операционных расходов, включаемая в необходимую валовую выручку регулируемой организации на очередной расчетный год долгосрочного периода регулирования, рассчитывается по следующей формуле:

, где

 - базовый уровень операционных расходов, установленный на долгосрочный период регулирования;

 - коэффициент индексации, учтенный при корректировке тарифов на год i-2,

 - коэффициент индексации подконтрольных расходов, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса инфляции и объема условных единиц.

.

- фактический индекс инфляции за расчетный год i.



- фактический объем условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности в году i-2, i-3 соответственно;

Согласно пункту 19 Методических указаний №228-э, ежегодно в течение долгосрочного периода регулирования регулирующими органами производится корректировка величины операционных расходов с учетом отклонения фактической инфляции и фактического количества условных единиц оборудования от значений, учтенных при установлении тарифов на долгосрочный период регулирования, а также корректировки плановых значений указанных параметров.

Скорректированная величина операционных расходов, включаемая в необходимую валовую выручку регулируемой организации на очередной расчетный год долгосрочного периода регулирования, рассчитывается по следующей формуле:

****, где

 - базовый уровень операционных расходов, установленный на долгосрочный период регулирования;

**,** где

*ИРj* - индекс эффективности операционных расходов;

 - скорректированный в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации индекс потребительских цен, за расчетный год j;

*ИКАскj* - скорректированный индекс изменения количества активов.

Расчет размера корректировки операционных расходов филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017 год

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **Ед. изм.** | **2016 год** | | **2017 год** | | | **Размер компенсации ОП (без индексации)** |
| **Утверждено** | **Факт** | **Утверждено** | **Скорректиро-вано** | **Факт** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8 = стб.6 - ст.5** |
| Индекс эффективности подконтрольных расходов (ИР) | % | 3,0% |  | 3,0% | 3,0% |  |  |
| Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов (Эл) | знач | 0,75 |  | 0,75 | 0,75 |  |  |
| Индекс потребительских цен (ИПЦ) | % | 3,0% |  | 4,7% | 3,7% | 3,7% |  |
| Количество активов (У.Е.) | у.е. | 52 518,1 | 53 453,5 | 53 892,1 | 53 604,1 | 53 604,1 |  |
| Индекс изменения количества активов (ИКА) | % |  |  | 2,62% | 0,28% | 0,28% |  |
| Общий коэффициент индексации операционных расходов | знач |  |  | 1,036 | 1,008 |  |  |
| Операционные расходы | тыс. руб. | 1 438 288,4 |  | 1 489 372,4 | 1 449 815,1 |  | -39 557,3 |

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Базовый уровень операционных расходов (ОРск 2016) установлен в составе долгосрочных параметров регулирования при переходе к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала в 2012 году и согласован с ФСТ России приказом от 12.10.2012 г. № 234 э/2 в сумме 1 248 051,63 тыс. руб.

Скорректированная величина операционных расходов филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на 2016 год (ОРск 2016) в соответствии с приложением №3 к протоколу заседания Государственного комитета РК по ценам и тарифам от 30.12.2015 №267 составляет 1 438 288,36 тыс. руб.

Утвержденный коэффициент индексации операционных расходов на 2017 год составляет 1,036.

Кинд 2017 = (1-3%) \* (1 + 4,7%) \* (1 + 0,75 \* (53 892,11 – 52 518,14) / 52 518,14) = 1,036.

Фактический коэффициент индексации на 2017 год составляет 1,008.

Кинд 2017 = (1-3%) \* (1 + 3,7%) \* (1 + 0,75 \* (53 604,05 - 53 453,54) / 53 453,54) = 1,008.

По расчету филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» размер компенсации операционных расходов, связанный с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям, на 2019 год составит (- 39 557,22) тыс. руб. (=1 438 288,36 \* (1,008 – 1,036))

В соответствии с формулой расчета компенсации выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов, при включении в необходимую валовую выручку на 2019 год указанные значения подлежат индексации.

Соответственно общий размер компенсации операционных расходов, связанный с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям на 2017 год, с учетом индексации за 2018-2019 гг. составит:

(- 39 557,22) \* (1 + 4,0%) \* (1 +4,0%) =( - 42 785,09) тыс. руб.

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

По расчету экспертной группы корректировка операционных расходов филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» в связи с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям на 2017 год, составляет (-39 557,21) тыс. руб.:

* утвержденный коэффициент индексации операционных расходов на 2017 год составляет 1,036:

*К инд 2017 = (1-3%) \* (1 + 4,7%) \* (1 + 0,75 \* (53 892,11 – 52 518,14) / 52 518,14) = 1,036.*

* фактический коэффициент индексации на 2017 год составляет 1,008:

*К инд 2017 = (1-3%) \* (1 + 3,7%) \* (1 + 0,75 \* (53 604,05 - 53 453,54) / 53 453,54) = 1,008.*

* размер компенсации операционных расходов на 2019 год:

*(- 39 557,22) =1 438 288,36 \* (1,008 – 1,036)*

В соответствии с формулой расчета компенсации выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов, при включении в необходимую валовую выручку на 2019 год указанные значения подлежат индексации.

Соответственно общий размер компенсации операционных расходов, связанный с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям на 2017 год, с учетом индексации за 2018-2019 гг. составит:

(- 39 557,22) \* (1 + 2,7%) \* (1 +4,6%) = (- 42 494,03) тыс. руб.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

Исполнителем проанализирована информация, представленная филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» по данной корректировке.

Фактический объем условных единиц за 2016 год по данным филиала составляет – 53 453,54 у.е., за 2017 год – 53 604,05 у.е., операционные расходы, утвержденные на 2016 год, составляют 1 438 288,36 тыс. рублей.

При расчете корректировки подконтрольных расходов Госкомитетом количество фактических условных единиц за 2017 год принято по данным филиала - 53 604,05 у.е.

Расчет Госкомитета отличается от расчета филиала размером индексов потребительских цен на 2018-2019 гг. При определении суммы компенсации операционных расходов Госкомитетом применены размеры индексов потребительских цена на 2018 г. и 2019 г. на уровне, утвержденном Минэкономразвития РФ на ближайшую дату к моменту утверждения тарифа (01.10.2018 г.) – 2,7% и 4,6%, соответственно.

Исполнитель отмечает, что в своем расчете филиал применяет плановые коэффициенты индексации операционных расходов 2017 года: 2018 г. – 104,0%, 2019 г. – 104,0%.

Величина корректировки по расчету Исполнителя составила 42 494,1 тыс. руб. Размер корректировки совпадает с расчетом, выполненным экспертами ГК РК по ценам и тарифам.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **Ед. изм.** | **2016 год** | | **2017 год** | | | **Размер компенсации ОП (*без индексации*)** | **ИПЦ 2018** | **ИПЦ 2019** | **Размер компенсации ОП (*с индексацией*)** |
| **Утверждено** | **Факт** | **Утверждено** | **Скорректировано** | **Факт** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8 = стб.6 - ст.5** | **9** | **10** | **11** |
| Индекс эффективности подконтрольных расходов (ИР) | % | 3,0% |  | 3,0% | 3,0% |  |  |  |  |  |
| Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов (Эл) | знач | 0,75 |  | 0,75 | 0,75 |  |  |  |  |  |
| Индекс потребительских цен (ИПЦ) | % | 3,0% |  | 4,7% | 3,7% | 3,7% |  |  |  |  |
| Количество активов (У.Е.) | у.е. | 52 518,1 | 53 453,5 | 53 892,1 | 53 604,1 | 53 604,1 |  |  |  |  |
| Индекс изменения количества активов (ИКА) | % |  |  | 2,62% | 0,28% | 0,28% |  |  |  |  |
| Общий коэффициент индексации операционных расходов | знач |  |  | 1,036 | 1,008 |  |  |  |  |  |
| Операционные расходы | тыс. руб. | 1 438 288,4 |  | 1 489 372,4 | 1 449 815,1 |  | -39 557,3 |  |  |  |
| **Размер корректировки по расчету ТСО** | **тыс. руб.** |  |  |  |  |  | **-39 557,3** | **4,0%** | **4,0%** | **-42 785,2** |
| **Размер корректировки по расчету Эксперта** | **тыс. руб.** |  |  |  |  |  | **-39 557,3** | **2,7%** | **4,6%** | **-42 494,1** |
| **Размер корректировки по расчету Исполнителя** | **тыс. руб.** |  |  |  |  |  | **-39 557,3** | **2,7%** | **4,6%** | **-42 494,1** |

### **Экспертиза обоснованности определения величины компенсации фактически понесенных неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов**

Согласно пункту 42 Методических указаний № 228-э - компенсация фактически понесенных неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов, определяемая в соответствии с пунктами 20 - 21 Методических указаний № 228-э. Компенсация может принимать как положительные, так и отрицательные значения.



 - объем неподконтрольных расходов, установленный регулирующими органами, при корректировке НВВ (тарифов) на год i-2;

 - фактический объем неподконтрольных расходов, определяемый регулирующими органами с учетом результатов анализа обоснованности понесенных расходов регулируемой организации за год i-2.

Корректировка производится с учетом отклонения фактического уровня неподконтрольных расходов от установленного уровня (с учетом документального подтверждения осуществления таких расходов); изменения законодательства Российской Федерации, приводящего к изменению уровня расходов организации, осуществляющей регулируемую деятельность.

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

В соответствии с приложением к протоколу заседания Правления Государственного комитета Республики Карелия по ценам и тарифам от 27.12.2016 №241 в составе необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на 2017 год учтены неподконтрольные расходы в сумме 1 155 584,91 тыс. руб. (без учета расходов на оплату услуг смежных ТСО), в том числе субсидия из федерального бюджета на компенсацию расходов на оплату услуг ПАО «ФСК ЕЭС».

В связи с тем, что на территории Республики Карелия действует схема тарифного регулирования «котел сверху» и котлодержателем признан филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», то в составе неподконтрольных расходов филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на 2017 год должны учитываться расходы на оплату услуг нижестоящих ТСО, необходимая валовая выручка которых по итогам принятых тарифно-балансовых решений на 2017 год составляет 3 256 688 тыс. руб.

Таким образом, общая величина неподконтрольных расходов филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», утверждённая на 2017 год за вычетом субсидии из федерального бюджета, составляет 4 465 194,47 тыс. руб.

Фактическая величина неподконтрольных расходов филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» по данным бухгалтерского учета за 2017 год составил 4 878 265,73 тыс. руб.

По расчету филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» размер компенсации фактически понесенных неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов на 2017 год, составит 413 071,26 тыс. руб. (=4 878 265,73 – 4 465 194,47).

В соответствии с формулой расчета компенсации выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов, при включении в необходимую валовую выручку на 2019 год указанные значения подлежат индексации.

Соответственно общий размер компенсации фактически понесенных неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов на 2017 год, с учетом индексации за 2018-2019 гг. составит:

413 071,26 \* (1 + 4,0%) \* (1 +4,0%) = 446 777,87 тыс. руб.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **2017 год по данным Филиала** | | |
| **Утверждено** | **Факт** | **Отклонение** |
| **1** | **2** | **3** | **4=3-2** |
| Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС» | 533 377 | 869 508 | 336 130 |
| Оплата услуг ТСО | 3 621 710 | 3 648 322 | 26 613 |
| Плата за аренду имущества и лизинг | 5 351 | 18 593 | 13 242 |
| Налоги, в том числе: | 56 222 | 49 042 | -7 180 |
| плата за землю | 862 | 859 | -4 |
| налог на имущество | 53 296 | 43 163 | -10 132 |
| транспортный налог | 1 826 | 1 844 | 18 |
| водный налог | 0 | 0 | 0 |
| плата за предельно-допустимые выбросы | 238 | 563 | 325 |
| прочие налоги |  | 2 613 | 2 613 |
| Отчисления на социальные нужды | 229 127 | 252 258 | 23 131 |
| Налог на прибыль | 11 196 | 8 798 | -2 398 |
| Расходы, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 15 кВт включительно | 8 211 | 31 745 | 23 534 |
| **ИТОГО неподконтрольные расходы** | **4 465 194** | **4 878 266** | **413 071** |
| **Корректировка неподконтрольных расходов с учетом ИПЦ 2018 (1,04%) и ИПЦ 2019 (1,04)** |  |  | **446 778** |

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

Экспертной группой ГК РК по ценам и тарифам на основании анализа фактических неподконтрольных расходов произведен расчет корректировки неподконтрольных расходов в разрезе статей.

Эксперты отмечают, что перечень неподконтрольных расходов является исчерпывающим. Расходы на услуги по передаче электрической энергии территориальных сетевых организаций не входят в перечень неподконтрольных расходов. Данное изменение учитывается при корректировке необходимой валовой выручки по фактическому объему выручки от реализации продукции по регулируемому виду деятельности.

Фактические расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, учтены экспертами только по организационно-техническим мероприятиям за исключением экономически необоснованных расходов.

В соответствии с формулой расчета компенсации выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов, при включении в необходимую валовую выручку на 2019 год указанные значения подлежат индексации.

Соответственно общий размер компенсации фактически понесенных в 2017 году неподконтрольных расходов с учетом индексов потребительских цен на 2018-2019 гг. (102,7% и 104,6%, соответственно) составит 394 521,48 тыс. руб.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **2017 год по данным ГК РК по ценам и тарифам** | | |
| **Утверждено** | **Факт** | **Отклонение** |
| **1** | **2** | **3** | **4=3-2** |
| Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС» | 533 377 | 869 508 | 336 130 |
| Оплата услуг ТСО |  |  | 0 |
| Плата за аренду имущества и лизинг | 5 351 | 0 | -5 351 |
| Налоги, в том числе: | 56 222 | 48 495 | -7 728 |
| плата за землю | 862 | 859 | -4 |
| налог на имущество | 53 296 | 43 163 | -10 132 |
| транспортный налог | 1 826 | 1 802 | -24 |
| водный налог | 0 | 0 | 0 |
| плата за предельно-допустимые выбросы | 238 | 61 | -178 |
| прочие налоги |  | 2 610 | 2 610 |
| Отчисления на социальные нужды | 229 127 | 252 258 | 23 131 |
| Налог на прибыль | 11 196 | 8 798 | -2 398 |
| Расходы, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 15 кВт включительно | 8 211 | 31 682 | 23 471 |
| **ИТОГО неподконтрольные расходы** | **843 485** | **1 210 741** | **367 256** |
| **Корректировка неподконтрольных расходов с учетом ИПЦ 2018 (1,027%) и ИПЦ 2019 (1,046)** |  |  | **394 521** |

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

Исполнителем проведен расчет суммы компенсации фактически понесенных неподконтрольных расходов за 2017 год, не учтенных при установлении тарифов.

В качестве подтверждающих документов филиалом представлена оборотно-сальдовая ведомость по счету 20 «Основное производство» за 2017 год. Подтверждающие документы по остальным статьям расходов представлены в составе подтверждающих документов по соответствующей статье расходов.

***Расходы на оплату услуг ТСО.***

Основами ценообразования №1178 определен состав неподконтрольных расходов. Исполнитель согласен с позицией регулирующего органа об исключении из корректировки расходов ТСО.

***Услуги ПАО «ФСК ЕЭС».***

Стоимость услуг, оказываемых ПАО «ФСК ЕЭС», рассчитывается без нагрузочных потерь, так как стоимость нагрузочных потерь учитывается в цене поставки электрической энергии с оптового рынка, что отражено в ряде судебных решений (например, Решение Арбитражного суда Красноярского края от 2 апреля 2019 г. по делу № А33-26076/2016).

Согласно актам об оказании услуг по передаче электрической энергии, представленным филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» в тарифное дело, расходы на оплату оказанных ПАО «ФСК ЕЭС» услуг за 2017 год составляют – 741 513,89 тыс. руб. без учета стоимости потерь электрической энергии, оплаченных в составе цен (тарифов) на оптовом рынке электрической энергии (мощности). В подтверждение фактических расходов в материалах тарифного дела приложены копии счетов-фактур и актов оказания услуг по передаче электрической энергии.

***Аренда имущества.***

ГК РК по ценам и тарифам фактические расходы за 2017 год признаны в полном объеме экономически не обоснованными. В утвержденном для филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» тарифе на оказание услуг по передаче электрической энергии по электрическим сетям на 2019 год расходы на арендную плату предусмотрены в нулевом размере.

Мнение Исполнителя по вопросу экономической обоснованности включения затрат на аренду имущества в тариф на передачу электрической энергии рассмотрен в этапе 1.1.1. настоящего отчета.

Исключение расходов по статье «Плата за аренду имущества и лизинг» экспертами ГК РК по ценам и тарифам в корректировке неподконтрольных расходов Исполнитель считает необоснованным.

***Отчисления на социальные нужды (страховые взносы).***

В соответствии с пунктом 42 Методических указаний №228-э фактический объем неподконтрольных расходов определяется регулирующим органом с учетом результатов анализа обоснованности понесенных расходов регулируемой организации.

По данным филиала фактические страховые взносы за 2017 год, отнесенные на вид деятельности «услуги по передаче электрической энергии» составили 252 258,03 тыс. руб. (29,15% от фактических расходов на оплату труда в размере 865 296,85 тыс. руб.).

При тарифном регулировании 2017 года расходы на оплату труда были учтены в размере 785 798,94 тыс. руб. Скорректированный фонд оплаты труда на 2017 год с учетом фактического индекса инфляции и объема условных единиц составил - 764 928,35 тыс. руб.

Таким образом, фактические расходы превысили плановые на 100 873 тыс. руб. (865 296,85 – 764 928,35).

Скорректированы операционные расходы за 2017 год в размере 1 449 815,1 тыс. руб. Фактические расходы за 2017 год составили 1 561 952,37 тыс. руб. Таким образом, экономия операционных расходов отсутствует.

В соответствии с мнением ФАС России, изложенным в письме от 19.06.2017 №ИА/41019/17 действующим законодательством не предусмотрена возможность превышения фактической величины операционных расходов над величиной операционных расходов, определенной органом регулирования в соответствии с законодательством на соответствующий год в текущем долгосрочном периоде. Указанное превышение следует относить к расходам, не связанным с осуществлением регулируемой деятельности. Следовательно, расходы по статье «Отчисления на социальные нужды» должны учитываться только в пределах утвержденного ФОТ.

Регулирующим органом фактические отчисления на социальные нужды (страховые взносы) в размере 252 258,03 тыс. руб. приняты как экономически обоснованные в полном объеме.

Исполнитель не согласен с позицией регулирующего органа. Исполнителем расходы на социальные нужды (страховые взносы) рассчитаны исходя из скорректированных расходов на оплату труда в размере 764 928,35 тыс. руб. и фактически сложившегося процента страховых взносов за 2017 год в размере 29,15 %.

Сумма расходов на социальные нужды (страховые взносы) рассчитанные Исполнителем за 2017 год составили 222 976 тыс. руб. Учтена при установлении тарифа на 2017 год сумма 229 127 тыс. руб. Сумма корректировки составила 6 151 тыс. руб.

***Налог на прибыль.***

Расходы по налогу на прибыль филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017 год проанализированы и рассчитаны Исполнителем в разделе «Экспертиза обоснованности расчетов регулирующего органа по статьям неподконтрольных расходов на 2019 год» по статье «Налог на прибыль».

***Корректировка выпадающих доходов от льготного технологического присоединения, предусмотренных пунктом 87 Основ ценообразования***

В соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования № 1178, в случае если по итогам хозяйственной деятельности прошедшего периода регулирования у сетевой организации появились экономически обоснованные расходы, превышающие объем средств, подлежащих компенсации сетевой организации в указанном периоде регулирования, за исключением расходов территориальных сетевых организаций на выполнение мероприятий по технологическому присоединению в части, превышающей размер расходов на осуществление указанных мероприятий, исходя из которого рассчитаны стандартизированные тарифные ставки, определяющие величину платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций, то регулирующие органы при представлении соответствующих обоснований учитывают эти расходы при установлении регулируемых цен (тарифов) на последующий период регулирования с учетом индексов-дефляторов, а если по итогам такого периода регулирования выявлены необоснованные расходы или излишне полученные доходы, то регулирующий орган принимает решение об их включении/исключении из суммы расходов, учитываемых при установлении тарифов на следующий период регулирования с учетом индексов-дефляторов.

Согласно Приказу Приказ Федеральной службы по тарифам от 11 сентября 2014 г. N 215-э/1 «Об утверждении Методических указаний по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям» для определения фактических данных за предыдущий период регулирования используются значения объема максимальной мощности, количества пунктов секционирования и длины линий и суммы на основании фактических данных за предыдущий период регулирования на основании выполненных договоров и актов приемки выполненных работ на технологическое присоединение. Для определения расчетных (фактических) показателей за предыдущий период регулирования используются значения стандартизированных тарифных ставок, утвержденных органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, и объема максимальной мощности, количества технологических присоединений и длины линий, определенных на основании фактических данных за предыдущий год на основании выполненных договоров на технологическое присоединение в предыдущем периоде регулирования.

Стандартизированные тарифные ставки утверждены постановлением Государственного комитета Республики Карелия по ценам и тарифам от 23.12.2016 № 236 (с учетом изменений от 28.09.2017).

В соответствии с экспертным заключением по расчету долгосрочных параметров регулирования, НВВ и тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год орган регулирования определил для филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» фактические экономически обоснованные расходы по статье «Расходы, связанные с компенсацией льготного технологического присоединения» за 2017 год в размере 36 682,02 тыс. руб. без НДС. Выпадающие доходы Филиала, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, на 2017 год установлены постановлением Госкомитета от 27.12.2016 №242 в размере 8 210,88 тыс. руб. (протокол заседания Правления КГ РК по ценам и тарифам от 27.12.2016 №241).

Размер фактических расходов, связанных с компенсацией выпадающих доходов, предусмотренных пунктом 87 Основ ценообразования за 2017 год указанных филиалом в заявлении от 27.04.2018 исх.№МР2/3/108-06/3412 и в письме от 30.10.2018 исх.№МР2/3/108-06/9140 составил 158 519,18 тыс. руб., в том числе:

* фактический объем выпадающих доходов от предоставления льгот по технологическому присоединению заявителей от 0 до 15 кВт составил 104 114,42 тыс. руб.
* фактический объём расходов, связанный с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно, не включаемые в состав платы за технологическое присоединение за 2017 год составил 52 384,16 тыс. руб.
* расходы, связанные с предоставлением в 2017 году беспроцентной рассрочки, составили 2 015,59 руб.

Расходы филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017 год, связанные с компенсацией выпадающих доходов, предусмотренных пунктом 87 Основ ценообразования частично учтены в составе мероприятий инвестиционной программы от 16.12.2016 № 1333 ПАО «МРСК Северо-Запада» в части филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго».

В соответствии с утвержденной Инвестиционной программой учтены расходы:

* на строительство объектов технологического присоединения льготной категории заявителей мощностью до 15 кВт в размере 4 832,02 тыс. руб.;
* на строительство объектов для технологического присоединения мощностью от 15 кВт до 150 кВт в размере 44 628,61 тыс. руб.

Сравнительная информация за 2017 год о фактических расходах филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» связанных с компенсацией выпадающих доходов, предусмотренных пунктом 87 представлена в таблице.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **Учтено в инвестиционной программе объемов финансирования, тыс. руб. без НДС** | **Размер фактических ВД за 2017 год, тыс. руб. без НДС** | |
| **филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»** | **Государственный комитет Республики Карелия по ценам и тарифам** |
| Технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно | 4 832,02 | 104 119,4 | 31 682,02 |
| Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий | х | 31 744,7 | 31 682,02 |
| Расходы, связанные со строительством «последней мили» | 4 832,02 | 72 374,7 |  |
| Суммарный размер платы за технологическое присоединение | х | 1 325,13 |  |
| Технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно | 44 628,61 | 54 399,75 |  |
| Расходы, связанные со строительством «последней мили» | 44 628,61 | 54 399,75 |  |
| Суммарный размер платы за технологическое присоединение | х |  |  |
| **Итого фактические затраты** | **49 460,64** | **158 519,2** | **31 682,02** |

В рамках корректировки неподконтрольных расходов учитываются только фактические расходы на выполнение организационно-технических мероприятий, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей включительно, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение, так как расходы на строительство объектов, связанные с технологическим присоединением, и не профинансированные платой за технологическое присоединение, включались в 2017 году в базу инвестированного капитала филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго».

**Расчет выпадающих доходов от технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно.**

**а) Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий.**

С целью определения расходов на выполнение организационно – технических мероприятий Исполнителем произведено сопоставление фактических расходов на соответствующие виды работ и расчетных расходов, определенных с использованием подключаемой мощности и значений стандартизированных тарифных ставок, утвержденных Постановлением Государственного комитета по ценам и тарифам от 23.12.2016 № 236 (с учетом изменений от 28.09.2017). Исполнитель отмечает, что стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов на выполнение организационно-технических мероприятий на 2017 год утверждены в ценах 2017 года.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатели** | **Фактические данные за 2017 год** | | | **Расчетные (фактические) данные за 2017 год** | | |
| **стандарт, тариф, ставка (руб./кВт)** | **мощность, (кВт)** | **расходы  (тыс. руб.)** | **стандарт, тариф, ставка (руб./кВт)** | **мощность, (кВт)** | **расходы  (тыс. руб.)** |
| **Расчет размера расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемых состав платы за технологическое присоединение** | | | | | | |
| **Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий, связанные с осуществлением технологического присоединения** | **1 325,13** | **23 955,94** | **31 744,69** | **720,00** | **23 955,94** | **17 248,28** |
| Расходы на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий Заявителю (С1.1) | 741,70 | 23 955,94 | 17 768,21 | 403,00 | 23 955,94 | 9 654,24 |
| Расходы на проверку сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий (С1.2) | 316,56 | 23 955,94 | 7 583,45 | 172,00 | 23 955,94 | 4 120,42 |
| Расходы на участие в осмотре должностным лицом Ростехнадзора присоединяемых устройств Заявителя (С1.3) | 1,84 | 23 955,94 | 44,09 | 1,00 | 23 955,94 | 23,96 |
| Расходы на фактические действия по присоединению и обеспечению работы устройств в электрической сети (С1.4) | 265,03 | 23 955,94 | 6 348,94 | 144,00 | 23 955,94 | 3 449,66 |

Как следует из представленной таблицы фактические расходы на выполнение организационно-технических мероприятий, связанных с осуществлением технологического присоединения, существенно выше расходов, определенных исходя из стандартизированных тарифных ставок.

Согласно пункту 2 статьи 23.2 Федерального закона от 26.03.2003 №35-ФЗ «Об электроэнергетике», пунктов 7 и 87 Основ ценообразования, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1178, сумма превышения фактических расходов сетевой организации за 2017 год над величиной расходов, рассчитанной с применением стандартизированных тарифных ставок, является экономически необоснованным расходом организации и подлежит исключению из суммы расходов, учитываемых при установлении тарифов на следующий период регулирования.

В связи с изложенным, величина фактических расходов на выполнение организационно-технических мероприятий за 2017 год определена Исполнителем в размере расходов, рассчитанных с применением стандартизированных тарифных ставок, и составляет 17 248,28 тыс. руб. без НДС.

Таким образом сумма корректировки неподконтрольных расходов по статье «Расходы, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 15 кВт включительно» по расчету Исполнителя, составит 9 037,40 тыс. руб.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Плановый объем финансирования при тарифном регулировании 2017 г., тыс. руб. без НДС | Выпадающие доходы от ТП за 2017 год, тыс. руб.  без НДС | Подлежит учету в составе тарифа, тыс. руб. без НДС |
| **Технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно** | | | |
| **Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий, связанные с осуществлением технологического присоединения** | 8 210,88 | 17 248,28 | 9 037,40 |

**б) Расходы, связанные со строительством «последней мили».**

Стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов на выполнение мероприятий по строительству «последней мили» утверждены в ценах 2001 года. Исполнителем при расчете расходов по строительству «последней мили» на 2017 год приняты ставки с учетом индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ по объектам строительства, определяемых с применением федеральных и территориальных единичных расценок, на III квартал 2017 года (без НДС) в соответствии с приложением № 1 к письму Минстроя РФ от 05.10.2017 г. № 35948-ХМ/09.

|  |  |
| --- | --- |
| **Наименование** | **Республика Карелия** |
| Воздушные линии | 5,22 |
| Кабельные линии | 5,80 |
| Прочие объекты | 7,68 |

| **N п/п** | **Показатели** | **Фактические данные за предыдущий период регулирования(2017 год)** | | | **Расчетные (фактические) данные за предыдущий период регулирования (2017 год)** | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ставка платы (руб./кВт, руб./км) Расчет** | **мощность, длина линий (кВт, км)** | **Сумма (в соответствии с актами приемки выполненных работ) (тыс. руб.)** | **стандарт, тариф, ставка (руб./кВт, руб./км) Утвержденная на 2017 год** | **мощность, длина линий (кВт, км)** | **сумма (тыс. руб.)** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** |
| **1.** | **Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий, связанные с осуществлением технологического присоединения [п. 1.1 + п. 1.2 + п. 1.3 + п. 1.4] \*:** | **1 325,13** | **23 955,94** | **31 744,69** | **720,00** | **23 955,94** | **17 248,28** |
| **2.** | **Расходы по мероприятиям "последней мили", связанные с осуществлением технологического присоединения [п. 2.1 + п. 2.2 + п. 2.3 + п. 2.4 + 2.5]:** | **x** | **x** | **73 299,94** | **x** | **x** | **102 084,33** |
| **2.1.** | **строительство воздушных линий, на уровне напряжения i и (или) диапазоне мощности j** | **199 374,76** | **64,56** | **67 185,77** | **286 548,32** | **64,56** | **96 561,72** |
|  | строительство воздушных линий 0,4 кВ | 189 109,57 | 56,22 | 55 492,75 |  | 56,22 | 80 637,65 |
|  | город | 171 152,91 | 5,48 | 4 892,36 | 274 799,00 | 5,48 | 7 855,05 |
|  | село | 191 047,54 | 50,74 | 50 600,39 | 274 799,00 | 50,74 | 72 782,60 |
|  | строительство воздушных линий 6(10) кВ | 268 558,05 | 8,34 | 11 693,02 |  | 8,34 | 15 924,07 |
|  | город | 260 629,95 | 1,39 | 1 892,44 | 365 734,00 | 1,39 | 2 655,60 |
|  | село | 270 144,81 | 6,95 | 9 800,58 | 365 734,00 | 6,95 | 13 268,46 |
| **2.4.** | **строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП), распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ, на уровне напряжения i и (или) диапазоне мощности j** | **1 284,06** | **620,00** | **6 114,17** | **1 159,82** | **620,00** | **5 522,61** |
| 2.4.1. | строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП) до 25 кВА включительно, в т.ч. | 1 976,30 | 60,00 | 910,68 | 2 333,00 | 60,00 | 1 075,05 |
| 2.4.1.1. | строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП) 25 кВА |  | 60,00 | 910,68 | 2 333,00 | 60,00 | 1 075,05 |
|  | город |  |  |  |  |  |  |
|  | село | 1 976,30 | 60,00 | 910,68 | 2 333,00 | 60,00 | 1 075,05 |
| 2.4.2. | строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП) от 25 до 100 кВА включительно | 1 375,52 | 210,00 | 2 218,45 | 1 401,00 | 210,00 | 2 259,53 |
| 2.4.2.1. | строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП) 40 кВА |  | 30,00 | 352,14 | 1 401,00 | 30,00 | 322,79 |
|  | город |  |  |  |  |  |  |
|  | село | 1 528,40 | 30,00 | 352,14 | 1 401,00 | 30,00 | 322,79 |
| 2.4.2.2 | строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП) 63 кВА |  | 30,00 | 890,65 | 1 401,00 | 30,00 | 322,79 |
|  | город |  |  |  |  |  |  |
|  | село | 3 865,67 | 30,00 | 890,65 | 1 401,00 | 30,00 | 322,79 |
| 2.4.2.3 | строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП) 100 кВА |  | 150,00 | 975,65 | 1 401,00 | 150,00 | 1 613,95 |
|  | город |  |  |  |  |  |  |
|  | село | 846,92 | 150,00 | 975,65 | 1 401,00 | 150,00 | 1 613,95 |
| 2.4.3. | строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП) от 100 до 250 кВА включительно | 1 110,51 | 350,00 | 2 985,05 | 814,00 | 350,00 | 2 188,03 |
| 2.4.3.1. | строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП)160 кВА |  | 260,00 | 2 430,07 | 814,00 | 260,00 | 1 625,40 |
|  | город | 1 182,55 | 60,00 | 544,92 | 814,00 | 60,00 | 375,09 |
|  | село | 1 227,31 | 200,00 | 1 885,15 | 814,00 | 200,00 | 1 250,30 |
| 2.4.3.2. | строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП) 250 кВА |  | 90,00 | 554,97 | 814,00 | 90,00 | 562,64 |
|  | город |  |  |  | 814,00 |  |  |
|  | село | 802,91 | 90,00 | 554,97 | 814,00 | 90,00 | 562,64 |
| **3.** | **Суммарный размер платы за технологическое присоединение [п. 3.1 \* п. 3.2 / 1000]:** | **x** | **x** | **925,21** | **x** | **x** | **925,21** |

Фактические расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт за 2017 год составили 73 299,94 тыс. руб.

Расчетные/ фактические расходы, просчитанные с учетом утвержденных стандартизированных ставок, составили 102 084,33 тыс. руб.

Утвержденной Инвестиционной программой ПАО «МРСК Северо-Запада» в части филиала «Карелэнерго», утвержденной приказом Минэнерго России от 16.12.2016 № 1333, предусмотрены плановые объемы финансирования мероприятий по технологическому присоединению, в т. ч. Расходы, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт – 4 832,02 тыс. руб.

В связи с этим, величина расходов, связанные со строительством «последней мили», связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей   
15 кВт включительно составляет 67 542,71 тыс. руб.

| **Наименование** | | **Плановый объем финансирования в инвестиционной программе, тыс. руб. без НДС** | **Суммарный размер платы,**  **тыс. руб.  без НДС** | **Фактические расходы по мероприятиям «последней мили», тыс. руб.  без НДС** | **Подлежит учету в составе тарифа, тыс. руб. без НДС** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно | | | | |
| Расходы, связанные со строительством «последней мили" | | 4 832,02 | 925,21 | 73 299,94 | 67 542,71 |

**Расчет выпадающих доходов от технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно.**

**а) Расходы, связанные со строительством «последней мили».**

Стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов на выполнение мероприятий по строительству «последней мили» утверждены в ценах 2001 года. Исполнителем при расчете расходов по строительству «последней мили» на 2017 год приняты ставки с учетом индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ по объектам строительства, определяемых с применением федеральных и территориальных единичных расценок, на III квартал 2017 года (без НДС) в соответствии с приложением № 1 к письму Минстроя РФ от 05.10.2017 г. № 35948-ХМ/09.

|  |  |
| --- | --- |
| **Наименование** | **Республика Карелия** |
| Воздушные линии | 5,22 |
| Кабельные линии | 5,80 |
| Прочие объекты | 7,68 |

| **N п/п** | **Показатели** | **Фактические данные за предыдущий период регулирования (2017 год)** | | | | **Расчетные (фактические) данные за предыдущий период регулирования (2017 год)** | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ставка платы (руб./кВт, руб./км)** | **мощность, длина линий (кВт, км)** | **Сумма (в соответствии с актами приемки выполненных работ) (тыс. руб.)** | **стандарт, тариф, ставка (руб./кВт, руб./км) Утвержденная на 2017 год** | | **мощность, длина линий (кВт, км)** | **сумма (тыс. руб.)** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | | **7** | **8** |
| 1. | **Расходы по мероприятиям "последней мили", связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно [п. 1.1 + п. 1.2 + п. 1.3 + п. 1.4+1.5]:** | **х** | **х** | **52 384,16** | **х** | | **х** | **57 226,89** |
| **1.1.** | **строительство воздушных линий, на уровне напряжения i и (или) диапазоне мощности j** | **319 345,80** | **29,90** | **49 834,52** | **358 944,67** | | **29,90** | **56 014,00** |
| 1.1.1. | строительство воздушных линий 0,4 кВ | 200 193,39 | 2,23 | 2 332,46 | 274 799,00 | | 2,23 | 3 201,69 |
|  | город | 185 753,50 | 1,48 | 1 432,15 | 274 799,00 | | 1,48 | 2 118,68 |
|  | село | 228 442,04 | 0,76 | 900,31 | 274 799,00 | | 0,76 | 1 083,01 |
| 1.1.2. | строительство воздушных линий 6(10) кВ | 328 959,66 | 27,66 | 47 502,06 | 365 734,00 | | 27,66 | 52 812,30 |
|  | город | 321 779,43 | 25,75 | 43 250,30 | 365 734,00 | | 25,75 | 49 158,23 |
|  | село | 425 555,05 | 1,91 | 4 251,75 | 365 734,00 | | 1,91 | 3 654,08 |
| 1.2. | строительство кабельных линий, на уровне напряжения i и (или) диапазоне мощности j |  |  |  |  | |  |  |
| 1.3. | строительством пунктов секционирования, на уровне напряжения i и (или) диапазоне мощности j |  |  |  |  | |  |  |
| **1.4.** | **строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП), распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ, на уровне напряжения i и (или) диапазоне мощности j** | **1 903,69** | **174,39** | **2 549,64** | **905,61** | | **174,39** | **1 212,89** |
| 1.4.1. | строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП) до 25 кВА включительно, в т.ч. |  |  |  |  | |  |  |
| 1.4.2. | строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП) от 25 до 100 кВА включительно | 4 029,66 | 30,00 | 928,43 | 1 401,00 | | 30,00 | 322,79 |
| 1.4.2.1. | строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП) 40 кВА | 66 781,75 | 1,00 | 512,88 | 1 401,00 | | 1,00 | 10,76 |
|  | город | 66 781,75 | 1,00 | 512,88 | 1 401,00 | | 1,00 | 10,76 |
|  | село |  |  |  |  | |  |  |
| 1.4.2.2. | строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП) 63 кВА | 1 865,80 | 29,00 | 415,55 | 1 401,00 | | 29,00 | 312,03 |
|  | город |  |  |  |  | |  |  |
|  | село | 1 865,80 | 29,00 | 415,55 | 1 401,00 | | 29,00 | 312,03 |
| 1.4.3. | строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП) от 100 до 250 кВА включительно | 579,91 | 129,39 | 576,27 | 814,00 | | 129,39 | 808,88 |
| 1.4.3.1 | строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП)160 кВА | 579,91 | 129,39 | 576,27 | 814,00 | | 129,39 | 808,88 |
|  | город |  |  |  |  | |  |  |
|  | село | 579,91 | 129,39 | 576,27 | 814,00 | | 129,39 | 808,88 |
| 1.4.4. | строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП) от 250 до 500 кВА включительно | 9 070,68 | 15,00 | 1 044,94 | 705,00 | | 15,00 | 81,22 |
| 1.4.4.1. | строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП) 400 кВА | 9 070,68 | 15,00 | 1 044,94 | 705,00 | | 15,00 | 81,22 |
|  | город | 9 070,68 | 15,00 | 1 044,94 | 705,00 | | 15,00 | 81,22 |

Фактические расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительноза 2017год составили 52 384,16 тыс. руб.

Расчетные/ фактические расходы, просчитанные с учетом утвержденных стандартизированных ставок, составили 57 226,89 тыс. руб.

Утвержденной Инвестиционной программой ПАО «МРСК Северо-Запада» в части филиала «Карелэнерго», утвержденной приказом Минэнерго России от 16.12.2016 № 1333, предусмотрены плановые объемы финансирования мероприятий по технологическому присоединению, в т. ч. Расходы, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно– 44 628,61 тыс. руб.

В связи с этим, величина расходов, связанных со строительством «последней мили», связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительносоставляет 7 755,55 тыс. руб.

| **Наименование** | **Плановый объем финансирования в инвестиционной программе, тыс. руб. без НДС** | **Фактические расходы по мероприятиям «последней мили», тыс. руб.  без НДС** | **Подлежит учету в составе тарифа, тыс. руб. без НДС** |
| --- | --- | --- | --- |
| Технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно | | | |
| Расходы, связанные со строительством «последней мили» с учетом суммарного размера платы за технологическое присоединение | 44 628,61 | 52 384,16 | 7 755,55 |

Суммарная величина расходов, связанных со строительством «последней мили», не компенсированных тарифными решениями составляет 75 298,26 тыс. руб.

|  |  |
| --- | --- |
| **Наименование** | **Исполнитель** |
|
| Расходы, связанные со строительством «последней мили» устройств максимальной мощностью до 15 кВт | 67 542,71 |
| Расходы, связанные со строительством «последней мили» устройств максимальной мощностью до 150 кВт | 7 755,55 |
| Суммарный величина расходов | 75 298,26 |

По расчету Исполнителя размер компенсации неподконтрольных расходов при утверждении тарифа для филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на оказание услуг по передаче электрической энергии по электрическим сетям на 2019 год, подлежащий индексации должен, составить 197 326 тыс. руб. Учитывая изложенное, сумма компенсации фактически понесенных в 2017 году неподконтрольных расходов с учетом индексов потребительских цен на 2018-2019 гг. (102,7% и 104,6%) по данным Исполнителя составляет 211 976 тыс. руб.

Результаты расчета суммы компенсации фактически понесенных неподконтрольных расходов за 2017 год, а также сравнение с данными филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» и Государственного Комитета Республики Карелия по ценам и тарифам представлены в таблице.

тыс. руб.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **2017 год по данным ТСО** | | | | **2017 год по данным ГК РК по ценам и тарифам** | | | | **2017 год по данным Исполнителя** | | | |
| **Утверждено** | **Факт** | **Отклонение** | **Утверждено** | | **Факт** | **Отклонение** | **Утверждено** | | **Факт** | **Отклонение** |
| Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС» | 533 377 | 869 508 | 336 130 | 533 377 | | 869 508 | 336 130 | 533 377 | | 741 514 | 208 137 |
| Оплата услуг ТСО | 3 621 710 | 3 648 322 | 26 613 |  | |  | 0 |  | |  | 0 |
| Плата за аренду имущества и лизинг | 5 351 | 18 593 | 13 242 | 5 351 | | 0 | -5 351 | 5 351 | | 9 443 | 4 092 |
| Налоги, в том числе: | 56 222 | 49 042 | -7 180 | 56 222 | | 48 495 | -7 728 | 56 222 | | 49 042 | -7 180 |
| плата за землю | 862 | 859 | -4 | 862 | | 859 | -4 | 862 | | 859 | -4 |
| налог на имущество | 53 296 | 43 163 | -10 132 | 53 296 | | 43 163 | -10 132 | 53 296 | | 43 163 | -10 132 |
| транспортный налог | 1 826 | 1 844 | 18 | 1 826 | | 1 802 | -24 | 1 826 | | 1 844 | 18 |
| водный налог | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 |
| плата за предельно-допустимые выбросы | 238 | 563 | 325 | 238 | | 61 | -178 | 238 | | 563 | 325 |
| прочие налоги |  | 2 613 | 2 613 |  | | 2 610 | 2 610 | 0 | | 2 613 | 2 613 |
| Отчисления на социальные нужды | 229 127 | 252 258 | 23 131 | 229 127 | | 252 258 | 23 131 | 229 127 | | 222 976 | -6 151 |
| Налог на прибыль | 11 196 | 8 798 | -2 398 | 11 196 | | 8 798 | -2 398 | 11 196 | | 8 798 | -2 398 |
| Расходы, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 15 кВт включительно | 8 211 | 31 745 | 23 534 | 8 211 | | 31 682 | 23 471 | 8 211 | | 9 037 | 827 |
| **ИТОГО неподконтрольные расходы** | **4 465 194** | **4 878 266** | **413 071** | **843 485** | | **1 210 741** | **367 256** | **843 485** | | **1 040 810** | **197 326** |
| **Корректировка неподконтрольных расходов с учетом ИПЦ 2018 и ИПЦ 2019** |  |  | **446 778** |  | |  | **394 521** |  | |  | **211 976** |

### **Экспертиза обоснованности определения компенсации выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов**

Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов на 2017 год цен покупки технологических потерь электрической энергии, производится в соответствии с пунктом 26 Методических указаний № 228-э:

.

 - цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях, определенная согласно Основам ценообразования, учтенная при определении стоимости электрической энергии в целях компенсации нормативных потерь электроэнергии, в целях установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии в году i-1;

 - средневзвешенная фактическая цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях в году i-1, определенная согласно Основам ценообразования;

 - фактический объем потерь электрической энергии в сетях в году i-1;

 - фактический объем отпуска в сеть в году i-1;

 - плановый отпуск электрической энергии в сеть;

 - объем потерь электрической энергии в сетях, учтенный при установлении тарифов на долгосрочный период регулирования, установленный на год i-1.

При проведении корректировки по цене потерь, учитываемой в НВВ 2019 года на основании фактических данных за 2017 год, формула корректировки принимает следующий вид:

min

В обоснование расчета корректировки необходимой валовой выручки с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» представлены следующие документы:

* Форма статистической отчетности №46-ээ «Сведения об отпуске (передаче) электрической энергии распределительным сетевым организациям, отдельным категориям потребителей» за 2017 год,
* Акты приема – передачи электрической энергии для компенсации потерь и счет-фактуры между АО «ТНС Энерго Карелия» и филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017 год,
* Акты приема – передачи электрической энергии для компенсации потерь и счет-фактуры между ООО «Энергокомфорт Карелия» и филиалом   
  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017 год,
* Расчеты объемов и стоимости электрической энергии на технологические нужды (потери) в сетях филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017 год (по данным филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» с учетом разногласий),
* Оборотно-сальдовая ведомость по счету 20 «Основное производство» на сумму 553 550,7 тыс. руб.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2017 год** | | | | | | | | | | | **ИПЦ 2018** | **ИПЦ 2019** | **Размер компенсации (*с индексацией*)** |
| **Утверждено** | | | | | **Факт** | | | | | **Размер компенсации (без индексации)** |
| **Отпуск электрической энергии в сеть** | **Потери э/э в сетях** | | **Цена покупки э/э** | **Расходы на покупку потерь э/э** | **Отпуск электрической энергии в сеть** | **Потери э/э в сетях** | | **Цена покупки э/э** | **Расходы на покупку потерь э/э** |
| **млн.к.Вт.ч.** | **млн.к.Вт.ч.** | **%** | **руб./МВт.ч.** | **тыс. руб.** | **млн.к.Вт.ч.** | **млн.к.Вт.ч.** | **%** | **руб./МВт.ч.** | **тыс. руб.** | **тыс. руб.** | **%** | **%** | **тыс. руб.** |
| 4 234,05 | 285,58 | 6,74 | 1 939,03 | 553 748,19 | 4 813,51 | 247,07 | 5,13 | 2 551,88 | 630 492,99 | **151 417,14** |  |  |  |
|  |  |  |  |  | **потери э/э в сетях (1)** | | | | | **247,07** |  |  |  |
|  |  |  |  |  | **разница между фактической ценой и установленной при утверждении тарифа  *(2 551,88 - 1 939,03)*** | | | | | **612,85** |  |  |  |
| Размер корректировки по расчету Исполнителя | | | | | | | | | | 151 417,1 | 2,7% | 4,6% | **162 658,7** |
| (1) - объем фактических потерь определяется по наименьшему показателю, определенного либо расчетным путем (плановый % потерь \* фактический объем отпуска э/э в сеть), либо по фактическому значению (262,35 млн.кВт.ч. или 247,07 млн.кВт.ч., соответственно) | | | | | | | | | |  |  |  |  |

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

В соответствии с принятыми тарифно-балансовыми решениями на 2017 год цена покупки технологических потерь учтена в размере 1 939,03 руб./МВт.ч.

Фактическая цена покупки технологических потерь в 2017 году по данным бухгалтерского учета составила 2 551,88 руб./МВт.ч.

Фактический отпуск в сеть, подтвержденный формой статистической отчётности №46-ээ (передача) «Сведения об отпуске (передаче электрической энергии распределительными сетевыми организациями отдельным категориям потребителей» составил 3 782,27 млн. кВтч.

Плановый отпуск в сеть по итогам регулирования на 2017 год составляет 4 234,05 млн. кВтч.

Объем потерь электрической энергии в сетях филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», учтенный при установлении тарифов на 2017 год, составляет 285,58 млн. кВтч.

Фактический объем технологических потерь за 2017 год, подтвержденный формой статистической отчётности №46-ээ (передача) «Сведения об отпуске (передаче электрической энергии распределительными сетевыми организациями отдельным категориям потребителей» составил 247,07 млн. кВт.ч, что и является минимальным показателем в соответствии с приведенной выше формулой.

По расчету филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», размер компенсации выпадающих/излишне полученных доходов организации, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов на 2017 год, составит -151 417,14 тыс. руб. ((1 939,03 – 2 551,88) \* 247,07).

В соответствии с формулой расчета компенсации выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов, при включении в необходимую валовую выручку на 2019 год указанные значения подлежат индексации.

Соответственно общий размер компенсации выпадающих/излишне полученных доходов организации, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов, составит:

-151 417,14 \* (1 + 4,0%) \* (1 +4,0%) = -163 772,77 тыс. руб.

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

Расчет корректировки, возникающей в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов на 2017 год, представлен в таблице 6.4 Заключения экспертной группы.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Период** | **Отпуск электрической энергии в сеть** | | **Потери электрической энергии в сетях** | | **Цена покупки потерь электрической энергии** | | **Величина корректи-**  **ровки** |
| **План** | **Факт** | **План** | **Факт** | **Учтенная**  **при установлении тарифов** | **Фактическая цена** |
| Всего за год | 5 239,66 | 4 813,51 | 285,58 | 247,07 | 1 939,03 | 2 551,88 | 151 417,14 |

По расчету экспертной группы общий размер компенсации выпадающих/излишне полученных доходов организации, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов на 2017 год цен покупки технологических потерь электрической энергии, с учетом индексов потребительских цен на 2018-2019 гг. (102,7% и 104,6%, соответственно) составит 162 658,65 тыс. руб.

При утверждении тарифа в НВВ 2019 года в целях сглаживания тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год корректировка необходимой валовой выручки с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию учтена частично в сумме 62 658,65 тыс. руб. В протоколе заседания Правления Госкомитета от 28.12.2018 №208 указано, что корректировка суммы 100 000 тыс. руб. будет учтена в последующих периодах.

По итогам устранения замечаний ФАС России (предписание от 12.12.2018) Экспертная группа в дополнение к ранее учтенной сумме корректировки приняла в НВВ 2019 года сумму корректировки 22 072,55 тыс. руб. Таким образом, общая сумма корректировки необходимой валовой выручки с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию составила 84 731,20 тыс. руб.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

В соответствии с информацией, указанной в статистических формах (№ 46-ээ «передача», 23-н), а также отчетных данных филиала объем электрической энергии, поданной в сеть составляет 4 813,5 млн.кВт.ч., фактические потери э/э в сетях – 247,07 млн.кВт.ч.

Прогнозный объем отпуска электрической энергии в сеть филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на 2017 год – 4 439,8 млн.кВт.ч.

Величина технологического расхода потерь, учтенного при установлении тарифов на 2017 год – 285,58 млн.кВт.ч.

Стоимость электрической энергии, приобретаемой в целях компенсации потерь согласно актам приема-передачи электроэнергии (мощности) между покупателем (филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго») и продавцом АО «ТНС Энерго Карелия» и ООО «Энергокомфорт» составила 630 489,991 тыс. руб., в том числе стоимость нагрузочных потерь 76 939,287 тыс. руб.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п.п.** | **Наименование организации, оказывающей услуги** | **Стоимость потерь э/э для компенсации без учета стоимости нагрузочных потерь (без НДС), руб.** | **Стоимость нагрузочных потерь, руб.** | **Стоимость потерь э/э для компенсации с учетом стоимости нагрузочных потерь, без НДС, руб.** |
|  | **АО «ТНС Энерго Карелия» (Договор №01-КЭ-2014 от 23.12.2014)** | **630 223 254,93** | **76 939 287,51** | **553 283 967,42** |
| 1 | Корректировочный счет-фактура № 417 от 30.04.2017 | 70 290 807,22 | 11 584 226,95 | 58 706 580,27 |
| Корректировочный акт приема-передачи электрической энергии за январь |
| Расчет объемов и стоимости э/э на технологические нужны (потери) за январь |
| 2 | Корректировочный счет-фактура №1341 от 30.11.2017 | 73 482 026,18 | 11 238 308,46 | 62 243 717,72 |
| Корректировочный акт приема-передачи электрической энергии за февраль |
| 3 | Корректировочный счет-фактура № 179 от 31.03.2017 | 57 869 513,44 | 11 593 974,42 | 46 275 539,02 |
| Корректировочный акт приема-передачи электрической энергии за март |
| 4 | Корректировочный счет-фактура № 347 от 30.04.2017 | 48 272 773,10 | 10 417 763,68 | 37 855 009,42 |
| Корректировочный акт приема-передачи электрической энергии за апрель |
| 5 | Корректировочный счет-фактура № 541 от 31.05.2017 | 41 054 553,71 | 11 335 416,65 | 29 719 137,06 |
| Корректировочный акт приема-передачи электрической энергии за май |
| 6 | Корректировочный счет-фактура № 711 от 30.06.2017 | 20 404 770,20 | 10 890 609,13 | 9 514 161,07 |
| Корректировочный акт приема-передачи электрической энергии за июнь |
| 7 | Счет-фактура № 808 от 31.07.2017 | 32 263 704,08 | 9 878 988,22 | 22 384 715,86 |
| Акт приема-передачи электрической энергии за июль |
| Расчет объемов и стоимости э/э на технологические нужны (потери) за июль |
| 8 | Счет-фактура № 984 от 31.08.2017 | 33 725 372,96 | 0,00 | 33 725 372,96 |
| Акт приема-передачи электрической энергии за август |
| Расчет объемов и стоимости э/э на технологические нужны (потери) за август |
| 9 | Счет-фактура № 1082 от 30.09.2017 | 52 475 394,26 | 0,00 | 52 475 394,26 |
| Акт приема-передачи электрической энергии за сентябрь |
| Расчет объемов и стоимости э/э на технологические нужны (потери) за сентябрь |
| 10 | Счет-фактура № 1450 от 31.10.2017 | 60 704 163,29 | 0,00 | 60 704 163,29 |
| Акт приема-передачи электрической энергии за октябрь |
| 11 | Счет-фактура № 1265 от 30.11.2017 | 67 929 191,69 | 0,00 | 67 929 191,69 |
| Акт приема-передачи электрической энергии за ноябрь |
| 12 | Счет-фактура № 1375 от 31.12.2017 | 71 750 984,81 | 0,00 | 71 750 984,81 |
| Акт приема-передачи электрической энергии за декабрь |
|  | **ООО «Энергокомфорт» (Договор №794 от 01.05.2017)** | **266 736,94** | **0,00** | **266 736,94** |
| 1 | Счет-фактура № ЭЭ-75 от 01.09.2017 | 30 689,10 | 0,00 | 30 689,10 |
| Акт приема-передачи электрической энергии за январь |
| 2 | Счет-фактура № ЭЭ-73 от 01.09.2017 | 59 380,78 | 0,00 | 59 380,78 |
| Акт приема-передачи электрической энергии за апрель |
| 3 | Счет-фактура № ЭЭ-74 от 01.09.2017 | 5 875,09 | 0,00 | 5 875,09 |
| Акт приема-передачи электрической энергии за май |
| 4 | Счет-фактура № ЭЭ-49 от 01.07.2017 | 11 524,73 | 0,00 | 11 524,73 |
| Акт приема-передачи электрической энергии за июнь |
| 5 | Счет-фактура № ЭЭ-57 от 01.08.2017 | 53 236,43 | 0,00 | 53 236,43 |
| Акт приема-передачи электрической энергии за июль |
| 6 | Счет-фактура № ЭЭ-82 от 01.10.2017 | 26 051,97 | 0,00 | 26 051,97 |
| Акт приема-передачи электрической энергии за сентябрь |
| 7 | Счет-фактура № ЭЭ-90 от 01.11.2017 | 47 119,73 | 0,00 | 47 119,73 |
| Акт приема-передачи электрической энергии за октябрь |
| 8 | Счет-фактура № ЭЭ-97 от 01.12.2017 | 32 859,11 | 0,00 | 32 859,11 |
| Акт приема-передачи электрической энергии за ноябрь |
| **Всего стоимость услуг:** | | **630 489 991,87** | **76 939 287,51** | **553 550 704,36** |
| **Объем потерь (согласно актам и статистической отчетности 46-ЭЭ)** | | **247,07** |  | **247,07** |
| **Фактическая цена потерь,**  **руб./ тыс. кВт\*ч** | | **2 551,88** |  | **2 240,46** |

Исходя из представленных актов средневзвешенная нерегулируемая цена покупки электрической энергии в целях компенсации потерь за 2017 год составила 2 240,46 руб./кВт\*ч (без учета стоимости нагрузочных потерь).

Расходы на покупку электрической энергии в целях компенсации потерь рассчитывается без нагрузочных потерь, так как стоимость нагрузочных потерь учитывается в цене поставки электрической энергии с оптового рынка.

Таким образом, применяя формулу корректировки по компенсации выпадающих/излишне полученных доходов организации, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов на очередной период регулирования цен покупки технологических потерь электрической энергии, величина данной корректировки составляет 74 474,37 тыс. рублей.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Показатели** | **Ед. изм.** | **2017 год** |
| Тариф на покупку потерь утвержденный на 2017 год | руб./кВт\*ч. | 1 939,03 |
| Фактический тариф на покупку потерь за 2017 год | руб./кВт\*ч. | 2 240,46 |
| Утвержденный объем потерь на 2017 год | млн.кВт\*ч. | 285,58 |
| Фактический объем потерь за 2017 год | млн.кВт\*ч. | 247,07 |
| Утвержденный прием э/э в сеть на 2017 год | млн.кВт\*ч. | 4 439,80 |
| Фактический прием э/э в сеть за 2017 год | млн.кВт\*ч. | 4 813,51 |
| Некомпенсированные расходы на покупку потерь за 2017 год | тыс. руб. | 74 474,37 |

В соответствии с формулой расчета компенсации выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы при включении их в необходимую валовую выручку на 2019 год указанные значения подлежат индексации.

Индексация должна быть осуществлена в соответствии со значениями индекса потребительских цен на 2018 (1,027) и 2019 (1,046), утвержденными Минэкономразвития от 01.10.2018.

Учитывая изложенное, сумма компенсации выпадающих/излишне полученных доходов организации, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов на 2017 год цен покупки технологических потерь электрической энергии, связанных с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям на 2017 год по данным Исполнителя должна составить 80 003,49 тыс. руб.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование статьи** | **Заявлено Филиалом** | **Рассчитано Госкомитетом** | **Рассчитано Исполнителем** | **Отклонение между Исполнителем и Госкомитетом** | **Отклонение между Исполнителем и Филиалом** |
| Сумма корректировки | 163 772,78 | 162 658,66 | 80 003,49 | -82 655,17 | -83 769,29 |

Размер компенсации выпадающих/излишне полученных доходов организации, возникших в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов на 2017 год цен покупки технологических потерь электрической энергии, определен ТСО с учетом объема поданной электрической энергии в сеть – 3 782,27 млн. кВт\*ч. и уровня фактических потерь – 6,5%.

Исполнитель отмечает, что в соответствии с информацией, указанной в статистических формах (№ 46-ээ «передача», 23-н), а также отчетных данных филиала объем электрической энергии, поданной в сеть составляет 4 813,5 млн. кВт\*ч., фактические потери э/э в сетях – 247,07 млн. кВт\*ч., что составляет 5,1%.

Указанный филиалом процент потерь (6,5%) не оказал влияния на сумму компенсации выпадающих/излишне полученных доходов организации, возникших в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов на 2017 год цен покупки технологических потерь электрической энергии.

Исполнитель отмечает, что Госкомитет не указал в экспертном заключение расчет суммы корректировки и причину частичного ее включения в НВВ на 2019 год.

Исполнитель отмечает, что принятая Госкомитетом сумма компенсации выпадающих/излишне полученных доходов (84 731,20 тыс. руб.) ввиду отсутствия расчета и пояснений не может являться экономической обоснованной составляющей тарифа на услуги по транспортировке электрической энергии по электрическим сетям.

Исполнителем произведен расчет суммы компенсации выпадающих/излишне полученных доходов с учетом объема поданной э/э в сеть – 4 813,5 млн. кВт\*ч. и фактического процента потерь – 5,1%.

В соответствии с формулой расчета компенсации выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы при включении их в необходимую валовую выручку на 2019 год указанные значения подлежат индексации.

Индексация должна быть осуществлена в соответствии со значениями индекса потребительских цен на 2018 и 2019 гг., утвержденными Минэкономразвития.

### **Экспертиза обоснованности корректировки необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы. Экспертиза обоснованности корректировки необходимой валовой выручки, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2017 год**

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 27.06.2013 № 543 «О государственном контроле (надзоре) в области регулируемых государством цен (тарифов), а также изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» органом регулирования осуществляется систематическое наблюдение и анализ в рамках процедуры рассмотрения дел об установлении цен (тарифов) в сфере электроэнергетики.

В пределах полномочий регулятором проводится анализ соответствия представленных организацией первичных документов отчету по форме приказа ФСТ России от 20.02.2014 года № 202-э «Об утверждении формы отчета об использовании инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы) в сфере электроэнергетики и в сфере теплоснабжения». Результаты исполнения инвестиционной программы отражаются в отчете о проведении систематического наблюдения и анализа за использованием инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые цены (тарифы) в сфере электроэнергетики. Отчет о проведении систематического наблюдения и анализа за использованием инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы) в сфере электроэнергетики, подписывается руководителем или заместителем руководителя органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов до принятия решения об установлении цен (тарифов) и прилагается к делу об установлении цен (тарифов).

Проводимый органами регулирования анализ инвестиционных программ территориальных сетевых организаций и осуществляемые корректировки необходимой валовой выручки в обязательном порядке должны быть отражены в протоколах заседаний коллегиальных органов и экспертных заключениях по установлению цен (тарифов) в соответствии с пунктами 23, 26, 28 Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178.

Действующим законодательством в области государственного регулирования цен (тарифов) не предусмотрена возможность учета органами регулирования в необходимой валовой выручке ТСО расходов на выполнение мероприятий инвестиционных программ в размере, превышающем величину средств, определенных в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе.

При обнаружении фактов финансирования мероприятий, не включенных в утвержденные в установленном порядке инвестиционные программы ТСО, указанные расходы ТСО расцениваются органом регулирования тарифов как нецелевое использование средств, учтенных в необходимой валовой выручке.

Таким образом, регулятором в необходимой валовой выручке не учитываются расходы, превышающие плановую величину и неучтенные в утвержденной ИП. Данная позиция отражена в разъяснительном письме ФАС России от 20.04.2018 № ИА/28440/18.

Приказом Минэнерго России от 16.12.2016 № 1333 утверждены изменения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Северо-Запада», утвержденную приказом Минэнерго России от 30.11.2015 № 906, на период 2016-2025 гг.

В соответствии с инвестиционной программой основные параметры на 2017 год для ПАО «МРСК Северо-Запада» филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» составляют:

* освоение 531 449,60 тыс. руб. без НДС;
* ввод мощностей 540 705,13 тыс. руб. без НДС;
* финансирование мероприятий 665 177,111 тыс. руб. с НДС.

Источниками финансирования мероприятий инвестиционной программы ПАО «МРСК Северо-Запада» в части филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на 2017 год являются:

* амортизация, учтенная в тарифе – 456 733,64 тыс. руб.;
* недоиспользованная амортизация прошлых лет – 125 155,46 тыс. руб.;
* прочие собственные средства – 1 346,14 тыс. руб.;
* возврат НДС – 81 941,87 тыс. руб.

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Инвестиционная программа на 2017 год для регулируемой организации утверждена Приказом Минэнерго РФ от 16.12.2016 №1333 «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «МРСК Северо-Запада», утвержденную Приказом Минэнерго РФ от 30.11.2015 г. №906, на период 2016-2025 годы.

В соответствии с пунктом 42 Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, утвержденных приказом ФСТ России от 30.03.2012 N 228-э, филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на 2019 год была заявлена корректировка НВВ, связанная с изменением инвестиционной программы за 2017 год, в сумме снижения 175 914,68 тыс. руб.

В обоснование корректировки регулируемой организацией были представлены следующие документы:

* Пояснительная записка;
* Отчет об исполнении инвестиционной программы филиала за 2017 год;
* Отчет о выполнении инвестиционной программы за 2017 год в формате шаблона «Мониторинг принятых инвестиционных программ субъектами РФ по сетевым организациям» (NET.INV);
* Отчет об использовании инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы) в сфере электроэнергетики и в сфере теплоснабжения за 2017 год по форме, утвержденной приказом ФСТ России от 20.02.2014 года № 202-э;
* Расчет корректировки НВВ по исполнению инвестиционной программы в формате приложения (в материалах тарифного дела).

Данные по корректировке НВВ на 2019 год в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2017 год представлены в таблице:

тыс. руб.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№п/п** | **Показатели** | **2017 год (i-2)** |
| 1. | Корректировка, связанная с неисполнением ИПР (п.2 \* (п.4 / п.3 - 1)) | -175 915 |
| 2. | Объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на 2017 год | 630 846 |
| 3. | Плановый размер финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС | 581 889 |
| 4. | Объем фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС | 419 627 |
|  | *Справочно:* |  |
| 2.1. | Объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на 2017 год  (п.2.2 + п.2.3 + п.2.4 - п.2.5 - п.2.6-п.2.7.) | 630 846 |
| 2.2. | величина возврата инвестированного капитала, учитываемого при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в 2017 году | 290 054 |
| 2.3. | величина дохода на инвестированный капитал, учитываемая при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в 2017 году | 520 797 |
| 2.4. | величина изменения необходимой валовой выручки, определяемого на 2017 год, производимого в целях сглаживания тарифов | 0 |
| 2.5. | величина фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности 2017 год | 4 406 |
| 2.6. | величина фактических расходов из прибыли (в том числе направленных на погашение кредитов) в 2017 году, признанных РСК экономически обоснованными | 49 915 |
| 2.7. | выпадающих доходов сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемых в плату за технологическое присоединение, связанных с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, определяемых регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 ОЦ | 125 684 |

Организацией представлен отчет об использовании инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы) в сфере электроэнергетики и в сфере теплоснабжения, в соответствии с приказом ФСТ России от 20.02.2014 № 202-э за 2017 год. В соответствии с данным отчетом данные по реализации инвестиционной программы представлены по освоению и составляют по плану 531 449,60 тыс. руб. без НДС (в т.ч. тарифные источники в объеме 531 449,60 тыс. руб.)., по факту 563 246,51 тыс. руб. без НДС (в т.ч. тарифные источники в объеме 500 090,94 тыс. руб.)

В отчете о реализации инвестиционной программы за 2017 год филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» по форме раскрытия сетевой организацией информации в соответствии с приказом Министерства энергетики РФ от 25 апреля 2018 г. № 320 за 2017 год, плановый объем финансирования составляет 665 177,111 тыс. руб. с НДС (в т.ч. тарифные источники в объеме 581 889,10 тыс. руб.), фактический объем 542 543,25 тыс. руб. с НДС (в т.ч. тарифные источники в объеме 419 626,56 тыс. руб.).

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам, проведена на основании плановых и фактических значений по освоению капитальных вложений, указанных ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» в отчете об использовании инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы) в сфере электроэнергетики и в сфере теплоснабжения за 2017 год по форме, утвержденной приказом ФСТ России от 20.02.2014 года № 202-э, а также в соответствии с пунктом 42 Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, утвержденных приказом ФСТ России от 30.03.2012 N 228-э.

По отчетным данным, предоставленным ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», фактический объем освоения инвестиционных ресурсов за 2017 г. составляет 563 246,51 тыс. руб. (в том числе: за счет тарифных источников: амортизация – 500 090,96 тыс. руб.; за счет нетарифных источников: плата за технологическое присоединение – 22 161, 32 тыс. руб., прочие источники – 40 994,23 тыс. руб.)

На основании проведенного анализа Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам выявлены расходы по мероприятиям, не включенным в утвержденную инвестиционную программу, которые составляют 173 054,78 тыс. руб. (в том числе тарифных источников – 117 155,11 тыс. руб.) Объем фактического освоения инвестиционной программы в 2017 году органом регулирования принят в размере 382 975,85 тыс. руб. (500 090,96 - 117 115,11 тыс. руб.).

Кроме того, в составе фактических расходов из прибыли в сумме 49 914,63 тыс. руб. филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» включены следующие расходы:

* денежные выплаты социального характера – 36 689,39 тыс. руб.;
* расходы на культурно-массовые и оздоровительные мероприятия - 562,2 тыс. руб.;
* денежные выплаты неработающим – 6 068,18 тыс. руб.;
* отчисления первичным профсоюзным организациям и расходы на содержание освобожденных и штатных работников ППО - 6594,87 тыс. руб.

Органом регулирования принимаются расходы, предусмотренные Отраслевым тарифным соглашением в электроэнергетике на 2017 год. Общая сумма фактических расходов, относящаяся к деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии по электрическим сетям, составит 32 987,18 тыс. руб.

В соответствии экспертным заключением от 21.12.2018 г. Государственным комитета Республики Карелия по ценам и тарифам по корректировке НВВ ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на 2019 год принятые для расчетов значения, а также общий итог корректировки по исполнению инвестиционной программы за 2017 год приведены в таблице:

тыс. руб.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№п/п** | **Показатели** | **2017 год (i-2)** |
| 1. | Корректировка, связанная с неисполнением ИПР (п.2 \* (п.4 / п.3 - 1)) | -180 972 |
| 2. | Объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на 2017 год | 647 774 |
| 3. | Плановый размер финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС | 531 450 |
| 4. | Объем фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС | 382 975 |
|  | *Справочно:* |  |
| 2.1. | Объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на 2017 год  (п.2.2 + п.2.3 + п.2.4 - п.2.5 - п.2.6-п.2.7.) | 647 774 |
| 2.2. | величина возврата инвестированного капитала, учитываемого при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в 2017 году | 290 054 |
| 2.3. | величина дохода на инвестированный капитал, учитываемая при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в 2017 году | 520 797 |
| 2.4. | величина изменения необходимой валовой выручки, определяемого на 2017 год, производимого в целях сглаживания тарифов | 0 |
| 2.5. | величина фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности 2017 год | 4 406 |
| 2.6. | величина фактических расходов из прибыли (в том числе направленных на погашение кредитов) в 2017 году, признанных РСК экономически обоснованными | 32 987 |
| 2.7. | выпадающих доходов сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемых в плату за технологическое присоединение, связанных с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, определяемых регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 ОЦ | 125 684 |

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

Организация для расчета корректировки НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2017 год представила следующие отчеты:

* Отчет о выполнении инвестиционной программы в формате шаблона: «Мониторинг принятых инвестиционных программ субъектами Российской Федерации по сетевым организациям» (NET.INV).
* Отчет о реализации инвестиционной программы и об обосновывающих их материалах по форме раскрытия сетевой организацией информации в соответствии с приказом Министерства энергетики РФ от 25 апреля 2018 г. № 320.
* Отчет об использовании инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы) в сфере электроэнергетики и в сфере теплоснабжения за 2017 год по форме, утвержденной приказом ФСТ России от 20.02.2014 года № 202-э.

В соответствии со ст. 7, 9, 10 Федерального закона «О бухгалтерском учете» от 06.12.2011 № 402-ФЗ каждый факт хозяйственной жизни оформляется ответственными лицами организации путем составления первичных учетных документов и отражения данных документов в регистрах бухгалтерского учета. Лицо, ответственное за оформление факта хозяйственной жизни, обеспечивает своевременность и достоверность данных.

В силу п. 6 Положения по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации, утвержденного приказом Минфина РФ от 29.07.1998 № 34н, ответственность за организацию бухгалтерского учета в организации, соблюдение законодательства при выполнении хозяйственных операций несет руководитель организации.

Со стороны Государственного комитета Республики Карелия по ценам и тарифам замечаний по достоверности отчетных документов не было.

В соответствии с отчетом о реализации инвестиционной программы за 2017 год филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» общий фактический объем финансирования составляет 542 543,25 тыс. руб. с НДС, из которых за счет средств, полученных от оказания услуг по регулируемым государством ценам (тарифам) – 419 626,56 тыс. руб., за счет иных источников финансирования   
122 916,68 тыс. руб.

По итогам проверки отчетов об исполнении инвестиционной программы ПАО «МРСК Северо-Запада» в части филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017 год Исполнителем выявлено фактическое финансирование за счет собственных тарифных источников инвестиционных проектов, не включенных в инвестиционную программу, утвержденную приказом Минэнерго России от 16.12.2016 № 1333, следующих мероприятий на общую сумму 98 911,54 тыс. руб. (с НДС).

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Наименование инвестиционного проекта  (группы инвестиционных проектов)** | **Объем фактического финансирования, тыс. руб.** |
| 1 | Реконструкция ВЛ-6 кВ Л-Ф-1-1 с заменой провода и устройством линейного ответвления, монтажом ТП-6/0,4 кВ и монтажом 2-х ПАРН в д.Горка Кондопожского района (технологическое присоединение №34-00978П/15 от 30.09.2015 г. с ДНТ Горская Повежа) | 897,77 |
| 2 | Техническое перевооружение ВЛ-10кВ Л-63-3 и ПС-63 «Березовка» с заменой провода на СИП и заменой трансформаторов тока в ячейке выключателя ВЛ-63-3 в близи д.Вороново Кондопожского района (технологическое присоединение №34-01845П/15 от 10.11.2015 г. с ДНТ Сунские пороги) | 474,19 |
| 3 | Реконструкция ВЛ-10 кВ Л-24П-6 с устройством линейного ответвления в с.Шокша Прионежского района (технологическое присоединение Багмета А.В. № 34-02666П/16 от 19.12.2016 г.) | 139,51 |
| 4 | Модернизация ячейки ПС-26 П Холодильник с установкой выключателя, монтажом устройств РЗА и системы учета в г.Петрозаводск (технологическое присоединение Перадзе И.Д. №34-00354П/17 от 15.03.2017 г.) | 431,08 |
| 5 | Строительство четырех кабельных линий КЛ 0,4 кВ от 1с0,4 кВ и 2с0,4 кВ БКТП-5 «Летний Сад» (технологическое присоединение Гостиницы «Зимняя» г.Сортавала п.Валаам Спасо-Преображенского Валаамского Монастыря №34-00853С/16 от 02.06.2016 г) | 93,58 |
| 6 | Техническое перевооружение ПС-70 «Прибрежная» с заменой 3 дугогасящих реакторов КТ1-10-1, КТ1-10-2, КТ2-10 и 3 силовых трансформаторов ТКТ1-10-1, ТКТ1-10-2, ТКТ2-10 на 2 дугогасящих реактора и 2 силовых трансформатора | 73,70 |
| 7 | Модернизация подстанции ПС 110 кВ ПС-13 Ледмозеро с заменой РЗА линий 110 кВ в количестве 1 комплект и установкой линейного трансформатора напряжения 110 кВ в количестве 1 комплект | 32,32 |
| 8 | Реконструкция в части расширения реклоузера на линии 35 кВ Л-90П «Чёлмужи-Сергиево» 1 единица | 1 720,49 |
| 9 | Реконструкция ВЛ-10 кВ Л-40-4 «Коткозеро-Верхний Олонец» Олонецкого района с заменой опор и провода на СИП, длина линии 40 км, замена АС-50, АС-35 на СИП-3 | 4,72 |
| 10 | Техническое перевооружение ВЛ-10 кВ Л-1П-6 «Спасская Губа - Вохтозеро» Кондопожского района с заменой опор и провода на СИП, длина участка реконструкции 23,2 км, монтажом реклоузера - 1 шт. | 877,87 |
| 11 | Техническое перевооружение ВЛ-10 кВ Л-56П-11 «Чебино-Кумса» Медвежьегорского района с заменой провода на СИП, длина линии 30,7 км, замена АС-50, А-35 на СИП-3 | 513,06 |
| 12 | Техническое перевооружение ВЛ-10 кВ Л-56П-1 «Чебино-Падун» с заменой провода на СИП,длина линии 7,2 км, замена АС-50, А-35 на СИП-3 | 87,00 |
| 13 | Техническое перевооружение ВЛ-10 кВ Л-38П-7 «Лососинное-Машезеро» Прионежского района с заменой опор и провода на СИП,длина линии 15,45 км, замена АС-50, А-35 на СИП-3 | 2 708,67 |
| 14 | Модернизация систем обработки и представления данных коммерческого учета э./э | 3 120,00 |
| 15 | Автоматизация учета электрической энергии на ПС 35-110 кВ филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» (114 точек учета электроэнергии на 16 ПС) | 936,05 |
| 16 | Техническое перевооружение подстанции 35 кВ ПС-26П Холодильник с комплектацией КРУН-6 кВ защитами от дуговых замыканий в количестве 2 комплекта | 12,72 |
| 17 | Техническое перевооружение подстанции 35 кВ ПС-57П Тепличный с комплектацией КРУН-6 кВ защитами от дуговых замыканий в количестве 2 комплекта | 13,14 |
| 18 | Техническое перевооружение подстанции 110 кВ ПС-79 Авангард с комплектацией устройствами противоаварийной автоматики частотной разгрузки в количестве 2 комплекта. | 14,60 |
| 19 | Техническое перевооружение подстанции 110 кВ ПС-70 «Прибрежная» с комплектацией устройствами противоаварийной автоматики частотной разгрузки в количестве 2 комплекта | 15,80 |
| 20 | Техническое перевооружение подстанции 110 кВ ПС-66 «Кукковка» с комплектацией устройствами противоаварийной автоматики частотной разгрузки в количестве 2 комплекта | 15,80 |
| 21 | Модернизация подстанции ПС 110 кВ ПС-39 Ведлозеро с заменой РЗА линий 110 кВ в количестве 3 комплектов | 409,01 |
| 22 | Строительство ограждения по периметру территории Сосновецкого мастерского участка филиала «Карелэнерго» 57 м.п. с установкой барьера безопасности «Егоза» и устройствами освещения в количестве 5 светильников | 54,30 |
| 23 | Строительство ограждения по периметру территории Лехтинского мастерского участка филиала «Карелэнерго» 82 м.п., установка блок-контейнеров 1 комплект, барьера безопасности «Егоза», светильников освещения в кол-ве 6 ед. | 3 908,52 |
| 24 | Приобретение дизельной электростанции ПБ-138-18Д-20 мощностью 100 кВт (3 ед.) | 4 800,00 |
| 25 | Приобретение прибора анализа механического состояния активной части трансформатора методом анализа частотных характеристик FRAX101 (1 ед.) | 1 634,30 |
| 26 | Приобретение цифровых вольтамперофазометров РЕТОМЕТР-М2 в количестве 3 комплекта | 186,00 |
| 27 | Приобретение аппарата испытания диэлектриков АИД-70-2 шт. | 276,00 |
| 28 | Приобретение рефлектометра Рейс 105М1-1 шт. | 53,57 |
| 29 | Приобретение комплекта нагрузочного измерительного с регулятором тока РТ-2048-01 -1шт. | 83,80 |
| 30 | Приобретение кабелетрассоискателя «Атлет-АГ319Н»-1шт. | 176,62 |
| 31 | Приобретение прицепов легковых для перевозки снегоходов ЛАВ 81012В 2 ед. | 259,20 |
| 32 | Приобретение прицепов легковых для перевозки снегоходов ЛАВ 81012 2 ед. | 151,20 |
| 33 | Приобретение бригадный автомобиля на шасси УРАЛ -4320 1ед. | 3 882,85 |
| 34 | Приобретение снегохода Тайга 2 ед. | 544,00 |
| 35 | Приобретение испытательной высоковольтной лаборатории ЛЭИС -100 в количестве 1 ед. | 2 714,00 |
| 36 | Приобретение стенда испытания перчаток СВС-12Ц в количестве 1 ед. | 1 270,03 |
| 37 | Приобретение УАЗ-390995 13 ед. | 54,15 |
| 38 | Приобретение автомобиля бригадного УАЗ Патриот /Пикап 3 ед. | 8,55 |
| 39 | Приобретение ГАЗЕЛЬ 1 ед. | 1 304,75 |
| 40 | Приобретение автомобиля бортового с КМУ на шасси КАМАЗ 1ед. | 6 498,85 |
| 41 | Приобретение крана автомобильного 25т. на шасси УРАЛ КС-55713(45717) 1 ед. | 6 802,85 |
| 42 | Приобретение ГАЗ-34039 (снегоболотоход) 1ед. | 4 345,15 |
| 43 | Приобретение ВАЗ 21310 4ед. | 2 207,40 |
| 44 | Приобретение тягача с КМУ КАМАЗ 65225 - 1 единица | 7 892,85 |
| 45 | Приобретение испытательных устройств для проверки РЗА РЕТОМ-21 в количестве 6 комплектов | 3 444,00 |
| 46 | Приобретение испытательных устройств для проверки РЗА РЕТОМ-61(71) в количестве 2 комплекта | 3 671,00 |
| 47 | Приобретение бытового блок-контейнера (уличная бытовка)для размещения на территории ПС-15 «Сегежа» 1 ед. | 649,75 |
| 48 | Приобретение бытового блок-контейнера (пост охраны) для размещения на территории РПБ Выгского РЭС 1ед. | 542,76 |
| 49 | Приобретение трехфазной испытательной системы TESTRANO (1 ед.) | 4 200,80 |
| 50 | Приобретение дизельной электростанции ПБ-138-18Д-20 мощностью 100 кВт (3 ед.) | 7 813,05 |
| 51 | Приобретение видеосервера Polycom (RPCS1810-010-RU) 1 ед. | 4 167,77 |
| 52 | Приобретение видеотерминала (3шт.) - Polycom RealPresence Group 310-720p (7200-65330-114) | 1 265,05 |
| 53 | Приобретение видеотерминала (1шт.) - Polycom RealPresence Group 500-1080p (7200-63490-114) | 936,48 |
| 54 | Приобретение ЖК-дисплея Samsung ED65D (3шт.) | 812,50 |
| 55 | Приобретение DLP проектора NEC NP-P502HL (1шт.) | 352,81 |
| 56 | Приобретение оборудования связи для АВР филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» -90 Комплект спутниковых телефонов, 31 Комплект мобильный радиосвязи. | 8 498,97 |
| 57 | Приобретение дизельных генераторов Champion DG 10000E-3 в количестве 4 шт. | 592,00 |
| 58 | Реконструкция недействующей ПС-1 «Петрозаводск» под учебно-тренировочный полигон для подготовки персонала по ремонту и обслуживанию оборудования ПС, площадь полигона 2273,55 м2 | 4,58 |
| 59 | Приобретение объекта электросетевого хозяйства в г. Олонец (ВЛ 0,4 кВ), принадлежащего Максимовой Т.М. (ВЛ 0,4 кВ 0,09 км) | 1,00 |
| 60 | Приобретение объектов электросетевого хозяйства в Лахденпохском районе, принадлежащих Орлову С.В.1. (ВЛ-10 кВ 1,15км; КТП-63/10/0,4 кВ; КТП-160/10/0,4 кВ.) | 1,00 |
| 61 | Приобретение объектов электросетевого хозяйства в Прионежском районе, принадлежащих СНТ «Онежец (ВЛ 0,4 кВ - 5,6 км) | 1,00 |
| 62 | Приобретение объектов электросетевого хозяйства в Прионежском районе, принадлежащих СНТ «Онежские зори (ТП 10/0,4 кВ ВЛ - 4,56 км) | 1,00 |
| 63 | «Приобретение объектов электросетевого хозяйства в Пудожском районе (д. Сигово) (ТП-1603 мощностью 100 кВа, ВЛ-0,4 кВ протяженностью 2,0 км (42 опоры), ВЛ-10 кВ протяженностью 0,12 км.), принадлежащих СНТ «Прогресс | 1,00 |
| 64 | Приобретение отпайки ВЛ 10 кВ протяжённостью 0,332 км; КТП-10/0,4 кВ мощностью 630 кВА; воздушных ЛЭП 0,4 кВ общей протяжённостью 0,354 км у Тищенко С.Е. | 250,00 |
| 65 | Приобретение ВЛ 0,4 кВ от ТП-3200 СНТ «Дружба» протяжённостью 1,099 км | 1,00 |
| 66 | Приобретение ВЛ 0,4 кВ от ТП №37 10/0,4 кВ протяжённостью 1,25 км у СОТ «Звезда» | 1,00 |
| 67 | Приобретение ЛЭП 6 кВ от ПС №22 110/6 кВ «Сунская птицефабрика» протяжённостью 12,5 км, МТП 6/0,4 кВ однотрансформаторные с трансформаторами 160 кВА в количестве 3 штук, МТП 6/0,4 кВ однотрансформаторные с трансформаторами 250 кВА в количестве 2 штук у МАСТ «Лучевое-2» | 1,00 |
| 68 | Приобретение КТП 10/0,4 кВ киоскового типа с одним трансформатором мощностью 100 кВА, принадлежащей И.В. Ларченко, расположенной в районе п. Кортела Мийнальского сельского поселения Лахденпохского муниципального района | 1,00 |
| 69 | Приобретение ЛЭП 10 кВ протяженностью 0,090 км, ЛЭП 0,4 кВ протяженностью 0,160 км и столбовой ТП 10/0,4 кВ 40 кВА, трансформатор ТМГ 40/10/0,4, принадлежащих М.И. Мазурчик, расположенных в районе урочища Рукола у поселка Мийнала Мийнальского сельского поселения Лахденпохского муниципального района | 1,00 |
|  | **Всего по инвестиционным проектам** | **98 911,54** |

В ходе проверки Исполнителем обнаружено превышение фактического финансирования мероприятий инвестиционной программы свыше величины средств, определенных в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе на общую сумму 60 862,91 тыс. руб. (с НДС).

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Наименование инвестиционного проекта  (группы инвестиционных проектов)** | **Плановое финансирование, тыс. руб.** | **Фактическое финансирование,**  **тыс. руб.** | **Отклонение (факт-план)** | |
| тыс. руб. | % |
| 1 | Реконструкция и строительство объектов технологического присоединения льготной категории заявителей мощностью до 15 кВт | 57 210,75 | 107 212,62 | 50 001,87 | 87% |
| 2 | Модернизация ССПИ на ПС-64 «Пряжа»: оборудование для организации голосовых каналов связи с РДУ-2шт., Преобразователь интерфейсов-2 шт., Маршрутизатор-2 шт.,Коммутатор-2 шт., ЭНИП-30 шт.,ЭНКС-3-2 шт., ИБП-1 шт., шкаф-1 шт. | 2 367,57 | 4 014,08 | 1 646,51 | 70% |
| 3 | Модернизация ССПИ на подстанциях ПС-63 «Березовка» в части организации системы регистрации и передачи информации об аварийных процессах: регистратор аварийных событий-1 компл., Контрольные кабели (различной модификации)-1 шт. | 2 560,30 | 6 374,46 | 3 814,16 | 149% |
| 4 | Модернизация ССПИ на подстанциях ПС 64 «Пряжа» в части организации системы регистрации и передачи информации об аварийных процессах: регистратор аварийных событий-1 компл., Контрольные кабели (различной модификации)-1 шт. | 2 606,55 | 4 075,40 | 1 468,85 | 56% |
| 5 | Реконструкция в части расширения просек на ВЛ 110 кВ Л-133 ПС-24 Суоярви-ПС-35 Найстеньярви в объеме 60,55 Га | 8 997,54 | 9 634,39 | 636,85 | 7% |
| 6 | Реконструкция в части расширения просек на ВЛ 110 кВ Л-149 ПС-47 Лоухи-ПС58 Кестеньга в объеме 51 Га | 7 578,31 | 7 947,89 | 369,58 | 5% |
| 7 | Реконструкция в части расширения просек на ВЛ 110 кВ Л-143 Медвежьегорск-Пяльма в объеме 9,08 Га | 1 349,27 | 1 520,48 | 171,21 | 13% |
| 8 | Реконструкция в части расширения просек на ВЛ 35 кВ Л-35С ПС-38С Хемякоски - ПС-12С Октябрь в объеме 24,53 Га | 3 645,03 | 3 853,97 | 208,94 | 6% |
| 9 | Реконструкция в части расширения просек на ВЛ 35 кВ Л-66С ПС-25 Питкяранта - ПС-16 Карьер в объеме 8,4 Га | 1 248,24 | 1 327,75 | 79,51 | 6% |
| 10 | Реконструкция в части расширения просек на ВЛ 35 кВ Л-72П Отпайка на ПС 27П Кяппесельга в объеме 5,4 Га | 802,33 | 896,36 | 94,03 | 12% |
| 11 | Реконструкция в части расширения просек на ВЛ 35 кВ Л-75П Пергуба-РЛ 73 в объеме 5,07 Га | 753,36 | 905,09 | 151,73 | 20% |
| 12 | Реконструкция в части расширения просек на ВЛ 35 кВ Л-82П Пудож-Шала в объеме 28,05 Га | 4 168,15 | 4 384,49 | 216,34 | 5% |
| 13 | Реконструкция распредсети 10-0,4 кВ г. Беломорска с установкой новой ТП-10/0,4 кВ в п. Водников: монтаж КТП 10/0,4 кВ с трансформатором 450 кВА, реконструкция ВЛ-10 кВ - монтаж провода СИП-3 протяженностью 150 м, реконструкция ВЛ-0,4 кВ провод СИП-4С протяженностью 300 м | 894,00 | 1 027,82 | 133,82 | 15% |
| 14 | Реконструкция ВЛ-0,4кВ от ТП -425 в п.Куликово Лахденпохского района с заменой провода на СИП и частичной заменой опор: замена провода А-25 на СИП -4, длина линии 3,6 км | 1 794,04 | 3 167,63 | 1 373,59 | 77% |
| 15 | Приобретение экскаватора гусеничного CASE 130B (1 ед.), HITACHI (2 ед.) | 11 485,08 | 11 981,00 | 495,92 | 4% |
|  | **Всего по инвестиционным проектам** | **107 460,52** | **168 323,43** | **60 862,91** | **57%** |

По результатам анализа Исполнителем определены инвестиционные проекты, в отношении которых тарифный источник для финансирования капитальных вложений недоиспользован в полном объеме относительно утвержденного планового размера или не использован совсем, на общую сумму 322 036,95 тыс. руб. (с НДС). Данные недофинансирования в части собственных средств, получаемых от реализации услуг по передаче электрической энергии, представлены в таблице.

| **№ п/п** | **Наименование инвестиционного проекта  (группы инвестиционных проектов)** | **Объем финансирования (в части тарифных источников), тыс. руб.** | | **Отклонение (факт-план)** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **План** | **Факт** | **тыс. руб.** | **%** |
| 1 | Строительство объектов технологического присоединения льготной категории заявителей мощностью до 15 кВт | 5 370,00 | 2 241,58 | -3 128,42 | -58% |
| 2 | Реконструкция и строительство объектов для технологического присоединения мощностью от 15 кВт до 150 кВт | 44 782,41 | 23 269,75 | -21 512,66 | -48% |
| 3 | Строительство объектов для технологического присоединения мощностью от 15 кВт до 150 кВт | 52 661,77 | 36 071,59 | -16 590,18 | -32% |
| 4 | Реконструкция ПС-22П «Педасельга» с заменой силового трансформатора Т-1 в д.Педасельга Прионежского района (По договору технологического присоединения № 2412П/13 от 20.02.2014 с ОАО «ПСК»).Замена силового тр-ра Т-1 ТМН 2,5 кВА на ТМН -4 кВА | 1 000,00 | 0,00 | -1 000,00 | -100% |
| 5 | Реконструкция ПС-34 «Лахденпохья» с заменой силовых трансформаторов 2х10 МВА на 2х25 МВА, оборудования 110, 35, 10 кВ | 9 344,19 | 4 160,43 | -5 183,76 | -55% |
| 6 | Реконструкция подстанции ПС 41 «Олонец» с заменой силовых трансформаторов на 2\*25 МВА, ОД и КЗ на элегазовые выключатели 110 кВ в количестве 2 шт., масляных выключателей 35 кВ на вакуумные в количестве 5 шт., установка блока с вакуумным выключателем 35 кВ, заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные в количестве 15 шт. | 250 534,10 | 57 410,39 | -193 123,71 | -77% |
| 7 | Модернизация ССПИ на ПС-29 «Поросозеро»: оборудование для организации голосовых каналов связи с РДУ-2шт., ЭНИП-15 шт.,ЭНКС-3-2 шт., ИБП-1 шт., шкаф-1 шт., Комплект ВЧ связи-1 шт. | 7 044,14 | 4 329,44 | -2 714,70 | -39% |
| 8 | Техническое перевооружение  ПС-25 «Питкяранта» с установкой автономных устройств ближнего резервирования РЗА силовых трансформаторов  - 2 комплекта | 2 670,93 | 1 782,06 | -888,87 | -33% |
| 9 | Техническое перевооружение  ПС-12 «Беломорск» с установкой автономных устройств ближнего резервирования РЗА силовых трансформаторов  - 2 комплекта | 2 670,93 | 2 264,96 | -405,97 | -15% |
| 10 | Техническое перевооружение  ПС-22 «Суна» с установкой в КРУН 6-10 кВ защит от дуговых замыканий - 2 комплекта | 1 481,69 | 621,05 | -860,64 | -58% |
| 11 | Техническое перевооружение ПС-78 «Великая губа» с установкой в КРУН 6-10 кВ подстанции защит от дуговых замыканий - 2 комплекта | 1 481,69 | 687,14 | -794,55 | -54% |
| 12 | Техническое перевооружение ПС-37 «Пяльма» с установкой в КРУН 6-10 кВ подстанции защит от дуговых замыканий  - 2 комплекта | 1 481,69 | 759,99 | -721,70 | -49% |
| 13 | Техническое перевооружение ПС-25к «УМ-220» с установкой в  КРУН 6-10 кВ подстанции защит от дуговых замыканий  - 2 комплекта | 1 481,69 | 681,20 | -800,49 | -54% |
| 14 | Техническое перевооружение ПС-55 «Калевала» с установкой в КРУН 6-10 кВ подстанции защит от дуговых замыканий- 2 комплекта | 1 481,69 | 747,68 | -734,01 | -50% |
| 15 | Реконструкция в части расширения просек на ВЛ 35 кВ Л-73П «РЛ-73П-I - ПС 29П Шуньга» в объеме 14,16 Га | 2 104,06 | 1 875,75 | -228,31 | -11% |
| 16 | Создание систем учета э/э и автоматизации учета на участках сети с максимальными потерями (фидера 6(10)кВ), Карелэнерго (2057 точек учета) | 59 289,74 | 1 854,11 | -57 435,63 | -97% |
| 17 | Техническое перевооружение склада, мастерских, гаража в г. Сортавала (включая территорию открытого склада) с оборудованием системами обеспечения безопасности: Демонтаж существующего ограждения-631 м.п., монтаж ограждения из профнастила - 631 м.п., монтаж «Егоза»-631 п.м. | 3 406,99 | 0,00 | -3 406,99 | -100% |
| 18 | Техническое перевооружение  складов  ремстройгруппы п. Хелюля с оборудованием  системами обеспечения безопасности :Демонтаж существующего ограждения-501 м.п., монтаж ограждения из профнастила - 5011 м.п., монтаж «Егоза»-501 п.м. | 7 686,12 | 0,00 | -7 686,12 | -100% |
| 19 | Техническое перевооружение РПБ РЭС-4 «Ляскеля» с оборудованием системами обеспечения безопасности :Устройство видеонаблюдения 1 система | 63,44 | 0,00 | -63,44 | -100% |
| 20 | Техническое перевооружение РПБ РЭС-2 «Олонец» с оборудованием  системами обеспечения безопасности: устройство видеонаблюдения 1 система | 100,50 | 0,00 | -100,50 | -100% |
| 21 | Техническое перевооружение РПБ РЭС-2 «Лоухи» с  оборудованием системами обеспечения безопасности :монтаж ограждения из профнастила - 355,5 п.м., монтаж Егоза-355,5 м.п., установка шлагбаума-1 шт. | 344,05 | 0,00 | -344,05 | -100% |
| 22 | Приобретение седельного тягача с КМУ на базе КАМАЗ-53504 (3 ед.) | 11 836,26 | 11 094,85 | -741,41 | -6% |
| 23 | Приобретение автомобиля бригадного УАЗ Патриот (Пикап) (11 ед.) | 1 069,97 | 5,70 | -1 064,27 | -99% |
| 24 | Приобретение хромотографа Кристалл- 5000.2 (1 ед.) | 857,43 | 0,00 | -857,43 | -100% |
| 25 | Приобретение тепловизора FLIR Т440 (2 ед.) | 3 854,53 | 2 233,45 | -1 621,08 | -42% |
| 26 | Приобретение прибора МИКО 2.3 (1 ед.) | 328,55 | 300,49 | -28,06 | -9% |
|  | **Всего по инвестиционным проектам** | **474 428,56** | **152 391,61** | **-322 036,95** | **-68%** |

Регулирование тарифа филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на 2017 год осуществлялось с применением метода доходности инвестированного капитала. В связи с этим расчет корректировки, осуществляемой в связи с изменением инвестиционной программы, производится по формуле, приведенной в пункте 42 Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, утвержденных приказом ФСТ России от 30.03.2012 N 228-э:

, где

,

- объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на год (i-j);

 - плановый размер финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на год (i-2) до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС;

 - объем фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на год (i-2) до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС в году (i-j) долгосрочного периода регулирования;

 - 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 на (i-2)-го года по результатам 9 месяцев;

 - величина возврата инвестированного капитала, учитываемого при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в году i-j долгосрочного периода регулирования;

 - величина дохода на инвестированный капитал, учитываемая при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в году i-j долгосрочного периода регулирования;

 - величина изменения необходимой валовой выручки, определяемого на год i-j, производимого в целях сглаживания тарифов;

Крi-j - величина фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности, в году i-j;

 - выпадающие доходы сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемые в плату за технологическое присоединение, связанные с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, определяемые регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования в году i-j;

 - величина фактических расходов из прибыли (в том числе направленных на погашение кредитов) в году i-j, признанных регулирующим органом экономически обоснованными.

На основе отчетных данных о реализации инвестиционной программы за 2017 год и с учетом требований действующего законодательства Исполнителем определено отклонение фактического объема финансирования инвестиционной программы с учетом пообъектного анализа исполнения от фактического объема финансирования в целом инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2019 год до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)). Величина параметров, участвующих в расчете величины корректировки необходимой валовой выручки по результатам исполнения (неисполнения) инвестиционной программы за 2017 год согласно формуле пункта 42 Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, утвержденных приказом ФСТ России от 30.03.2012 N 228-э, приведена ниже.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Наименование группы объектов** | **Обозначение** | **Финансирование, тыс. руб. без НДС** | **Объем планового финансирования, тыс. руб. с НДС** | **Объем фактического финансирования, тыс. руб. с НДС** | **Отклонение фактических показателей от плановых, тыс. руб.** |
| 1 | Расчетная величина собственных средств регулируемой организации для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов в 2017 году | base_1_287253_32796 | 681 232,21 |  |  |  |
| 2 | Плановый размер финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 год до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) | base_1_287253_32797 |  | 581 889,10 |  |  |
| 3 | Фактический объем финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 год до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) всего, без учета пообъектного анализа исполнения инвестиционной программы) |  |  |  | 419 626,56 |  |
| 4 | Фактический объем финансирования мероприятий инвестиционной программы, по которым выявлено превышение фактического финансирования над плановым финансированием, предусмотренного инвестиционной программой, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 год до его начала, за счет собственных средств выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) |  |  | 107 460,52 | 168 323,43 | -60 862,91 |
| 5 | Фактический объем финансирования мероприятий инвестиционной программы, отсутствующие в инвестиционной программе, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 год до его начала, за счет собственных средств выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) |  |  | - | 98 911,54 | -98 911,54 |
| 6 | Фактический объем финансирования мероприятий инвестиционной программы, по которым выявлено неисполнение относительно планового финансирования, предусмотренного инвестиционной программой, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 год до его начала, за счет собственных средств выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) |  |  | 474 428,56 | 152 391,61 | 322 036,95 |
| 7 | Фактический объем финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на 2017 год до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) (всего, с учетом пообъектного анализа исполнения инвестиционной программы) |  |  |  | 259 852,11 |  |

С учетом результатов анализа исполнения инвестиционной программ   
ПАО «МРСК Северо-Запада» в части филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017 год, объем финансирования инвестиционной программы за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) составляет:

* 72% от утвержденного планового значения - при учете результатов финансирования новых инвестиционных проектов;
* 45% от утвержденного планового значения - при учете результатов финансирования инвестиционных проектов, предусмотренных утвержденной в установленном порядке инвестиционной программы от 16.12.2016 г.

В соответствии с Протоколом заседания правления государственного комитета Республики Карелия по ценам и тарифам от 27.12.2016 № 241 по вопросу утверждения долгосрочных параметров регулирования филиала   
ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» с применением метода доходности инвестированного капитала на 2017 год сумма возврата капитала принята в размере 290 054,39 тыс. руб., доход на капитал рассчитан исходя из установленных норм доходности, в размере 520 797,08 тыс. руб., изменение НВВ, производимое в целях компенсации накопленного сглаживания в 2017 году не предусмотрено. По результатам анализа неподконтрольных расходов величина фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности, в 2017 году составила 4 406 тыс. руб., выпадающие доходы сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемые в плату за технологическое присоединение, связанные с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, определяемые регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования в 2017 году приняты в размере 75 298,26 тыс. руб. Величина фактических расходов из прибыли (в том числе направленных на погашение кредитов) в 2017 году, признанных регулирующим органом экономически обоснованными, составляет 49 915 тыс. руб.

На основе отчетных данных о реализации ИПР за 2017 год Исполнителем проведен расчет величины корректировки необходимой валовой выручки по результатам исполнения (неисполнения) ИПР за 2017 год в рамках тарифно-балансовых решений на 2019 год. Расчет выполнен согласно формуле пункта 42 Методических указаний № 228-э. Величина параметров, участвующих в расчете величины корректировки необходимой валовой выручки по результатам исполнения (неисполнения) ИПР за 2017 год, а также расчет корректировки приведены ниже.

Исполнитель отмечает, что согласно Методическим указаниям №228-э в расчете необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы используются показатели планового и фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС.

В соответствии с утвержденными формами инвестиционной программы и отчетов о реализации инвестиционной программы (приказ Минэнерго России от 24.03.2010 № 114, от 05.05.2016 №380) информация о плановых и фактических объемах финансирования инвестиционных проектов отражается с НДС. Ввиду отсутствия у Исполнителя информации для корректного исчисления величины НДС по отдельным инвестиционным проектам инвестиционной программы, в рамках настоящей работы Исполнитель принимает допущение о возможности использования объемов планового и фактического финансирования инвестиционной программы для выполнения расчетов согласно п. 42 Методических указаний № 228-э с применением расчетной величины с учетом ставки налога на добавленную стоимость 18%.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатель** | **Обозначение** | **Значение плановое в соответствии с ИП от 16.12.2016 № 1333 и решением об установлении тарифов на 2017 год** | **Фактические показатели за 2017 год** | **Значение показателя, принятое для расчета корректировки** |
| Объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на год (i-j) |  | Х | Х | 681 232,21 |
| Плановый размер финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на год (i-2) до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) **без НДС** |  | 493 126,36 | Х | 493 126,36 |
| Объем фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на год (i-2) до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС в году (i-j) долгосрочного периода регулирования (без учета пообъектного анализа) |  | Х | 355 615,73 | 355 615,73 |
| Объем фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на год (i-2) до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС в году (i-j) долгосрочного периода регулирования (с учетом пообъектного анализа) |  | Х | 220 213,65 | 220 213,65 |
| Величина возврата инвестированного капитала, учитываемого при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в году i-j долгосрочного периода регулирования |  | 290 054,39 | Х | 290 054,39 |
| Величина дохода на инвестированный капитал, учитываемая при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в году i-j долгосрочного периода регулирования |  | 520 797,08 | Х | 520 797,08 |
| Величина изменения необходимой валовой выручки, определяемого на год i-j, производимого в целях сглаживания тарифов |  | - | Х | - |
| Величина фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности, в году i-j | Крi-j | Х | 4 406,00 | 4 406,00 |
| Выпадающие доходы сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемые в плату за технологическое присоединение, связанные с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, определяемые регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования в году i-j |  | Х | 75 298,26 | 75 298,26 |
| Величина фактических расходов из прибыли (в том числе направленных на погашение кредитов) в году i-j, признанных регулирующим органом экономически обоснованными |  | Х | 49 915,00 | 49 915,00 |
| Корректировка необходимой валовой выручки на i-й год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы (без учета пообъектного анализа) |  | Х | Х | -189 964,84 |
| Корректировка необходимой валовой выручки на i-й год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы (с учетом пообъектного анализа) |  | Х | Х | -377 016,81 |

Согласно пункту 8 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденных приказом ФАС России от 29.08.2017 № 1135/17, инвестиционная составляющая на покрытие расходов, связанных с развитием существующей инфраструктуры, в том числе связей между объектами территориальных сетевых организаций и объектами ЕНЭС, в целях присоединения новых и (или) увеличения мощности Устройств, присоединенных ранее, не учитывается при установлении платы за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Абзацем 5 пункта 32 Основ ценообразования № 1178 определено, что расходы, связанные с развитием существующей инфраструктуры, в том числе с развитием связей между объектами территориальных сетевых организаций и объектами единой национальной (общероссийской) электрической сети, расходы на реконструкцию линий электропередачи, подстанций, увеличение сечения проводов и кабелей, увеличение мощности трансформаторов, расширение распределительных устройств и установку компенсирующих устройств для обеспечения качества электрической энергии (объектов электросетевого хозяйства) в целях обеспечения надежности работы электрических станций, присоединяемых энергопринимающих устройств и ранее присоединенных потребителей, а также расходы на установку на принадлежащих сетевой организации объектах электросетевого хозяйства устройств компенсации и регулирования реактивной мощности и иных устройств, необходимых для поддержания требуемых параметров надежности и качества электрической энергии, включаются в цену (тариф) на услуги по передаче электрической энергии.

Исполнитель отмечает, что выполнение мероприятий инвестиционной программы ПАО «МРСК Северо-Запада» в части филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» направлено на перспективное развитие электрических сетей и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также направлены на достижение целевых показателей надежности и качества оказываемых услуг.

### **Экспертиза обоснованности корректировки необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг**

Согласно пункту 42 Методических указаний № 228-э рассчитывается корректировка необходимой валовой выручки исходя из применения понижающего (повышающего) коэффициента, корректирующего необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг), определяемый в процентах в соответствии с Методическими указаниями по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденными приказом Федеральной службы по тарифам от 26 октября 2010 г. № 254-э/1.

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Расчет филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» корректировки НВВ с учетом фактических показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг за 2017 г.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Наименование показателя** | **Обозначения в Методических указаниях** | **По данным ТСО -  2017 год** |
| НВВ утвержденная, тыс. руб. | НВВ*утв* | 7 586 063,60 |
| Обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг | К*об* | 0,65 |
| Максимальный процент корректировки | П*кор2013* | 2,00% |
| Расчет повышающего (понижающего) коэффициента | КНК = К*об* \* П*кор2013* | 0,013 |
| **Сумма корректировки НВВ, тыс. руб.** | КНК \* НВВ*утв* | **98 618,83** |

В соответствии с отчетом по фактическим значениям показателей надежности и качества услуг, оказываемых филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017 год, направленным в Государственный комитет РК по ценам и тарифам письмом от 30.03.2018 №МР2/3/108-06/2598, обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг в 2017 году составил 0,65.

*П*корр2017 - максимальный процент корректировки, определяемый для 2017 года в размере 2%.

Соответственно понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку электросетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2017 году составил 2% \* 0,65 = 0,013.

В соответствии с принятыми Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам тарифно-балансовыми решениями на 2017 год необходимая валовая выручка филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» от оказания услуг по передаче электрической энергии утверждена в размере 7 586 063,60 тыс. руб.

Таким образом, корректировка необходимой валовой выручки филиала   
ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» с учетом показателей надежности и качества за 2017 год составит

7 586 063,64 \* 0,013 = 98 618,83 тыс. руб.

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

Фактические значения показателей надежности и качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии за 2017 год отражены в приложении к постановлению ГК РК по ценам и тарифам от 30.05.2018 №32 и составляют:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Наименование показателя** | **Утверждено** | **Факт по постановлению ГК РК по ценам и тарифам** | **Отклонение, %** |
| **1** | **2** | **3** | **4=3/2\*100-100** |
| Показатель средней продолжительности прекращений подачи электрической энергии | 0,2630 | 0,0723 | -72,510 |
| Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг | 1,0102 | 0,9656 | -4,415 |

Расчет размера корректировки необходимой валовой выручки филиала   
ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» с учетом надежности и качества на 2019 год отражен в таблице 6.7 Заключения экспертной группы:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование показателя | Обозначения в Методических указаниях | По данным экспертной группы |
| Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг | К*над* | 1 |
| Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг | К *кач 2* | 0 |
| Обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг | К*об* | 0,65 |
| Максимальный процент корректировки | П*кор* | 2,00% |
| Коэффициент, корректирующий НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг | КНК2017 = К*об* \* П*кор2017* | 0,013 |
| НВВ на содержание электрических сетей, утвержденная на 2017 год, тыс. руб. | НВВ*утв* | 3 964 354,11 |
| **Сумма корректировки НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг, тыс. руб.** | КНК2017 \* НВВ*утв* | **51 536,60** |

По расчету экспертной группы корректировка необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» с учетом надежности и качества оказываемых услуг на 2019 год составила 51 536,6 тыс. руб.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

Корректировка НВВ сетевой организации с учетом выполнения показателей надежности и качества осуществляется с помощью понижающих (повышающих) коэффициентов.

Пунктом 42 Методических указаний № 228-э определено, что коэффициент по показателям качествам и надежности применяется к скорректированной необходимой валовой выручки i-2 года. На 2017 год скорректированная необходимая валовая выручка утверждена постановлением ГК РК по ценам и тарифам от 27.12.2016 № 242 составляет 3 652 254,11 тыс. рублей.

Согласно пункту 5 Методических указаний № 254-э/1 максимальный процент корректировки, определяется для каждого года долгосрочного периода регулирования в следующем порядке:

для 2011 года:  = 0,5%;

для 2012 года:  = 1%;

начиная с 2013 года:  = 2%.

Таким образом, для филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» максимальный коэффициент для 2017 года применяется в размере 2%.

Показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг определяется в соответствии с пунктом 5.3 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций по управлению единой национальной электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденных приказом Минэнерго России от 27.11.2016 № 1256.

base_1_220786_32815,

где:

base_1_220786_32816, base_1_220786_32817 и base_1_220786_32818- коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:

base_1_220786_32819 , base_1_220786_32820 и base_1_220786_32821 ;

Kнад - коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг;

Kкач1 и Kкач2 - коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг.

С использованием информации, представленной Филиалам о показателях надежности и качества письмом от 30.03.2018 года исх. № МР2/3/108-06/2598 исполнителем произведен расчет обобщенного показателя уровня надежности и качества.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Филиал | Показатель | План 2017 г. | Факт 2017г. по постановлению Госкомитета | Отклонение,  % |
|
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | Показатель средней продолжительности прекращений передачи электроэнергии | 0,2630 | 0,0723 | - 72,5 |
| Показатель уровня качества обслуживания потребителей | 1,0102 | 0,9656 | - 4,41 |

В соответствии со Стандартами раскрытия информации показатели надежности и качества оказываемых услуг публикуются на официальном сайте ПАО «МРСК Северо-Запада» (https://clients.mrsksevzap.ru/reports, Потребителям» Обслуживание потребителей» Подлежащая раскрытию информация).

Обобщенный показатель по качеству и надежности оказанных услуг по передаче электрической энергии, в соответствии с утвержденными фактическими значениями показателей надежности и качества оказываемых услуг, составит

Коб = 0,65\*1+0,25\*0+0,1\*0 = 0,65.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование показателя | Обозначения в Методических указаниях | По данным экспертной группы |
| Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг | К*над* | 1 |
| Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг | К *кач 2* | 0 |
| Обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг | К*об* | 0,65 |
| Максимальный процент корректировки | П*кор* | 2,00% |
| Коэффициент, корректирующий НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг | КНК2017 = К*об* \* П*кор2017* | 0,013 |
| НВВ на содержание электрических сетей, утвержденная на 2017 год, тыс. руб. | НВВ*утв* | 3 652 254,11 |
| **Сумма корректировки НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг, тыс. руб.** | КНК2017 \* НВВ*утв* | **47 479,30** |

Применяя формулы пункта 42 Методических указаний № 228-э по параметрам качества и надежности, размер корректировки по расчету Исполнителя составит 47 479,30 тыс. руб.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование статьи** | **Заявлено Филиалом** | **Рассчитано Госкомитетом** | **Рассчитано Исполнителем** | **Отклонение между Исполнителем и Госкомитетом** | **Отклонение между Исполнителем и Филиалом** |
| Сумма корректировки НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг, тыс. руб. | 98 618,83 | 51 536,60 | 47 479,30 | -4 057,30 | -51 139,53 |

### **Экономия операционных расходов за первый долгосрочный период регулирования в каждом году долгосрочного периода регулирования**

Регулирование филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на первый долгосрочный период регулирования 2012 – 2017 гг. было осуществлено с использованием метода доходности на инвестированный капитал, в связи с чем филиалом величины выпадающих доходов по итогам первого периода регулирования определены с применением Методических указаний №228-э.

В соответствии с п.16 Методических указаний №228-э экономия операционных расходов, достигнутая организацией, осуществляющей регулируемую деятельность, в каждом году долгосрочного периода регулирования, в том числе в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, учитывается в составе необходимой валовой выручки в течение 5 лет и определяется по следующей формуле:

*для первого года очередного долгосрочного периода регулирования:*



*для второго и последующих годов периода регулирования:*



где:

i - номер расчетного года периода регулирования, i = 1, 2, 3...

p - первый год очередного долгосрочного периода регулирования;

- экономия операционных расходов, учитываемая на год i очередного долгосрочного периода регулирования. Величина экономии принимается равной нулю, если расчет дает отрицательное значение экономии;



где:

j - количество лет, предшествующих очередному периоду регулирования;

 - скорректированные операционные расходы, учтенные при утверждении тарифов на год p-j предыдущего долгосрочного периода;

 - фактические операционные расходы в году p-j предыдущего долгосрочного периода. Фактические операционные расходы, учитываемые при расчете экономии операционных расходов, не могут превышать уровня, установленного на данный год регулирующими органами. Из величины фактических операционных расходов исключаются необоснованные расходы, выявленные по результатам проверок;

 - фактическое/плановое значение индекса потребительских цен в году p-1;m.

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

По расчету филиала экономия операционных расходов за первый долгосрочный период регулирования, подлежащая включению в состав необходимой валовой выручки в 2019 году составила 14 545,96 тыс. руб.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Период** | **Величина операционных расходов, утвержденная при тарифном регулировании, руб.** | **Фактическая величина операционных расходов, руб.** | **Отклонение** |
| **Орск** | **Орф** | **ЭОР 20\_\_** |
| 2015 год | 1 382 430,22 | 1 346 210,02 | -36 220,20 |
| 2016 год | 1 438 288,36 | 1 438 174,05 | -114,31 |
| 2017 год | 1 489 372,33 | 1 561 952,37 | 72 580,04 |

Согласно п.16 Методических указаний №228-э фактические операционные расходы, учитываемые при расчете экономии операционных расходов, не могут превышать уровня, установленного на данный год регулирующим органом. В связи с изложенным, величина фактических операционных расходов за 2017 год принимается на уровне утвержденных при тарифном регулировании, ЭОР2017 =0.

В расчет приняты следующие значения ИПЦ:

2016 год – 7,1%

2017 год – 3,7%

2018 год – 4,0%

2019 год – 4,0%.

Соответственно величина экономии операционных расходов на 2019 год составит:

ЭОР2=((ЭОР2015\*(1+ИПЦ2016)\*(1+ИПЦ2017)\*(1+ИПЦ2018)+ЭОР2016\*(1+ИПЦ2017)\*

(1+ИПЦ2018))\*(1+ИПЦ2019) / (5-2)

ЭОР2=((36 220,20\*(1+7,1%)\*(1+3,7%)\*(1+4,0%)+114,31\*(1+3,7%)\*

(1+4,0%))\*(1+4,0%)) / 3 =14 545,96 тыс. руб.

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Период | Величина операционных расходов, утвержденная при тарифном регулировании, руб. | Фактическая величина операционных расходов, руб. | Отклонение |
| Орск | Орф | ЭОР 20…\_\_ |
| 2015 год | 1 382 430,22 | 1 346 210,02 | -36 220,20 |
| 2016 год | 1 438 288,36 | 1 438 174,05 | -114,31 |
| 2017 год | 1 489 372,33 | 1 561 952,37 | 72 580,04 |

В расчет приняты следующие значения ИПЦ:

2016 год – 7,1%

2017 год – 3,7%

2018 год – 2,7%

2019 год – 4,6%.

Соответственно величина экономии операционных расходов на 2019 год составит:

ЭОР2=((ЭОР2015\*(1+ИПЦ2016)\*(1+ИПЦ2017)\*(1+ИПЦ2018)+ЭОР2016\*(1+ИПЦ2017)\*

(1+ИПЦ2018))\*(1+ИПЦ2019)/(5-2)

ЭОР2=((36 220,20\*(1+7,1%)\*(1+3,7%)\*(1+2,7%)+114,31\*(1+3,7%)\*

(1+2,7%)\*(1+4,6%)) / 3 = 14 531,97 тыс. руб.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

В соответствии с пунктом 34 Основ ценообразования № 1178 экономия операционных расходов, достигнутая организацией, осуществляющей регулируемую деятельность, в каждом году долгосрочного периода регулирования, в том числе в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, учитывается в составе необходимой валовой выручки в течение 5 лет. Если организация, осуществляющая регулируемую деятельность, добилась экономии операционных расходов, величина операционных расходов, включенных в необходимую валовую выручку на долгосрочный период регулирования, не пересматривается.

В расчет приняты следующие значения ИПЦ:

2016 год – 7,1% (факт)

2017 год – 3,7% (факт)

2018 год – 2,7% (прогноз МЭР от 01.10.2018 г.)

2019 год – 4,6% (прогноз).

Соответственно величина экономии операционных расходов на 2019 год по расчету исполнителя составит:

∆ЭОР2=((ЭОР2015\*(1+ИПЦ2016)\*(1+ИПЦ2017)\*(1+ИПЦ2018)+ЭОР2016\*(1+ИПЦ2017)\*

(1+ИПЦ2018))\*(1+ИПЦ2019) / (5-2)

∆ЭОР2= ((36 220,20\*(1+7,1%)\*(1+3,7%)\*(1+2,7%)+114,31\*(1+3,7%)\*

(1+2,7%))\*(1+4,6%)) / 3 =13 813,54 тыс. руб.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование статьи | Заявлено Филиалом | Рассчитано Комитетом | Рассчитано Исполнителем | Отклонение между Исполнителем и Комитетом | Отклонение между Исполнителем и Филиалом |
| Экономия операционных расходов за первый долгосрочный период регулирования в каждом году долгосрочного периода регулирования, тыс. руб. | 14 545,96 | 13 813,54 | 13 813,54 | 0 | 41,72 |

### **Экспертиза расчета экономии от снижения объема технологических потерь электрической энергии в течение первого долгосрочного периода регулирования 2012 – 2017 гг., учтенной Государственным Комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам в необходимой валовой выручке филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»**

Согласно п.25 Методических указаний №228-э величина экономии от снижения объема технологических потерь электрической энергии учитывается в составе необходимой валовой выручки в течение 5 лет и определяется на каждый расчетный год i периода регулирования по следующей формуле:



где:

 - экономия от снижения технологических потерь, учитываемая в необходимой валовой выручке расчетного года i очередного долгосрочного периода регулирования. Величина экономии принимается равной нулю, если расчет дает отрицательное значение экономии.

Экономия потерь на каждый год долгосрочного периода регулирования  для территориальных сетевых организаций рассчитывается как:



где:

j - количество лет, предшествующих году i периода регулирования;

 - экономия от снижения потерь в году i-j. Величина экономии принимается равной нулю, если расчет дает отрицательное значение экономии;

 - фактический объем отпуска в сеть в году i-j;

 - фактический объем потерь электрической энергии в сетях в году i-j;

 - уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, определяемый в соответствии с **пунктом 40(1)** Основ ценообразования;

 - средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях, учтенная при установлении тарифов в году i-j.

В случае исключения (вследствие расторжения/прекращения действия договора, судебного решения и так далее) в году i-j объема услуг по передаче электрической энергии, оказанного потребителям с использованием объектов присоединения к ЕНЭС, переданных в аренду территориальной сетевой организации, и учтенного при установлении тарифов, экономия потерь на каждый год долгосрочного периода регулирования  рассчитывается как:



где

 - объем отпуска в сеть сетевой организации, установленный на год i-j (без учета объема услуг по передаче электроэнергии, оказанного с использованием объектов присоединения к ЕНЭС, переданных в аренду РСК в году i-j, учтенного при установлении тарифов);

 - объем потерь электрической энергии в сетях, учтенный при установлении тарифов на долгосрочный период регулирования, установленный на год i-j;

 - фактический объем потерь электрической энергии в сетях в году i-j.

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Величина экономии от снижения объема технологических потерь электрической энергии определяется в соответствии с формулами, приведенными в п. 25 Методических указаний № 228-э.

Средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях, учтенная при установлении тарифов составляет:

в 2015 году –1 704,59 руб./ МВт·ч;

в 2016 году – 2 036,31 руб./ МВт·ч;

в 2017 году – 1 939,03 руб./ МВт·ч.

ЦП2015 = 491 056,89 / 288,08 = 1 704,59 руб./МВт·ч, где

491 056,89 тыс. руб. – величина расходов на покупку потерь, утверждённая при регулировании на 2015 год.

288,08 млн. кВт·ч – объем технологических потерь, утвержденный при регулировании на 2015 год.

ЦП2016 = 572 733,65 / 281,26 = 2 036,31 руб./МВт·ч, где

572 733,65 тыс. руб. – величина расходов на покупку потерь, утверждённая при регулировании на 2016 год.

281,26 млн. кВт·ч – объем технологических потерь, утвержденный при регулировании на 2016 год.

ЦП2017 = 553 746,07 / 285,58 = 1 939,03 руб./МВт·ч, где

553 746,07 тыс. руб. – величина расходов на покупку потерь, утверждённая при регулировании на 2017 год.

285,58 млн. кВт·ч – объем технологических потерь, утвержденный при регулировании на 2017 год.

Норматив технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленный на первый год предыдущего долгосрочного периода, составляет 4,52 % и применяется в расчете величины экономии от снижения объема технологических потерь за 2012 – 2016 гг.

На 2017 год норматив технологического расхода (потерь) электрической энергии в сетях филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» установлен на уровне 6,74%.

Величина фактического объема отпуска в сеть в 2015 году составляет 5 963,28 млн. кВт·ч.

Величина фактического объема потерь электрической энергии в сетях в 2015 году составляет 260,89 млн. кВт·ч.

ЭП2015 = (5 963,28 \* 4,52 % – 260,89) \* 1 704,59 = 14 748,68 тыс. руб.

Величина фактического объема отпуска в сеть в 2016 году составляет 6 108,50 млн. кВт·ч.

Величина фактического объема потерь электрической энергии в сетях в 2016 году составляет 261,81 млн. кВт·ч.

ЭП2016 = (6 108,50 \* 4,52 % – 261,81) \* 2 036,31 = 29 117,14 тыс. руб.

Величина фактического объема отпуска в сеть в 2017 году составляет 3 782,27 млн. кВт·ч.

Величина фактического объема потерь электрической энергии в сетях в 2017 году составляет 247,07 млн. кВт·ч.

ЭП2017 = (3 782,27 \* 6,74 % – 247,07) \* 1 939,03 = 15 587,95 тыс. руб.

Соответственно величина экономии от снижения объема технологических потерь электрической энергии на 2019 год составит:

∆ЭП2019 = (ЭП2017 \* (1+ ИПЦ2019)\*(1+ ИПЦ2018) + ЭП2016 \* (1+ИПЦ2019)\*(1+ИПЦ2018) \*(1+ИПЦ2017) + ЭП2015 \* (1+ ИПЦ2019)\*(1+ ИПЦ2018) \*(1+ ИПЦ2017) \*(1+ ИПЦ2016) / 4

∆ЭП2019 = (15 587,95 \*(1+4%)\*(1+4%) + 29 117,14 \*(1+4%)\*(1+4%)\*(1+3,7%) + 14 748,68 \*(1+4%)\*(1+4%) \*(1+3,7%)\*(1+7,1%)) / 4 = 16 808,80 тыс. руб.

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

Экспертной группой ГК РК по ценам и тарифам расчет величины экономии от снижения объема технологических потерь электрической энергии определен в соответствии с п.25 Методических указаний №228-э.

Средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях, учтенная при установлении тарифов составляет:

в 2015 году –1 704,59 руб./ МВт·ч;

в 2016 году – 2 036,31 руб./ МВт·ч;

в 2017 году – 1 939,03 руб./ МВт·ч.

ЦП2015 = 491 056,89 / 288,08 = 1 704,59 руб./МВт·ч, где

491 056,89 тыс. руб. – величина расходов на покупку потерь, утверждённая при регулировании на 2015 год.

288,08 млн. кВт·ч – объем технологических потерь, утвержденный при регулировании на 2015 год.

ЦП2016 = 572 733,65 / 281,26 = 2 036,31 руб./МВт·ч, где

572 733,65 тыс. руб. – величина расходов на покупку потерь, утверждённая при регулировании на 2016 год.

281,26 млн. кВт·ч – объем технологических потерь, утвержденный при регулировании на 2016 год.

ЦП2017 = 553 746,07 / 285,58 = 1 939,03 руб./МВт·ч, где

553 746,07 тыс. руб. – величина расходов на покупку потерь, утверждённая при регулировании на 2017 год.

285,58 млн. кВт·ч – объем технологических потерь, утвержденный при регулировании на 2017 год.

Норматив технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленный на первый год предыдущего долгосрочного периода, составляет 4,52 % и применяется в расчете величины экономии от снижения объема технологических потерь за 2012 – 2016 гг.

На 2017 год согласно схеме перетоков электрической энергии, применяемой при установлении тарифов, норматив технологического расхода (потерь) электрической энергии в сетях филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» установлен на уровне 6,74%.

Величина фактического объема отпуска в сеть в 2015 году составляет 5 963,28 млн. кВт·ч.

Величина фактического объема потерь электрической энергии в сетях в 2015 году составляет 260,89 млн. кВт·ч.

ЭП2015 = (5 963,28 \* 4,52 % – 260,89) \* 1 704,59 = 14 745,14 тыс. руб.

Величина фактического объема отпуска в сеть в 2016 году составляет 6 108,50 млн. кВт·ч.

Величина фактического объема потерь электрической энергии в сетях в 2016 году составляет 261,81 млн. кВт·ч.

ЭП2016 = (6 108,50 \* 4,52 % – 261,81) \* 2 036,31 = 29 107,42 тыс. руб.

Величина фактического объема отпуска в сеть в 2017 году составляет 4 813,51 млн. кВт·ч.

Величина фактического объема потерь электрической энергии в сетях в 2017 году составляет 247,07 млн. кВт·ч.

ЭП2017 = (4 813,51\* 6,74 % – 247,07) \* 1 939,03 = 150 004,47 тыс. руб.

Соответственно величина экономии от снижения объема технологических потерь электрической энергии на 2018 год составит:

∆ЭП2019 = (ЭП2017 \* (1+ ИПЦ2019)\*(1+ ИПЦ2018) + ЭП2016 \* (1+ИПЦ2019)\*(1+ИПЦ2018) \*(1+ИПЦ2017) + ЭП2015 \* (1+ ИПЦ2019)\*(1+ ИПЦ2018) \*(1+ ИПЦ2017) \*(1+ ИПЦ2016)) / 4

∆ЭП2019 = (150 004,47 \*(1+4,6%)\*(1+2,7%) + 29 107,42\*(1+4,6%)\*(1+2,7%) \*(1+3,7%) + 150 004,47 \*(1+4,6%)\*(1+2,7%) \*(1+3,7%)\*(1+7,1%)) / 4 = 52 789,65 тыс. руб.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

По расчету филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», величина экономии от снижения объема технологических потерь электрической энергии на 2019 год по итогам 2015-2017 гг. составит 16 808,80 тыс. руб. По расчету ГК РК по ценам и тарифам - 52 789,65 тыс. руб. Расхождения обусловлены:

* применяемыми сторонами индексами ИПЦ: филиалом применены индексы ИПЦ на 2017 г. в размере 3,9%, на 2018 и 2019 гг. – 4,0% ежегодно, ГК РК по ценам и тарифам применены индексы ИПЦ согласно Прогноза социально-экономического развития РФ на период до 2036 г. от 28.11.2018: на 2017 г. в размере 3,7%, на 2018 г. – 2,7%, 2019 г. – 4,6%.
* фактическим объемом электрической энергии, поданной в сеть в 2017 году: филиалом принят в расчет объем 3 782,27 млн. кВт·ч., экспертами - 4 813,51 млн. кВт·ч.

В соответствии с представленной филиалом информацией фактический отпуск в сеть электрической энергии в 2017 году составил 4 813,51 млн. кВт·ч. (форма 46-ЭЭ, форма 23-Н, таблица 1.4).

Данные о фактическом объеме отпущенной в сеть электрической энергии в 2015 и 2016 гг. (*5 963,28 млн.кВт.ч. и 6 108,50 млн.кВт.ч., соответственно*), принятые в расчет филиалом, соответствует информации, размещенной на официальном сайте ПАО «МРСК Северо-Запада»: Главная страница» Раскрытие информации» Стандарт раскрытия информации субъектами оптового и розничного рынка электрической энергии» Сетевая организация» О балансе электрической энергии и мощности (http://www.mrsksevzap.ru/id\_7balance).

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Показатели** | **По расчету Филиала** | **По расчету ГК РК по ценам и тарифам** | **По расчету Исполнителя** |
| **2015 год** | | | |
| Величина фактического объема отпуска в сеть, млн.кВт.ч. | 5 963,28 | 5 963,28 | 5 963,28 |
| Норматив технологического расхода (потерь) | 4,52% | 4,52% | 4,52% |
| Величина фактического объема потерь э/э в сетях, млн.кВт.ч. | 260,89 | 260,89 | 260,89 |
| Средневзвешенная цена покупки э/э в целях компенсации потерь, руб./МВт.ч. | 1 704,59 | 1 704,59 | 1 704,59 |
| **Экономия от снижения потерь, тыс. руб.** | **14 748,68** | **14 745,14** | **14 745,10** |
| **2016 год** | | | |
| Величина фактического объема отпуска в сеть, млн.кВт.ч. | 6 108,50 | 6 108,50 | 6 108,50 |
| Норматив технологического расхода (потерь) | 4,52% | 4,52% | 4,52% |
| Величина фактического объема потерь э/э в сетях, млн.кВт.ч. | 261,81 | 261,81 | 261,81 |
| Средневзвешенная цена покупки э/э в целях компенсации потерь, руб./МВт.ч. | 2 036,28 | 2 036,31 | 2 036,31 |
| **Экономия от снижения потерь, тыс. руб.** | **29 117,14** | **29 107,42** | **29 107,48** |
| **2017 год** | | | |
| Величина фактического объема отпуска в сеть, млн.кВт.ч. | 3 782,27 | 4 813,51 | 4 813,51 |
| Норматив технологического расхода (потерь) | 6,74% | 6,74% | 6,74% |
| Величина фактического объема потерь э/э в сетях, млн.кВт.ч. | 247,07 | 247,07 | 247,07 |
| Средневзвешенная цена покупки э/э в целях компенсации потерь, руб./МВт.ч. | 1 939,03 | 1 939,03 | 1 939,02 |
| **Экономия от снижения потерь, тыс. руб.** | **15 587,95** | **150 004,47** | **150 003,90** |
| ИПЦ за 2016 г. (факт) | 7,10% | 7,10% | 7,10% |
| ИПЦ за 2017 г. (факт) | 3,70% | 3,70% | 3,70% |
| ИПЦ на 2018 г. (прогноз) | 4,00% | 2,70% | 2,70% |
| ИПЦ на 2019 г. (прогноз) | 4,00% | 4,60% | 4,60% |
| кол-во периодов | 4 | 4 | 4 |
| **Величина экономии от снижения объема технологических потерь э/э за первый долгосрочный период регулирования, тыс. руб.** | **16 808,80** | **52 789,65** | **52 789,65** |

По расчету Исполнителя величина экономии от снижения объема технологических потерь э/э за первый долгосрочный период регулирования составит 52 789,65 тыс. руб., что соответствует расчетам Госкомитета.

### **Анализ перераспределения необходимой валовой выручки между годами долгосрочного периода в том числе по периодам регулирования, относящимся к разным долгосрочным периодам регулирования**

В соответствии с п.39 Методических указаний №228-э органы регулирования вправе перераспределять необходимую валовую выручку организации между годами в пределах одного долгосрочного периода. Величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания роста тарифов, определяется органами регулирования. Величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания необходимой валовой выручки, в последний год долгосрочного периода регулирования, определяется по формуле:



где:

N - количество лет в текущем долгосрочном периоде регулирования;

- величина изменения необходимой валовой выручки в году i, проводимого в целях сглаживания тарифов;

НДj - норма доходности капитала, созданного после перехода к регулированию методом доходности инвестированного капитала, установленная на год j.

В каждом году долгосрочного периода регулирования необходимая валовая выручка, рассчитанная в соответствии с пунктами 8 и 42 настоящих Методических указаний с учетом ее перераспределения, осуществляемого в целях сглаживания тарифов, может отличаться от необходимой валовой выручки, рассчитанной без учета такого перераспределения на весь долгосрочный период регулирования,более чем на 12 процентов по согласованию с Федеральной антимонопольной службой.

В соответствии с п.40 Методических указаний №228-э при ежегодной корректировке тарифов величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания, может быть перераспределена между годами долгосрочного периода регулирования с учетом особенностей, определенных в соответствии с пунктом 39 настоящих Методических указаний.

При этом величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания роста тарифов, в последний год долгосрочного периода регулирования, определяется также с учетом результатов исполнения инвестиционных программ регулируемых организаций.



где:

N - последний год долгосрочного периода регулирования;

 - величина изменения необходимой валовой выручки в году i, проводимого в целях сглаживания тарифов для скорректированных объемов необходимой валовой выручки;

 - корректировка необходимой валовой выручки на i-й год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы;

- суммарный плановый размер финансирования инвестиционных программ, представляющих собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденных (скорректированных) в установленном порядке на год i до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС, с первого и до предпоследнего года долгосрочного периода регулирования включительно;

- суммарный фактический (прогнозный) размер финансирования инвестиционных программ, представляющих собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденных (скорректированных) в установленном порядке на год i до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС, с первого и до предпоследнего года долгосрочного периода регулирования включительно.

Абсолютная величина сглаживания, примененная Госкомитетом при регулировании тарифов на услуги по передаче электрической энергии за 2012-2016 гг. составила 1 508 579,7 тыс. руб., в том числе:

* + 2012 г. – 28 100,43 тыс. руб. (*протокол заседания Правления от 31.10.2012 №166*)
  + 2013 г. – 148 895,94 тыс. руб. (*протокол заседания Правления от 25.12.2012 №288*)
  + 2014 г.- 463 579,6 тыс. руб. (*протокол заседания Правления от 30.12.2015 №267*)
  + 2015 г.- 494 087,3 тыс. руб. (*протокол заседания Правления от 30.12.2015 №267*)
  + 2016 г.-373 916,5 тыс. руб. (*протокол заседания Правления от 30.12.2015 №267*).

Указанные суммы сглаживания включались в корректировку филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на соответствующие годы и утверждались решениями регулирующего органа.

В соответствии с приказом ФСТ России от 12.10.2012 №234-э/2 срок окончания первого долгосрочного периода регулирования МРСК – 31.12.2017 года.

Учитывая, что 2017 год является для филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» последним годом первого долгосрочного периода регулирования, перераспределенные в 2012-2016 гг. посредством сглаживания величины НВВ должны быть включены в необходимую валовую выручку 2017 года.

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

В соответствии с п.40 Методических указаний №228-э произведен расчет величины сглаживания НВВ с учетом исполнения инвестиционной программы.

тыс. руб.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Период** | **Величина сглаживания** | **Норма доходности «нового» капитала** | **Корректировка НВВ в связи с невыполнением инвестиционной программы** | **Выполнение ИП для расчета корректировки** | | | **Размер сглаживания на начало последнего года ДПР с учетом корректировки в связи с неисполнением ИП** |
| **План** | **Факт** | |
| **По данным ТСО** | **Принято Комитетом** |
| 2012 | -28 100,4 | 0,12 | 19 393,3 | 454 903,1 | 453 549,1 | 449 566,7 | -47 777,5 |
| 2013 | -148 895,9 | 0,11 | -43 507,5 | 769 998,0 | 706 504,7 | 706 504,7 | -226 034,5 |
| 2014 | -463 579,6 | 0,11 | -106 505,3 | 800 797,9 | 357 668,7 | 357 668,7 | -634 005,8 |
| 2015 | -494 087,3 | 0,11 | -14 454,4 | 249 915,5 | 224 886,0 | 224 886,0 | -608 764,9 |
| 2016 | -373 916,5 | 0,11 |  |  |  |  | - 107 685,1 |
| **Итого** | **-1 508 579,7** |  | **-145 073,9** | **2 275 614,4** | **1 742 608,5** | **1 738 626,1** | **1 624 267,8** |

В целях сглаживания роста тарифов неучтенные расходы и недополученные доходы могут учитываться в течение периода, который не может быть более пяти лет, в котором они, начиная с годового периода регулирования, следующего за годовым периодом, были выявлены. Однако Госкомитетом образованные в связи с этим недополученные доходы не были учтены в течение пяти лет.

Приложением №3 к протоколу заседания Правления Госкомитета от 29.12.2017 №194 в составе НВВ филиала на 2018 – 2022 гг. были учтены средства на компенсацию величины сглаживания, накопленного в рамках первого долгосрочного периода регулирования.

тыс. руб.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Период регулирования** | **Утверждено в тарифно-балансовых решениях** | | **Экономически обоснованная величина сглаживания по МУ № 228-э** |
| **НВВ** | **Сглаживание** |
| 2017 | 3 652 254 |  | 47 777 |
| 2018 | 3 270 289 | 10 000 | 226 035 |
| 2019 | 3 281 867 | 403 567 | 634 006 |
| 2020 | 3 322 239 | 403 567 | 608 765 |
| 2021 | 3 363 731 | 403 567 | 107 685 |
| 2022 | 3 406 384 | 403 567 |  |
| **Итого** |  | **1 624 268** | **1 624 268** |

Таким образом, при определении НВВ филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на 2019 год ТСО включена величина сглаживания изменения тарифов в размере 897 817,78 тыс. руб. (47 777,45 + 226 034,51 – 10 000,00 + 634 005,81).

В соответствии с п. 11 Методических указаний №98-э распределяемые в целях сглаживания изменения тарифов экономически обоснованные расходы, не учтенные при установлении регулируемых тарифов, или доходы, недополученные при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования, включаются в необходимую валовую выручку регулируемой организации с учетом параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

47 777,45 \* (1+4%) \* (1+4%) + (226 034,51 – 10 000,00) \* (1+4%) \* (1+11%) + 634 005,81 \* (1+11%) \* (1+11%) = 1 082 224,89 тыс. руб.

По расчету филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания тарифов, на 2019 год составит 1 082 224,89 тыс. руб.

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

По расчету экспертной группы Госкомитета величина изменения необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», осуществляемого в целях сглаживания тарифов (с учетом невыполнения сетевой организации в течение периода регулирования размера инвестиционных программ), составила 1 624 267,82 тыс. руб.

При тарифном регулировании на 2018 год в НВВ филиала включена величина сглаживания в сумме 10 000,0 тыс. руб.

Согласно п. 2.2.1 Соглашения между Правительством Республики Карелия, Государственным Комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам и   
ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» о сотрудничестве по вопросам осуществления регулируемой деятельности от 31.10.2018 г. Госкомитет обеспечивают филиалу ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» при тарифном регулировании на 2019 год в соответствии с законодательством возврат сглаживания в размере 403 566,96 тыс. руб.

Экспертная группа предлагает учесть в необходимой валовой выручке филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на 2019 год величину сглаживания в сумме 403 566,96 тыс. руб.

Дополнительно Экспертной группой проведен анализ обосновывающих документов и пересчет величины НВВ, производимого в целях сглаживания тарифов (с учетом пообъектного анализа инвестиционных программ с выделением нецелевого использования инвестиционных ресурсов) за 2012 – 2016 гг.

В результате анализа было выявлено нецелевое использование инвестиционных ресурсов:

* в 2012 году на сумму 3 982,39 тыс. руб.
* в 2016 году на сумму 17,28 тыс. руб.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Период** | **Величина сглаживания** | **Норма доход-**  **ности «нового» капитала** | **Корректировка НВВ в связи с невыполнением инвестиционной программы** | **Выполнение ИП для расчета корректировки** | | | **Размер сглаживания на начало последнего года долгосрочного периода** |
| **План** | **Факт** | |
| **По данным ТСО** | **Принято Комитетом** |
| 2012 | -28 100,4 | 0,12 | 19 393,3 | 454 903,1 | 453 549,1 | 449 566,7 | -47 777,5 |
| 2013 | -148 895,9 | 0,11 | -43 507,5 | 769 998,0 | 706 504,7 | 706 504,7 | -226 034,5 |
| 2014 | -463 579,6 | 0,11 | -106 505,3 | 800 797,9 | 357 668,7 | 357 668,7 | -634 005,8 |
| 2015 | -494 087,3 | 0,11 | -14 454,4 | 249 915,5 | 224 886,0 | 224 886,0 | -608 764,9 |
| 2016 | -373 916,5 | 0,11 | -14 425,8 | 92 119,7 | 92 119,7 | 92 102,5 | -415 047,3 |
| **Итого** | **-1 508 579,7** |  | **-159 499,8** | **2 367 734,1** | **1 834 728,2** | **1 830 728,6** | **-1 931 630,0** |

По расчету Госкомитета величина изменения необходимой валовой выручки, осуществляемого в целях сглаживания тарифов, составила 1 653 033,25 тыс. руб.

1 653 033,25=1 931 630,0 \* (1 830 728,6/2 367 734,1) + МАКС (0; МИН (159 499,8; 1 931 630,0 \* (1 – (1 830 728,6/2 367 734,1)).

Таким образом, при регулировании тарифов на 2019 год подлежит включению сумма сглаживания 432 332,39 тыс. руб. (*403 566,96 + 28 765,4* *(=1 653 033,25 - 1 624 267,82*)).

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

В целях сдерживания роста тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Карелия при установлении необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» в течение 2012-2016 гг. применялось отрицательное сглаживание НВВ.

По предложению филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания тарифов в 2019 году составит 1 082 224,89 тыс. руб.

В качестве обосновывающих расходы по данной статье документов Филиалом представлена информация о фактическом освоении денежных средств в рамках реализации инвестиционной программы за 2012-2016 гг. по форме шаблона NET.INV «Мониторинг принятых инвестиционных программ субъектами РФ по сетевым организациям» (письма исх. от 08.11.2018 №МР/2/3/108-06/9453 и от 31.03.2017 №МР/23. 1088-04/2441).

По вопросу обоснованности позиции филиала о включении величины сглаживания изменения тарифов имеется апелляционное определение Верховного Суда РФ от 23.05.2018 по делу №75-АПГ 18-3:

«В данном случае Госкомитетом осуществлялось перераспределение НВВ Общества в целях сглаживания изменения тарифов, начиная с 2012 г., однако образованные в связи с этим недополученные доходы за 2012 г. не были учтены в течение пяти лет, начиная с годового периода регулирования, следующего за годовым периодом, в котором они были выявлены, в том числе при определении НВВ на 2017 год.

Таким образом расчет НВВ Общества на 2017 год, определенной Госкомитетом без учета доходов, недополученных в целях сглаживания изменения тарифов за 2012 год, не может быть признан экономически обоснованным и не соответствует требованиям Основ ценообразования».

Принимая во внимание, подписанное между Правительством Республики Карелия, Государственным Комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам и ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» Соглашение о сотрудничестве по вопросам осуществления регулируемой деятельности от 31.10.2018 г., где указаны суммы, подлежащие ежегодному включению в НВВ филиала в целях сглаживания изменения тарифов, Исполнитель считает на 2019 год подлежит включению компенсация величины накопленного сглаживания в размере 432 332,39 тыс. руб., с учетом пересчета величины НВВ, производимого в целях сглаживания тарифов по результатам по объектного анализа инвестиционных программ с выделением нецелевого использования инвестиционных ресурсов за 2012 – 2016 гг.

Исполнитель отмечает, что Филиалом в качестве обосновывающих документов не представлены подписанное Соглашение о сотрудничестве по вопросам осуществления регулируемой деятельности от 31.10.2018 г. и расчет суммы, подлежащие ежегодному включению в НВВ филиала в целях сглаживания изменения тарифов.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование статьи | Заявлено Филиалом | Рассчитано Госкомитетом | Рассчитано Исполнителем | Отклонение между Исполнителем и Госкомитетом | Отклонение между Исполнителем и Филиалом |
| Компенсация величины сглаживания, накопленной в рамках первого долгосрочного периода регулирования 2012 - 2017 гг., тыс. руб. | 1 082 224,9 | 432 332,4 | 432 332,4 | 0,0 | -649 892,5 |

**Выполнение предписания ФАС России от 14.08.2018 г. №СП/63626/18**

Согласно предписанию Федеральной антимонопольной службы от 14.08.2018 г. №СП/63626/18 Государственному Комитету Республики Карелия по ценам и тарифам при установлении тарифов на 2019 год устранить нарушение законодательства Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) в сфере электроэнергетики, а именно исключить из тарифов на электрическую энергию расходы на услуги оказываемые ГАУ Республики Карелия «Карельский информационно-аналитический центр интегральной системы ресурсного мониторинга» за период 2013-2017 гг.

В отношении филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» необходимо исключить расходы в сумме 29 704,55 тыс. руб., в том числе:

за 2013 год – 5 545,50 тыс. руб.,

за 2014 год – 5 670,40 тыс. руб.,

за 2015 год – 5 930,10 тыс. руб.,

за 2016 год – 6 169,71 тыс. руб.,

за 2017 год – 6 388,84 тыс. руб.

Экспертной группой ГК РК по ценам и тарифам данные расходы в сумме 29 704,55 тыс. руб. исключены из необходимой валовой выручки филиала на 2019 год.

**Выполнение предписания ФАС России от 12.12.2018 г. №СП/101972/18**

Согласно предписанию Федеральной антимонопольной службы от 12.12.2018 г. №СП/101972/18 (далее предписание от 12.12.2018 г.) Государственному Комитету Республики Карелия по ценам и тарифам предписано в срок до 01.01.2019 г. устранить нарушения законодательства Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) в сфере электроэнергетики:

1. исключить из НВВ филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» экономически необоснованные расходы в размере 71 511,63 тыс. руб., в том числе по статьям:
   1. «Расходы на оплату труда» на 2018 год в размере 68 202,32 тыс. руб.
   2. «Расходы на оплату работ (услуг) непроизводственного характера» на 2018 год в размере 3 309,31 тыс. руб.
2. По результатам исполнения п.1 пересмотреть базовый уровень операционных расходов филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на 2018 год в соответствии с п.38 Основ ценообразования №1178, а также величину необходимой валовой выручки филиала в соответствии с положениями Основ ценообразования №1178, а также Методическими указаниями от 17.02.2012 №98-э, результаты учесть при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии для филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» с 01.01.2019г.
3. В срок до 01.02.2019 г. ГК РК по ценам и тарифам произвести дополнительный анализ и расчет расходов (показателей), включенных в НВВ филиала, и отобразить соответствующий анализ в экспертном заключении по следующим статьям затрат:
   * «Операционные расходы» на 2012 год,
   * «Ремонт основных средств» на 2018 год,
   * «Расходы на оплату работ (услуг) производственного характера» на 2018 год,
   * «Расходы на оплату работ (услуг) непроизводственного характера» на 2018 год,
   * «Отчисления на социальные нужды» на 2012-2018 гг. с учетом пересмотра расходов на оплату труда,
   * «Командировочные и представительские расходы» на 2018 год,
   * «Управленческие расходы» на 2018 год,
   * «Компенсация величины сглаживания, накопленной в рамках первого долгосрочного периода регулирования 2012 – 2017 гг.»
   * Расходы на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии» на 2018 год.
4. По результатам проведенного расчета и анализа пересмотреть базовый уровень операционных расходов филиала на 2012 год в соответствии с п.34, 38 Основ ценообразования №1178, а также НВВ филиала в соответствии с положениями Основ ценообразования №1178, Методических указаний №228-э, №98-э.

В соответствии с п. 2 Предписания от 12.12.2018 г. ГК РК по ценам и тарифам при определении базового уровня операционных расходов на 2018 год были исключены расходы на общую сумму (-75 511,6) тыс. руб., в том числе по статьям:

* + ФОТ – (-54 140,2 тыс. руб.),
  + Расходы на оплату работ (услуг) непроизводственного характера - (-3 309,3) тыс. руб.
  + Расходы на сырье и материалы – 1 425,4 тыс. руб.

При этом корректировка затрат по статье «Отчисления на социальные нужды» Госкомитетом не произведена.

Корректировка подконтрольных расходов на 2018 год составила (-50 058,2) тыс. руб. и включена в необходимую валовую выручку при утверждении тарифа на передачу электрической энергии на 2019 год.

В соответствии с п.3 Предписания от 12.12.2018 г. по итогам проведенного анализа по некоторым статьям затрат ГК РК по ценам и тарифам проведена корректировка на общую сумму (-25 395,02) тыс. руб., в том числе подконтрольных расходов (-10 060) тыс. руб., неподконтрольных расходов - (- 15 335,0) тыс. руб.

Базовый уровень операционных расходов - 1 502 890,49 тыс. руб. - был скорректирован (-14 371,50) тыс. руб. и составил 1 488 518,99 тыс. руб.

Изменения произошли по статьям подконтрольных расходов:

* + «Ремонт основных средств» - (+ 5 975,0) тыс. руб.,
  + «Расходы на оплату работ (услуг) производственного характера» - (- 232,7) тыс. руб.
  + «Расходы на оплату работ (услуг) непроизводственного характера» -   
    (-6 790,5) тыс. руб.
  + «Расходы на страхование» - (+ 1 661,55) тыс. руб.
  + «Управленческие расходы» - (-3 984,1) тыс. руб.

Корректировка подконтрольных расходов на 2018 год составила (-10 060) тыс. руб.

При осуществлении данной корректировки пересмотрена сумма отчислений на социальные нужды – (- 15 335,0) тыс. руб.

Данная корректировка включена в необходимую валовую выручку при утверждении тарифа на передачу электрической энергии на 2019 год.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п.п.** | **Наименование** | **Ед. изм.** | **2018 год** | | | | | | | | | |
| **Принятые тарифно-балансовые решения** | | | | | | | | | |
| **Постановление от 29.12.2017 №224 (протокол № 194 от 29.12.2017)** | | **Постановление от 28.12.2018 №209 (протокол № 208 от 28.12.2018)** | | **Отклонение** | | **Постановление от 30.01.2019 №7 (протокол №6 со дня опубликования)** | | **Отклонение** | |
| **0,7 ЭОР + 0,3 метод аналога** | **ЭОР** | **0,7 ЭОР + 0,3 метод аналога** | **ЭОР** | **0,7 ЭОР + 0,3 метод аналога** | **ЭОР** | **0,7 ЭОР + 0,3 метод аналога** | **ЭОР** | **0,7 ЭОР + 0,3 метод аналога** | **ЭОР** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8=6-4** | **9=7-5** | **10** | **11** | **12=10-6** | **13=11-7** |
| **Долгосрочные параметры регулирования** | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1. | Базовый уровень подконтрольных расходов (ПР) | тыс. руб. | **1 503 142,52** |  | **1 453 084,38** |  |  |  | **1 488 518,99** |  |  |  |
| 2. | Индекс эффективности подконтрольных расходов (Хэф) | % | 3% |  | 3% |  |  |  | 3% |  |  |  |
| 3. | Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов (К эл) | знач. | 0,75 |  | 0,75 |  |  |  | 0,75 |  |  |  |
| 4. | Индекс потребительских цен (ИПЦ) | % | 3,70% |  | 3,70% |  |  |  | 3,70% |  |  |  |
| 5. | Количество активов (УЕ) | у.е. | 53 369,60 |  | 53 369,60 |  |  |  | 53 369,60 |  |  |  |
| 6. | Индекс изменения количества активов (ИКА) | % |  |  |  |  |  |  | х |  |  |  |
| **Подконтрольные расходы организации (ПР)** | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1. | Расходы на сырье и материалы | тыс. руб. | 112 274,7 | 117 597,3 | 113 700,1 | 117 597,3 | 0,0 | 1 425,4 | 114 003,1 | 117 597,3 | 303,0 | 0,0 |
| 2. | Расходы на оплату труда | тыс. руб. | 929 587,0 | 973 656,0 | 875 446,8 | 905 453,7 | -68 202,3 | -54 140,2 | 877 779,7 | 905 453,7 | 2 332,9 | 0,0 |
| 3. | Ремонт основных фондов | тыс. руб. | 159 897,1 | 167 477,4 | 161 927,1 | 167 477,4 | 2 030,0 | 0,0 | 168 151,4 | 173 452,7 | 6 224,2 | 5 975,3 |
| 4. | Другие обоснованные подконтрольные расходы, в том числе: | тыс. руб. | 295 785,4 | 309 807,7 | 296 340,9 | 306 498,4 | 555,6 | -3 309,3 | 277 405,7 | 286 151,6 | -18 935,2 | -20 346,8 |
| *4.1* | *Работы и услуги производственного характера* | тыс. руб. | *17 168,4* | *17 982,3* | *17 386,4* | *17 982,3* | *218,0* | *0,0* | *16 236,7* | *16 748,6* | *-1 149,7* | *-1 233,7* |
| *4.2* | *Работы и услуги непроизводственного характера* | тыс. руб. | *100 169,5* | *104 918,3* | *98 241,6* | *101 608,9* | *-1 927,9* | *-3 309,3* | *82 226,1* | *84 818,4* | *-16 015,5* | *-16 790,5* |
| *4.3* | *Расходы на экологию* | тыс. руб. | *371,8* | *389,5* | *376,5* | *389,5* | *4,7* | *0,0* | *377,6* | *389,5* | *1,0* | *0,0* |
| *4.4* | *Командировочные и представительские расходы* | тыс. руб. | *30 658,5* | *32 111,9* | *31 047,7* | *32 111,9* | *389,2* | *0,0* | *31 130,4* | *32 111,9* | *82,7* | *0,0* |
| *4.5* | *Расходы на обучение персонала* | тыс. руб. | *5 566,8* | *5 830,7* | *5 637,4* | *5 830,7* | *70,7* | *0,0* | *5 652,5* | *5 830,7* | *15,0* | *0,0* |
| *4.6* | *Расходы на страхование* | тыс. руб. | *3 814,8* | *3 995,6* | *3 863,2* | *3 995,6* | *48,4* | *0,0* | *5 484,3* | *5 657,2* | *1 621,1* | *1 661,6* |
| *4.7* | *Управленческие расходы* | тыс. руб. | *112 109,0* | *117 423,8* | *113 532,4* | *117 423,8* | *1 423,3* | *0,0* | *109 972,5* | *113 439,7* | *-3 559,8* | *-3 984,1* |
| *4.8* | *Услуги банка* | тыс. руб. | *55,1* | *57,7* | *55,8* | *57,7* | *0,7* | *0,0* | *56,0* | *57,7* | *0,1* | *0,0* |
| *4.9* | *Энергия на производственные и хозяйственные нужды* | тыс. руб. | *22 482,5* | *23 548,3* | *22 767,9* | *23 548,3* | *285,4* | *0,0* | *22 828,6* | *23 548,3* | *60,7* | *0,0* |
| *4.10* | *Прочие обоснованные подконтрольные расходы* | тыс. руб. | *3 389,0* | *3 549,7* | *3 432,0* | *3 549,7* | *43,0* | *0,0* | *3 441,2* | *3 549,7* | *9,1* | *0,0* |
| 5. | Расходы из прибыли, в том числе: | тыс. руб. | 5 598,3 | 5 863,7 | 5 669,4 | 5 863,7 | 71,1 | 0,0 | 5 684,5 | 5 863,7 | 15,1 | 0,0 |
| 5.1 | *Денежные выплаты социального характера* | тыс. руб. | 5 598,3 | 5 863,7 | 5 669,4 | 5 863,7 | 71,1 | 0,0 | 5 684,5 | 5 863,7 | 15,1 | 0,0 |
| 5.2 | *Прочие расходы из прибыли* | тыс. руб. |  |  |  |  |  |  | 0,0 |  | 0,0 | 0,0 |
|  | **Итого ПР с учетом индексации:** | тыс. руб. | **1 503 142,5** | **1 574 402,1** | **1 453 084,4** | **1 502 890,5** | **-50 058,2** | **-71 511,6** | **1 443 024,3** | **1 488 519,0** | **-10 060,0** | **-14 371,5** |
| **Неподконтрольные расходы организации (НР)** | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1. | Амортизация основных средств | тыс. руб. | 408 594,2 |  | 408 594,2 |  | 0,0 |  | 408 594,2 |  | 0,0 |  |
| 2. | Отчисления на социальные нужды | тыс. руб. | 275 157,8 |  | 275 157,8 |  | 0,0 |  | 259 822,8 |  | -15 335,0 |  |
| 3. | Налоги и сборы, в том числе: | тыс. руб. | 51 778,5 |  | 51 778,5 |  | 0,0 |  | 51 778,5 |  | 0,0 |  |
| *3.1* | *Плата за землю* | тыс. руб. | *864,0* |  | *864,0* |  | *0,0* |  | *864,0* |  | *0,0* |  |
| *3.2* | *Налог на имущество* | тыс. руб. | *48 878,9* |  | *48 878,9* |  | *0,0* |  | *48 878,9* |  | *0,0* |  |
| *3.3* | *Налог на прибыль* | тыс. руб. | *0,0* |  | *0,0* |  | *0,0* |  | *0,0* |  | *0,0* |  |
| *3.4* | *Транспортный налог* | тыс. руб. | *1 762,7* |  | *1 762,7* |  | *0,0* |  | *1 762,7* |  | *0,0* |  |
| *3.5* | *Водный налог* | тыс. руб. | *0,1* |  | *0,1* |  | *0,0* |  | *0,1* |  | *0,0* |  |
| *3.6* | *Плата за негативное воздействие на окружающую среду* | тыс. руб. | *272,9* |  | *272,9* |  | *0,0* |  | *272,9* |  | *0,0* |  |
| *3.7* | *Госпошлина* | тыс. руб. |  |  |  |  | *0,0* |  |  |  | *0,0* |  |
| 4. | Плата за аренду имущества | тыс. руб. | 2 386,3 |  | 2 386,3 |  | 0,0 |  | 2 386,3 |  | 0,0 |  |
| 5. | Расходы на оплату услуг ПАО «ФСК ЕЭС» | тыс. руб. | 321 851,1 |  | 321 851,1 |  | 0,0 |  | 321 851,1 |  | 0,0 |  |
| 6. | Прочие обоснованные неподконтрольные расходы | тыс. руб. |  |  |  |  | 0,0 |  | 0,0 |  | 0,0 |  |
| 7. | Расходы на обслуживание кредитов, направленных на пополнение оборотных средств | тыс. руб. |  |  |  |  | 0,0 |  | 0,0 |  | 0,0 |  |
| 8. | Расходы, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 15 кВт включительно | тыс. руб. | 171 913,9 |  | 171 913,9 |  | 0,0 |  | 171 913,9 |  | 0,0 |  |
| 9. | Расходы, связанные с предоставлением беспроцентной рассрочки по оплате технологического присоединения | тыс. руб. | 700,0 |  | 700,0 |  | 0,0 |  | 700,0 |  | 0,0 |  |
| 10. | Расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно | тыс. руб. | 94 647,8 |  | 94 647,8 |  | 0,0 |  | 94 647,8 |  | 0,0 |  |
|  | **Итого НР:** | **тыс. руб.** | **1 327 029,6** |  | **1 327 029,6** |  | **0,0** |  | **1 311 694,6** |  | **-15 335,0** |  |
| **Корректировка необходимой валовой выручки** | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1. | Корректировка необходимой валовой выручки | тыс. руб. | 630 637,7 |  | 630 637,7 |  | 0,0 |  | 630 637,7 |  | 0,0 |  |
| *1.1.* | *Корректировка подконтрольных расходов* | *тыс. руб.* | *26 398,0* |  | *26 398,0* |  | *0,0* |  | *26 398,0* |  | *0,0* |  |
| *1.2.* | *Корректировка неподконтрольных расходов* | *тыс. руб.* | *425 001,8* |  | *425 001,8* |  | *0,0* |  | *425 001,8* |  | *0,0* |  |
| *1.3.* | *Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию* | *тыс. руб.* | *139 192,1* |  | *139 192,1* |  | *0,0* |  | *139 192,1* |  | *0,0* |  |
| *1.4.* | *Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы* | *тыс. руб.* | *-14 425,8* |  | *-14 425,8* |  | *0,0* |  | *-14 425,8* |  | *0,0* |  |
| *1.5.* | *Корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг* | *тыс. руб.* | *54 471,6* |  | *54 471,6* |  | *0,0* |  | *54 471,6* |  | *0,0* |  |
| 2. | Результаты деятельности организации за 2016 год | тыс. руб. | -275 604,6 |  | -275 604,6 |  | 0,0 |  | -275 604,6 |  | 0,0 |  |
| 3. | Результаты деятельности организации за 2017 год | тыс. руб. |  |  |  |  | 0,0 |  |  |  | 0,0 |  |
| 4. | Корректировка НВВ, связанная с экономией расходов за первый долгосрочный период регулирования | тыс. руб. | 75 084,2 |  | 75 084,2 |  | 0,0 |  | 75 084,2 |  | 0,0 |  |
| *4.1* | *Экономия операционных расходов за первый долгосрочный период регулирования в каждом году долгосрочного периода регулирования* | *тыс. руб.* | *56 094,5* |  | *56 094,5* |  | *0,0* |  | *56 094,5* |  | *0,0* |  |
| *4.2* | *Экономия от снижения объема технологических потерь электрической энергии в течение первого долгосрочного периода регулирования* | *тыс. руб.* | *18 989,7* |  | *18 989,7* |  | *0,0* |  | *18 989,7* |  | *0,0* |  |
| 4. | Компенсация величины сглаживания, накопленной в рамках первого долгосрочного периода регулирования | тыс. руб. | 10 000,0 |  | 10 000,0 |  | 0,0 |  | 10 000,0 |  | 0,0 |  |
|  | **Итого корректировка НВВ** | **тыс. руб.** | **440 117,3** |  | **440 117,3** |  | **0,0** |  | **440 117,3** |  | **0,0** |  |
| **Необходимая валовая выручка (НВВ) организации на оказание услуги по передаче электрической энергии** | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | **НВВ ФИЛИАЛА на содержание электрических сетей** | **тыс. руб.** | **3 270 289,5** |  | **3 220 231,3** |  | **-50 058,2** |  | **3 194 836,3** |  | **-25 395,0** |  |

### **Обобщенные данные по обоснованности корректировок необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», проведенных Государственным Комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам при определении необходимой валовой выручки на 2019 год**

Обобщенные данные анализа обоснованности корректировок необходимой валовой выручки филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», проведенных ГК РК по ценам и тарифам при определении необходимой валовой выручки на 2019 год, представлены в таблице (тыс. руб.).

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **Наименование статьи** | **Заявлено филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» на 2019** | **ТБР на 2019,** | **Расчет Исполнителя** | **Отклонение между Исполнителем и Госкомитетом** | **Отклонение между Исполнителем и Филиалом** |
|  | **Корректировка НВВ 2019 года, всего** | **1 631 480,1** | **729 065,1** | **959 789,1** | **230 724,0** | **-671 691,0** |
| **1** | **Корректировки необходимой валовой выручки** | **517 900,4** | **334 568,8** | **566 011,2** | **231 442,5** | **48 110,8** |
| 1.1 | - корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов | -42 785,1 | -42 494,0 | -42 494,0 | 0,0 | 291,1 |
| 1.2 | - корректировка неподконтрольных расходов | 446 777,9 | 394 521,5 | 211 975,8 | -182 545,7 | -234 802,1 |
| 1.3 | - корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию | 163 772,8 | 84 731,2 | 80 003,5 | -4 727,7 | -83 769,3 |
| 1.4 | - корректировка НВВ, связанная с обеспечением соответствия уровня тарифов организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров (услуг) | 98 618,8 | 51 536,6 | 47 479,3 | -4 057,3 | -51 139,5 |
| 1.5 | - корректировка НВВ , осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы | -175 914,7 | -180 972,0 | -377 016,8 | -196 044,8 | -201 102,1 |
| 1.6 | - корректировки, возникающей в связи с отличием фактической выручки от утвержденной при установлении тарифов. | 27 430,7 | 27 245,5 | 646 063,4 | 618 818,0 | 618 632,7 |
| **2.** | **Корректировка НВВ, связанная с экономией расходов за первый долгосрочный период регулирования** | **31 354,8** | **67 321,6** | **66 603,2** | **-718,4** | **35 248,4** |
| 2.1 | - экономия операционных расходов за первый долгосрочный период регулирования в каждом году долгосрочного периода регулирования | 14 546,0 | 14 532,0 | 13 813,5 | -718,4 | -732,4 |
| 2.2 | - экономия от снижения объема технологических потерь электрической энергии в течение первого долгосрочного периода регулирования | 16 808,8 | 52 789,7 | 52 789,7 | 0,0 | 35 980,9 |
| **3.** | **Компенсация величины сглаживания, накопленной в рамках первого долгосрочного периода регулирования** | **1 082 224,9** | **432 332,4** | **432 332,4** | **0,0** | **-649 892,5** |
| **4.** | **Расходы на оплату услуг ГАУ РК «Карельский центр СРМ» - выполнение предписания ФАС России от 14.08.2018 №СП/63626/18** |  | **-29 704,6** | **-29 704,6** | **0,0** | **-29 704,6** |
| **5.** | **Экономически необоснованные расходы согласно предписанию ФАС России от 12.12.2018 №СП/101972/18 (п.2)** |  | **-50 058,1** | **-50 058,1** | **0,0** | **-50 058,1** |
| **6.** | **Экономически необоснованные расходы согласно предписанию ФАС России от 12.12.2018 №СП/101972/18 (п.2)** |  | **-25 395,0** | **-25 395,0** | **0,0** | **-25 395,0** |

Принимая во внимание результаты анализа операционных, неподконтрольных расходов и величины корректировок необходимой валовой выручки величина корректировок, распределяемая в целях сглаживания тарифов на 2020-2023 гг. должна составить (тыс.руб.):

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование статьи расходов | Предложение ТСО на 2019 | ТБР 2019 | Расчет Исполнителя | Отклонение между Исполнителем и ТБР | Отклонение между Исполнителем и Филиалом |
|
| ИТОГО операционные (подконтрольные) расходы | 1 521 221 | 1 473 602 | 1 685 193 | 211 591 | 163 972 |
| ИТОГО неподконтрольные расходы | 2 277 284 | 1 280 904 | 1 310 616 | 29 711 | -966 668 |
| Корректировки необходимой валовой выручки | 1 631 480 | 729 065 | 959 789 | 230 724 | -671 691 |
| **Общая НВВ содержание электрических сетей (без учета потерь и услуг ТСО)** | **5 429 985** | **3 483 571** | **3 955 598** | **472 026** | **-1 474 387** |

### **Анализ экономически обоснованных выпадающих расходов/недополученных доходов, полученных филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017-2018 гг. в результате принятых Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам тарифно-балансовых решений, в том числе анализ соответствия фактической товарной выручки филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» от передачи электрической энергии по единым (котловым) тарифам необходимой валовой выручке, утвержденной регулирующим органом**

Согласно части 3 статьи 23 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» при государственном регулировании цен (тарифов) в электроэнергетике достигается баланс экономических интересов поставщиков и потребителей электрической энергии, обеспечивающий доступность электрической энергии при возврате капитала, инвестированного и используемого в сферах деятельности субъектов электроэнергетики, в которых применяется государственное регулирование цен (тарифов), в полном объеме с учетом экономически обоснованного уровня доходности инвестированного капитала при условии ведения для целей такого регулирования раздельного учета применяемых в указанных сферах деятельности активов и инвестированного и использованного для их создания капитала.

Согласно пункту 7 Основ ценообразования № 1178 в случае если на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности за год и иных материалов выявлены экономически обоснованные расходы организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, не учтенные при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доход, недополученный при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования по независящим от организации, осуществляющей регулируемую деятельность, причинам, указанные расходы (доход) учитываются регулирующими органами при установлении регулируемых цен (тарифов) на следующий период регулирования. К экономически обоснованным расходам в том числе относятся расходы, связанные с обслуживанием заемных средств, привлекаемых для покрытия недостатка средств (за исключением случая применения в отношении организации, осуществляющей регулируемую деятельность, метода доходности инвестированного капитала).

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

Исполнителем проанализированы плановые и фактические расходы филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017-2018 гг., а также определены причины отклонения фактической товарной выручки филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» от услуг по передаче электрической энергии от плановых значений.

Сравнительный анализ фактических расходов филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017 год и плановых расходов, учтенных Государственным Комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам при формировании НВВ 2017 года, представлен в следующей таблице.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **ТБР 2017** | **Факт 2017** | **Отклонение (факт-план)** | | **Корректировки, учтенные в ТБР 2019 году за 2017 год** | | **Корректировки по данным Исполнителя** | |
| **тыс. руб.** | **%** | **тыс. руб.** |  | **тыс. руб.** |  |
| **Подконтрольные расходы** | **1 489 372,31** | **1 561 896,16** | **72 523,85** | **5%** | **-42 494** | **корректировка подконтрольных расходов** | **-42 494,0** | **корректировка подконтрольных расходов** |
| Материальные затраты | 109 705,54 | 130 602,36 | 20 896,82 | 19% |  |  |  |  |
| Расходы на оплату труда (без отчислений на социальные нужды) | 785 798,93 | 865 296,85 | 79 497,92 | 10% |  |  |  |  |
| Прочие расходы, всего | 593 867,84 | 565 996,95 | -27 870,89 | -5% |  |  |  |  |
| в т. ч. ремонт подрядным способом | 162 962,62 | 193 691,95 | 30 729,33 | 19% |  |  |  |  |
| **Неподконтрольные расходы** | **1 155 584,91** | **1 193 601,25** | **38 016,34** | 3% | **394 521** | корректировка неподконтрольных расходов | **211 976** | корректировка неподконтрольных расходов |
| Оплата услуг ОАО «ФСК ЕЭС» | 845 477,47 | 864 909,91 | 19 432,44 | 2% |  |  |  |  |
| Плата за аренду имущества и лизинг всего, в том числе | 5 351,10 | 16 897,56 | 11 546,46 | 216% |  |  |  |  |
| Налоги | 56 222,54 | 50 737,28 | -5 485,26 | -10% |  |  |  |  |
| Отчисления на социальные нужды | 229 126,67 | 252 258,03 | 23 131,36 | 10% |  |  |  |  |
| Другие прочие неподконтрольные расходы | 8 210,88 |  | -8 210,88 | -100% |  |  |  |  |
| Налог на прибыль | 11 196,25 | 8 798,47 | -2 397,78 | -21% |  |  |  |  |
| Возврат капитала | 290 054,39 | 431 189,38 | 141 134,99 | 49% | **-180 972** | Корректировка по неисполнению ИП | **-377 016,8** | Корректировка по неисполнению ИП |
| Доход капитала | 520 797,08 | 364 786,41 | -156 010,67 | -30% |  |  |  |  |
| **Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов / полученный избыток** | 508 545,39 | -73 207,72 | -581 753,11 | -114% |  |  |  |  |
| **Необходимая валовая выручка на содержание сетей, всего** | 3 964 354,08 | 3 478 265,49 | -486 088,59 | -12% | **27 245,48** | Корректировка по доходам | **646 063,4** | Корректировка по доходам |
| *Величина технологического расхода (потерь) электроэнергии (млн. кВтч)* | *285,58* | *247,07* | *-38,51* | *-13%* |  |  |  |  |
| *Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям* | *6,74%* | *5,24%* | *-1,50* | *-22%* |  |  |  |  |
| *Тариф покупки потерь (Руб./МВтч)* | *1 930,72* | *2 540,59* | *609,87* | *32%* |  |  |  |  |
| **Затраты на покупную электроэнергию, приобретаемую в целях компенсации потерь** | 553 746,07 | 627 699,49 | 73 953,42 | 13% | **84 731** | Корректировка по полезному отпуску и ценам **(1)** | **80 003,49** | Корректировка по полезному отпуску и ценам (без учета стоимости нагрузочных потерь) |
| **НВВ собственная (без ТСО)** | 4 518 100,15 | 4 105 964,98 | -412 135,17 | -9% |  |  |  |  |
| **Расходы на оплату услуг ТСО** | 3 621 709,57 | 3 648 322,17 | 26 612,60 | 1% |  |  |  |  |
| **НВВ котловая** | 8 139 809,72 | 7 754 287,11 | -385 522,61 | -5% | **283 032** |  | **518 532** |  |
| **Субсидия из федерального бюджета** | 312 000,00 |  |  |  |  |  |  |  |
| **НВВ котловая без учета субсидии** | 7 827 809,72 | 7 754 287,11 | -73 522,61 | -1% |  |  |  |  |
| **Фактически товарная выручка за услуги по передаче электроэнергии (с учетом стоимости нагрузочных потерь электроэнергии)** |  | 7 754 287,11 |  |  |  |  |  |  |
| **Фактически товарная выручка за услуги по передаче электроэнергии (без учета стоимости нагрузочных потерь электроэнергии)** |  | 7 556 742,30 | -271 067,42 | -3% |  |  |  |  |

1. – Общая сумма корректировки составила 167 422,8 тыс. руб. (с учетом стоимости нагрузочных потерь), оставшаяся часть корректировки в сумме 82 692,79 тыс. руб. учтена в ТБР 2020 года.

*Примечание: Общая величина корректировок, учтенных при тарифном регулировании в НВВ 2019 года, составляет 401 890,4 тыс. руб., в настоящей таблице не отражены корректировка в части достижения показателей надежности и качества оказываемых услуг - 51 536,6 тыс. руб., экономия операционных расходов за первый долгосрочный период регулирования в каждом году долгосрочного периода регулирования – 14 531,97 тыс. руб., экономия от снижения объема технологических потерь электрической энергии в течение первого долгосрочного периода регулирования – 52 789,65 тыс. руб.*

Информация о фактических расходах 2017 года принята Исполнителем на основании данных, представленных филиалом в материалах тарифной заявки на 2019 год и опубликованных на официальном сайте ПАО «МРСК Северо-Запада».

Фактические операционные расходы филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» в 2017 году больше, учтенных регулирующим органом в плановой НВВ, на 72 523,8 тыс. руб. При этом Исполнителем отмечает значительный перерасход по материальным затратам на 26 564 тыс. руб. (+24%) и по расходам на оплату труда на 79 498 тыс. руб. (+10%).

В 2017 году наблюдается превышение неподконтрольных фактических расходов над плановыми затратами, учтенными Комитетом при формировании НВВ на 2017 год. Основное превышение по расходам по отчислениям на социальные нужды.

Позиция Исполнителя по суммам корректировок операционных и неподконтрольных расходов по итогам 2017 года, включенных Комитетом в необходимую валовую выручку на 2019 год и расчеты представлены в соответствующем разделе настоящего Отчета.

Позиция Исполнителя по величине корректировки, возникающей в связи с отличием фактической выручки от реализации услуг по передаче электрической энергии от утвержденной при установлении тарифов, а также величине корректировки, возникающей в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электроэнергии от установленных при утверждении тарифов на 2017 год, учтенных Государственным Комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам в необходимой валовой выручке на 2019 год, и расчеты представлены в соответствующем разделе настоящего Отчета.

***Анализ соответствия фактической товарной выручки филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» от передачи электрической энергии по единым (котловым) тарифам необходимой валовой выручке, утвержденной регулирующим органом за 2017 год.***

С целью проведения анализа соответствия фактической товарной выручки от передачи электрической энергии выручке, утвержденной регулирующим органом, Исполнителем произведен расчет плановой величины необходимой валовой выручки на 2017 год.

Необходимая валовая выручка от услуг по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам определена как произведение плановых объемов полезного отпуска электрической энергии (мощности) конечным потребителям в разрезе групп и уровней напряжения (по данным филиала) и одноставочных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, утвержденных на 2017 год постановлениями Государственного Комитета Республики Карелия по ценам и тарифам от 26.12.2016 №243, от 27.12.2016 №245, от 31.07.2017 №46, от 13.11.2017 №85.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **2017 год - натуральные показатели по отпуску** | | | **Выручка план- 2017 г., млн. руб.** | | | **Выручка факт- 2017 г., тыс. руб.** | | | **Откл., тыс. руб.** |
| **План - тыс. кВтч** | **Факт - тыс. кВтч** | **Откл. тыс. Квтч** | **1 полугодие 2017** | **2 полугодие 2017** | **Год** | **1 полугодие 2017** | **2 полугодие 2017** | **Год** |
| ВН | 1 402 819,62 | 1 438 063,32 | 35 243,70 | 1 051 442,54 | 1 133 154,10 | 2 184 596,64 | 1 131 345,69 | 1 100 219,37 | 2 231 565,06 | 46 968,42 |
| ВН1 | 1 034 740,60 | 1 067 335,34 | 32 594,74 | 389 428,31 | 0,00 | 389 428,31 | 451 384,58 | 0,00 | 451 384,58 | 61 956,28 |
| СН1 | 81 444,97 | 103 003,14 | 21 558,17 | 185 371,14 | 189 251,12 | 374 622,25 | 186 676,99 | 199 748,58 | 386 425,56 | 11 803,31 |
| СН2 | 382 978,69 | 438 086,16 | 55 107,47 | 909 676,69 | 884 048,65 | 1 793 725,35 | 1 004 696,40 | 957 587,81 | 1 962 284,21 | 168 558,87 |
| НН | 465 517,87 | 392 000,02 | -73 517,84 | 1 181 654,57 | 1 098 525,59 | 2 280 180,17 | 1 011 536,10 | 883 894,86 | 1 895 430,96 | -384 749,20 |
| Население | 1 000 214,76 | 1 041 461,82 | 41 247,07 | 362 788,86 | 442 367,21 | 805 156,07 | 373 845,65 | 453 351,08 | 827 196,73 | 22 040,66 |
| Категория 1\* | 252 070,54 | 247 910,60 | -4 159,94 | 168 172,81 | 185 662,56 | 353 835,37 | 165 736,46 | 182 190,31 | 347 926,77 | -5 908,60 |
| Категория 2\* | 459 294,36 | 480 757,48 | 21 463,12 | 113 959,21 | 155 185,16 | 269 144,37 | 120 661,71 | 160 374,86 | 281 036,57 | 11 892,21 |
| Категория 3\* | 240 439,79 | 260 655,23 | 20 215,45 | 61 679,42 | 78 211,44 | 139 890,86 | 66 106,19 | 85 923,78 | 152 029,96 | 12 139,11 |
| Категория 4.1\* | 31 673,03 | 33 058,78 | 1 385,75 | 7 129,13 | 11 793,98 | 18 923,11 | 7 751,64 | 11 844,88 | 19 596,53 | 673,42 |
| Категория 4.2\* | 4 196,85 | 4 491,74 | 294,89 | 2 406,63 | 3 567,76 | 5 974,39 | 3 009,49 | 3 293,03 | 6 302,52 | 328,13 |
| Категория 4.3\* | 7 658,08 | 9 636,78 | 1 978,70 | 5 921,03 | 4 667,57 | 10 588,60 | 6 893,19 | 6 539,41 | 13 432,60 | 2 844,00 |
| Категория 4.4\* | 4 882,12 | 4 951,22 | 69,10 | 3 520,62 | 3 278,75 | 6 799,37 | 3 686,96 | 3 184,81 | 6 871,77 | 72,40 |
| **Всего** | **4 367 716,50** | **4 479 949,80** | **112 233,30** | **4 080 362,11** | **3 747 346,67** | **7 827 708,78** | **4 159 485,41** | **3 594 801,70** | **7 754 287,11** | **-73 421,67** |
| **Нагрузочные потери** |  |  |  |  |  |  | **178 688** | **18 857** | **197 545** |  |
| **Итого без нагрузочных потерь** |  |  |  |  |  |  |  |  | **7 556 742,30** | **-270 966,48** |

Исполнитель отмечает, что величина планового размера выручки 7 827 708,78 тыс. руб., полученная с применением установленных на 2017 год одноставочных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии и балансовых показателей (по данным филиала) полностью совпадает с необходимой валовой выручкой филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», определенной Государственным Комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам в размере 7 827 708,90 тыс. руб.

Подробная информация о фактической выручке в разрезе потребителей и уровней напряжения представлена филиалом в материалах тарифной заявки на 2019 год в форме «Расчет выручки филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за услуги по передаче электроэнергии за 2017 год». Также был приложен реестр счетов-фактур и бухгалтерская годовая отчетность.

По данным, представленным филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» фактическая выручка за 2017 год составила 7 754 287 тыс. руб. Без учета стоимости нагрузочных потерь в размере 197 545 тыс. руб. фактическая товарная выручка от услуг по передаче электрической энергии составила 7 556 742 тыс. руб.

Величина неполученной выручки за 2017 год, по мнению Исполнителя, составила 270 966 тыс. руб. (7 556 742 – 7 827 708). Данная величина определена как разница между фактической выручкой за 2017 год и утвержденной котловой НВВ для филиала на 2017 год.

Исполнителем произведен анализ и сопоставление фактической товарной выручки за 2017 год и плановой (расчетной) выручки на 2017 год в разрезе групп потребителей и по уровням напряжения.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **2017 год - натуральные показатели по отпуску** | | | **Выручка** | | |
| **План - тыс. кВтч** | **Факт - тыс. кВтч** | **Откл. тыс. Квтч** | **План- 2017 г., млн. руб.** | **Факт- 2017 г., тыс. руб.** | **Откл.**  **тыс. руб.** |
| ВН | 1 402 819,62 | 1 438 063,32 | 35 243,70 | 2 184 596,64 | 2 231 565,06 | 46 968,42 |
| ВН1 | 1 034 740,60 | 1 067 335,34 | 32 594,74 | 389 428,31 | 451 384,58 | 61 956,28 |
| СН1 | 81 444,97 | 103 003,14 | 21 558,17 | 374 622,25 | 386 425,56 | 11 803,31 |
| СН2 | 382 978,69 | 438 086,16 | 55 107,47 | 1 793 725,35 | 1 962 284,21 | 168 558,87 |
| НН | 465 517,87 | 392 000,02 | -73 517,84 | 2 280 180,17 | 1 895 430,96 | -384 749,20 |
| Население | 1 000 214,76 | 1 041 461,82 | 41 247,07 | 805 156,07 | 827 196,73 | 22 040,66 |
| Категория 1\* | 252 070,54 | 247 910,60 | -4 159,94 | 353 835,37 | 347 926,77 | -5 908,60 |
| Категория 2\* | 459 294,36 | 480 757,48 | 21 463,12 | 269 144,37 | 281 036,57 | 11 892,21 |
| Категория 3\* | 240 439,79 | 260 655,23 | 20 215,45 | 139 890,86 | 152 029,96 | 12 139,11 |
| Категория 4.1\* | 31 673,03 | 33 058,78 | 1 385,75 | 18 923,11 | 19 596,53 | 673,42 |
| Категория 4.2\* | 4 196,85 | 4 491,74 | 294,89 | 5 974,39 | 6 302,52 | 328,13 |
| Категория 4.3\* | 7 658,08 | 9 636,78 | 1 978,70 | 10 588,60 | 13 432,60 | 2 844,00 |
| Категория 4.4\* | 4 882,12 | 4 951,22 | 69,10 | 6 799,37 | 6 871,77 | 72,40 |
| **Всего** | **4 367 716,50** | **4 479 949,80** | **112 233,30** | **7 827 708,78** | **7 754 287,11** | **-73 421,67** |
| Нагрузочные потери |  |  |  |  | 197 545 |  |
| Итого без нагрузочных потерь |  |  |  |  | 7 556 742,30 | -270 966,48 |

Не смотря на превышение фактического полезного отпуска над плановым на 112 233 (+2,5%) тыс. кВтч, фактическая товарная выручка оказалась меньше плановой на 270 966 (-3,5%) тыс. руб.

Уменьшение фактической товарной выручки за 2017 год по сравнению с утвержденной НВВ сформировалось в связи с уменьшением фактического полезного отпуска электрической энергии потребителям по группе «НН» на 73 517тыс. кВт\*ч (-15,8%) и на (-384 749) тыс. руб. (-5% об общей выручки).

Необходимо отметить, что по филиалу ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» в структуре фактического полезного отпуска электроэнергии за 2017 год группа «НН» занимает 8,75%.

Сравнительный анализ фактических расходов филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2018 год и плановых расходов, учтенных Государственным комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам при формировании НВВ 2018 года, представлен в таблице.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **Ед. изм.** | **ТБР 2018** | **Факт 2018** | **Отклонение  (факт-план)** | | **Корректировки, учтенные в ТБР 2020 года за 2018 год** | |
| **тыс. руб.** | **%** | **тыс. руб.** |  |
| **Подконтрольные расходы** | **тыс. руб.** | **1 443 024** | **1 600 979** | **157 955** | **11** |  |  |
| Материальные затраты | тыс. руб. | 114 003 | 146 004 | 32 001 | 28 |  |  |
| Затраты на оплату труда | тыс. руб. | 877 780 | 868 864 | -8 916 | -1 |  |  |
| Прочие расходы | тыс. руб. | 445 557 | 534 590 | 89 033 | 20 |  |  |
| Расходы, не учитываемые в целях налогообложения | тыс. руб. | 5 684 | 51 521 | 45 836 | 806 |  |  |
| **Неподконтрольные расходы** | **тыс. руб.** | **1 311 695** | **1 920 128** | **608 434** | **46** | **38 488** | корректировка неподконтрольных расходов |
| Оплата услуг ОАО «ФСК ЕЭС» | тыс. руб. | 321 851 | 303 032 | -18 819 | -6 |  |  |
| Отчисления на социальные нужды | тыс. руб. | 259 823 | 258 300 | -1 523 | -1 |  |  |
| Аренда имущества | тыс. руб. | 2 386 | 27 201 | 24 815 | 1 040 |  |  |
| Оплата налогов | тыс. руб. | 51 779 | 61 265 | 9 486 | 18 |  |  |
| Амортизация ОС и нематериальных активов | тыс. руб. | 408 594 | 466 486 | 57 892 | 14 |  |  |
| Налог на прибыль | тыс. руб. | 0 | 5 177 | 5 177 |  |  |  |
| Прочие неподконтрольные расходы (в т.ч. резерв по сомнительным долгам) | тыс. руб. | 0 | 582 161 | 582 161 |  |  |  |
| Выпадающие доходы от льготного ТП (п. 87 Основ ценообразования №1178) | тыс. руб. | 267 262 | 216 507 | -50 754 | -19 |  |  |
| **Возврат средств от сглаживания тарифов за долгосрочный период 2012-2017 гг.** | **тыс. руб.** | **10 000** |  | **-10 000** | **-100** |  |  |
| **Корректировки НВВ в соответствии с Методическими указаниями № 228-э** | **тыс. руб.** | **430 117** | **-515 997** | **-946 114** | **-220** | **-14 793** | корректировки: - результатам деятельности за 2018 г.,  - с учетом изменения полезного отпуска,  - с учетом показателей надежности и качества |
| **НВВ на содержание (без учета расходов на компенсацию потерь)** | **тыс. руб.** | **3 194 836** | **3 005 111** | **-189 726** | **-6** | **23 695** |  |
| Поступление в сеть | млн. кВтч | 3 478,90 | 3 348,75 | -130,15 | -3,74 |  |  |
| Величина технологического расхода (потерь) электроэнергии | млн. кВтч | 265,44 | 245,94 | -19,50 | -7,35 |  |  |
| Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям | % | 7,63% | 7,34% | -0,29% |  |  |  |
| Тариф покупки потерь | руб./МВт\*ч | 1 710,53 | 1 676,42 | -34,11 | -1,99 |  |  |
| **Затраты на покупную электроэнергию, приобретаемую в целях компенсации потерь** | **тыс. руб.** | **454 042** | **412 299** | **-41 743** | **-9** |  |  |
| **НВВ собственная (без ТСО)** | **тыс. руб.** | **3 648 878** | **3 417 409** | **-231 469** | **-6** | **23 695** | **0** |
| Расходы на оплату услуг ТСО | тыс. руб. | 3 220 425 | 3 181 248 | -39 177 | -1 |  |  |
| **НВВ котловая** | **тыс. руб.** | **6 869 304** | **6 598 657** | **-270 646** | **-4** | **0** | **0** |

В 2018 году наблюдается превышение операционных фактических расходов над плановыми затратами на 157 955 тыс. руб. или +11%, учтенными Госкомитетом при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2018 год.

Основное превышение по подконтрольным расходам сложилось за счет:

* существенных расходов на содержание управляющей компании (Исполнительного аппарата) (отклонение от планового уровня + 19%);
* материальных затрат (отклонение от планового уровня + 28%);
* расходы из прибыли – в 8 раз.

Корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов в соответствии с действующим законодательством не предусматривает учет фактически сложившихся расходов, а включает в себя отклонения по условным единицам и индексам потребительских цен, в связи с чем превышение по одним статьям может быть компенсировано только за счет экономии по другим статьям подконтрольных расходов.

Превышение фактических неподконтрольных затрат над плановым значением, учтенным органом регулирования в НВВ 2018 года, сформировалось за счет не включения в состав плановых неподконтрольных затрат расходов на создание резерва по сомнительным долгам, а также в результате увеличения фактических амортизационных отчислений.

В 2018 году в результате принятых Госкомитетом тарифно-балансовых решений у филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» сформировались недополученные доходы, учтенные регулирующим органом при утверждении необходимой валовой выручки на 2020 год:

* Корректировка по неподконтрольным расходам в размере 38 488 тыс. руб.
* Корректировка по результатам деятельности филиала за 2018 год –   
  (- 14 793) тыс. руб.

Анализ соответствия фактической товарной выручки филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» от передачи электрической энергии по единым (котловым) тарифам за 2018 год необходимой валовой выручке, утвержденной регулирующим органом.

С целью проведения анализа соответствия фактической товарной выручки от услуг по передаче электрической энергии выручке, утвержденной регулирующим органом, Исполнителем произведен расчет плановой величины необходимой валовой выручки на 2018 год.

В экспертном заключении Госкомитета отсутствует информация о структуре полезного отпуска электрической энергии из сетей филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», принятой на 2018 год по группам потребителей и уровням напряжения. Принимая во внимание этот факт, Исполнитель считает возможным принять для анализа данные по тарифно-балансовым решениям (ТБР), представленные филиалом по форме 2.28 «Анализ собираемости товарной выручки на 2018 год».

Необходимая валовая выручка от услуг по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам определена как произведение плановых объемов полезного отпуска электрической энергии (мощности) конечным потребителям в разрезе групп и уровней напряжения (по данным филиала) и одноставочных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, утвержденных на 2018 год постановлениями Госкомитета от 29.12.2017 № 221, от 06.03.2018 №16 и от 19.11.2018 №94.

Необходимая валовая выручка от услуг по передаче электрической энергии по индивидуальным тарифам определена как произведение плановых объемов полезного отпуска электрической энергии (мощности) и одноставочных индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями, утвержденных на 2018 год постановлениями Госкомитета от 29.12.2017 № 222, от 06.03.2018 №17 и от 19.11.2018 №97.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **2018 год - натуральные показатели по отпуску** | | | **Выручка план- 2018 г., тыс. руб.** | | | **Выручка факт- 2018 г., тыс. руб.** | | | **Откл., тыс. руб.** |
| **План - тыс. кВтч** | **Факт - тыс. кВтч** | **Откл. тыс. Квтч** | **1 полугодие 2018** | **2 полугодие 2018** | **Год** | **1 полугодие 2018** | **2 полугодие 2018** | **Год** |
| ВН | 1 441 701,05 | 1 590 100,60 | 148 399,55 | 1 241 780,59 | 1 277 960,27 | 2 519 740,86 | 1 340 799,97 | 1 461 959,55 | 2 802 759,52 | 283 018,66 |
| СН1 | 97 656,50 | 103 723,70 | 6 067,20 | 164 780,88 | 186 080,02 | 350 860,90 | 158 052,32 | 165 237,81 | 323 290,13 | -27 570,77 |
| СН2 | 420 533,24 | 462 801,62 | 42 268,38 | 800 642,24 | 718 112,15 | 1 518 754,39 | 863 080,03 | 756 778,48 | 1 619 858,51 | 101 104,12 |
| НН | 440 191,02 | 327 874,72 | -112 316,30 | 931 800,27 | 739 831,31 | 1 671 631,59 | 687 625,45 | 554 079,77 | 1 241 705,22 | -429 926,36 |
| Население | 1 005 131,20 | 1 041 120,08 | 35 988,88 | 494 080,93 | 393 899,57 | 887 980,50 | 510 908,59 | 394 685,83 | 905 594,43 | 17 613,93 |
| *Категория 1\** | *241 166,32* | *234 525,13* | -6 641,19 | 199 714,13 | 165 977,62 | 365 691,74 | 190 163,67 | 164 602,82 | 354 766,49 | -10 925,25 |
| *Категория 2\** | *476 813,39* | *475 379,28* | -1 434,11 | 179 081,07 | 140 128,35 | 319 209,41 | 181 980,15 | 130 661,16 | 312 641,31 | -6 568,10 |
| *Категория 3\** | *242 613,82* | *279 446,76* | 36 832,94 | 93 286,23 | 69 394,15 | 162 680,37 | 110 893,14 | 77 218,63 | 188 111,78 | 25 431,40 |
| *Категория 4.1\** | *31 913,38* | *33 293,49* | 1 380,11 | 10 898,85 | 10 335,92 | 21 234,77 | 11 690,53 | 10 391,72 | 22 082,25 | 847,48 |
| *Категория 4.2\** | *5 080,00* | *4 179,51* | -900,50 | 4 296,38 | 3 409,63 | 7 706,01 | 3 468,94 | 2 856,39 | 6 325,33 | -1 380,68 |
| *Категория 4.3\** | *3 240,00* | *9 468,69* | 6 228,69 | 3 018,25 | 1 905,82 | 4 924,06 | 8 357,94 | 5 990,77 | 14 348,70 | 9 424,64 |
| *Категория 4.4\** | *4 304,28* | *4 827,22* | 522,93 | 3 786,03 | 2 748,09 | 6 534,13 | 4 354,23 | 2 964,34 | 7 318,57 | 784,44 |
| **Всего** | **3 405 213,01** | **3 525 620,72** | **120 407,71** | **3 633 084,91** | **3 315 883,32** | **6 948 968,23** | **3 560 466,37** | **3 332 741,44** | **6 893 207,81** | **-55 760,42** |

Исполнитель отмечает, что величина планового размера выручки 6 948 968,23 тыс. руб., полученная с применением установленных на 2018 год одноставочных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии и балансовых показателей (по данным филиала) практически соответствует необходимой валовой выручке филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», определенной Госкомитетом в размере 6 948 967,90 тыс. руб. Отклонение составляет (+0,33) тыс. руб. (6 948 968,23– 6 948 967,90) и является, по мнению Исполнителя, незначительным.

По данным, представленным филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», фактическая выручка за 2018 год составила 6 893 208 тыс. руб. и соответствует данным отчетной формы №46-ЭЭ (передача) «Сведения об отпуске (передаче) электроэнергии распределительными сетевыми организациями отдельным категориям потребителей» за 2018 год.

Величина недополученной выручки за 2018 год, по мнению Исполнителя, составила 55 760 тыс. руб. (6 948 968 – 6 893 208). Отклонение является незначительным - менее 1%. Данная величина определена как разница между фактической выручкой за 2018 год и утвержденной котловой НВВ для филиала на 2018 год.

Исполнителем произведен анализ и сопоставление фактической товарной выручки за 2018 год и плановой (расчетной) выручки на 2018 год в разрезе групп потребителей и по уровням напряжения.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **2018 год - натуральные показатели по отпуску** | | | | **2018 год - выручка тыс. руб.** | | | |
| **План -  тыс. кВтч** | **Факт -  тыс. кВтч** | **Откл.  тыс. Квтч** | **Откло-нение,%** | **План,  млн. руб.** | **Факт,  тыс. руб.** | **Откл.,   тыс. руб.** | **Отклонение,%** |
| ВН | 1 441 701 | 1 590 101 | 148 400 | 10,3 | 2 519 741 | 2 802 760 | 283 019 | 11,2 |
| СН1 | 97 656 | 103 724 | 6 067 | 6,2 | 350 861 | 323 290 | -27 571 | -7,9 |
| СН2 | 420 533 | 462 802 | 42 268 | 10,1 | 1 518 754 | 1 619 859 | 101 104 | 6,7 |
| НН | 440 191 | 327 875 | -112 316 | -25,5 | 1 671 632 | 1 241 705 | -429 926 | -25,7 |
| Население | 1 005 131 | 1 041 120 | 35 989 | 3,6 | 887 980 | 905 594 | 17 614 | 2,0 |
| Категория 1\* | 241 166 | 234 525 | -6 641 | -2,8 | 365 692 | 354 766 | -10 925 | -3,0 |
| Категория 2\* | 476 813 | 475 379 | -1 434 | -0,3 | 319 209 | 312 641 | -6 568 | -2,1 |
| Категория 3\* | 242 614 | 279 447 | 36 833 | 15,2 | 162 680 | 188 112 | 25 431 | 15,6 |
| Категория 4.1\* | 31 913 | 33 293 | 1 380 | 4,3 | 21 235 | 22 082 | 847 | 4,0 |
| Категория 4.2\* | 5 080 | 4 180 | -900 | -17,7 | 7 706 | 6 325 | -1 381 | -17,9 |
| Категория 4.3\* | 3 240 | 9 469 | 6 229 | 192,2 | 4 924 | 14 349 | 9 425 | 191,4 |
| Категория 4.4\* | 4 304 | 4 827 | 523 | 12,1 | 6 534 | 7 319 | 784 | 12,0 |
| **Всего** | **3 405 213** | **3 525 621** | **120 408** | **3,5** | **6 948 968** | **6 893 208** | **-55 760** | **-0,8** |

По группе «Население и приравненные к нему категории потребителей» выручка по сравнению с планом увеличилась на 2%, объем потребления электрической энергии на 3,6%.

По прочим потребителям фактическая выручка меньше плановой на 73 374 тыс. руб. (- 1,2%), при этом фактический объем потребления увеличился по отношению к плановому значению на 84,4 млн.кВт.ч. (+3,5%).

Основные отклонения по объему реализации электрической энергии сложились по потребителям ВН + 10,3% (+148,4 млн.кВт.ч.) и потребителям НН – снижение составило (-25,5)%, что в натуральном выражении составило (-112,3) млн.кВт.ч.

Необходимо отметить, что по сравнению с 2017 годом структура фактического полезного отпуска электроэнергии за 2018 год по группам потребителей изменилась. Доля группы потребителей «Прочие потребители» в 2017 году составляла 77%, в 2018 году - занимает 70%. Соответственно, группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» в 2018 году составляла 23%, в 2018 - 30%.

### **Экономическая оценка результатов деятельности филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017-2018 годы по оказанию услуг по передаче электрической энергии**

Оценка результатов деятельности филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» за 2017-2018 гг. проведена на основании представленной Обществом бухгалтерской и статистической отчетности за период с 01.01.2017 по 31.12.2018.

Учитывая то, что филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» является филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада», и не имеет законченного бухгалтерского баланса, анализ произведен на основании следующих данных:

* Бухгалтерский баланс ПАО «МРСК Северо-Запада» за 12 месяцев 2017 года (форма №1);
* Отчет о финансовых результатах ПАО «МРСК Северо-Запада» за 12 месяцев 2017 года (форма№2);
* Бухгалтерский баланс ПАО «МРСК Северо-Запада» за 12 месяцев 2018 года (форма №1);
* Отчет о финансовых результатах ПАО «МРСК Северо-Запада» за 12 месяцев 2018 года (форма№2).
* Приложение № 30 «Информация по отчетным сегментам»   
  ПАО «МРСК Северо-Запада» к аудиторскому заключению независимого аудитора о бухгалтерской( финансовой) отчетности ПАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Северо-Запада» за 2017, 2018 г.
* Приложение № 34 «Информация по отчетным сегментам»   
  ПАО «МРСК Северо-Запада» к аудиторскому заключению независимого аудитора о бухгалтерской( финансовой) отчетности ПАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Северо-Запада» за 2016 г.
* Таблица 1.3. - Показатели раздельного учета доходов и расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, согласно форме «Отчет о прибылях и убытках» за 2017, 2018 гг.
* Таблица 1.6. Расшифровка расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям за 2017, 2018 гг.

В рамках проводимого анализа Исполнителем осуществлено укрупнение (агрегирование) информации, содержащейся в бухгалтерском балансе, путем сложения показателей по некоторым строкам баланса. Свертка баланса произведена для повышения наглядности при проведении временных сопоставлений. Анализ осуществлялся среди ограниченного числа соответствующих агрегированных итогов и в необходимых аналитических разрезах.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **Абсолютное значение на 31.12.2018, тыс. руб.** | | **Абсолютное значение на 31.12.2017, тыс. руб.** | | **Абсолютное значение на 31.12.2016, тыс. руб.** | |
| **ВСЕГО  ПАО «МРСК Северо-Запада»** | **в т.ч. филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»** | **ВСЕГО   ПАО «МРСК Северо-Запада»** | **в т.ч. филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»** | **ВСЕГО  ПАО «МРСК Северо-Запада»** | **в т.ч. филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»** |
| Источник информации: показатели по форме №1, таблице 1.6., а также приложение к аудиторским заключениям | | | | | | |
| **I Внеоборотные активы** | **47 561 031** |  | **44 798 746** |  | **42 727 166** |  |
| в т.ч. основные средства | 45 020 051 | 3 710 568 | 42 342 058 | 3 484 616 | 40 730 713 | 3 300 312 |
| в т.ч. незавершенное строительство | 3 708 941 | 426 652 | 2 519 130 | 308 205 | 1 818 273 | 105 632 |
| **II Оборотные активы** | **8 856 469** |  | **9 152 361** |  | **15 565 173** |  |
| в т.ч. дебиторская задолженность | 6 895 321 | 756 043 | 7 182 030 | 931 680 | 13 459 931 | 1 363 966 |
| **Итого Активы/Пассивы Валюта Баланса:** | **56 417 500** |  | **53 951 107** |  | **58 292 339** |  |
| **III Капитал и Резервы** | **25 703 951** |  | **25 703 951** |  | **27 656 147** |  |
| **IV Обязательства** | **30 713 549** |  | **28 847 595** |  | **30 636 192** |  |
| в т.ч. |  |  |  |  |  |  |
| заемные средства | 15 521 930 | 173 856 | 14 306 265 | 881 | 14 543 621 | 473 021 |
| кредиторская задолженность | 10 204 372 | 1 030 998 | 10 361 064 | 1 010 550 | 10 698 628 | 1 047 004 |
| отложенные налоговые обязательства, оценочные обязательства, прочее | 4 987 247 |  | 4 180 266 |  | 5 393 943 |  |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **Абсолютное значение на 31.12.2018, тыс. руб.** | | **Абсолютное значение на 31.12.2017, тыс. руб.** | | **Абсолютное значение на 31.12.2016, тыс. руб.** | |
| **ВСЕГО  ПАО «МРСК Северо-Запада»** | **в т.ч. филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»** | **ВСЕГО  ПАО «МРСК Северо-Запада»** | **в т.ч. филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»** | **ВСЕГО  ПАО «МРСК Северо-Запада»** | **в т.ч. филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»** |
| Источник информации: показатели по форме №2, таблице 1.3.м | | | | | | |
| **Выручка** | **61 123 120** | **7 126 734** | **44 307 449** | **7 763 829** | **42 432 513** | **7 602 028** |
| в т.ч. передача электроэнергии | 40 427 261 | 6 893 208 | 42 710 491 | 7 556 742 | 40 583 178 | 7 398 214 |
| **Себестоимость** | **54 358 242** | **6 800 539** | **39 924 865** | **7 131 092** | **38 177 409** | **6 942 555** |
| в т.ч. передача электроэнергии | 37 066 695 | 6 765 206 | 39 392 388 | 7 102 941 | 37 685 413 | 6 918 303 |
| Коммерческие и управленческие расходы | 2 337 674 | 135 137 | 1 276 209 | 157 795 | 1 160 142 | 161 182 |
| Проценты к получению | 45 478 | 10 617 | 39 950 | 10 848 | 54 383 | 7 761 |
| Проценты к уплате | 1 104 903 | 0 | 1 407 514 | 17 675 | 1 622 221 | 163 827 |
| Прочие доходы | 1 491 595 | 113 010 | 2 112 660 | 133 193 | 1 478 236 | 274 264 |
| Прочие расходы | 3 792 728 | 390 400 | 6 684 047 | 329 928 | 2 260 403 | 377 021 |
| Текущий налог на прибыль, прочие налоговые активы и обязательства | 467 290 | 40 978 | -391 114 | -35 642 | 288 068 | 27 480 |
| **Чистая прибыль / убыток** | **599 356** | **-116 694** | **-2 441 462** | **307 020** | **456 889** | **211 988** |

**Анализ структуры «Внеоборотных активов»:**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатели ПАО «МРСК Северо-Запада»** | **Абсолютное значение, тыс. руб.** | | | **Удельный вес в общей величине внеобротных активов (%)** | | |
| **На 31.12.2018г.** | **На 31.12.2017г.** | **На 31.12.2016г.** | **На 31.12.2018г.** | **На 31.12.2017г.** | **На 31.12.2016г.** |
|
| **ИТОГО:** | **47 561 031** | **44 798 746** | **42 727 166** | **100,0%** | **100,0%** | **100,0%** |
| **Нематериальные активы и рез-ты исследований и разработок** | **49 399** | **37 255** | **7 591** | **0,1%** | **0,1%** | **0,0%** |
| **Основные средства** | **45 020 051** | **42 342 058** | **40 730 713** | **94,7%** | **94,5%** | **95,3%** |
| земельные участки и объекты природопользования | 10 717 | 10 717 | 10 548 | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| здания, машины, оборудование | 40 209 114 | 38 982 067 | 38 196 745 | 84,5% | 87,0% | 89,4% |
| другие виды основных средств | 1 057 595 | 805 867 | 680 625 | 2,2% | 1,8% | 1,6% |
| незавершенное строительство | 3 708 941 | 2 519 130 | 1 818 273 | 7,8% | 5,6% | 4,3% |
| авансы, выданные под капитальное строительство и приобретение основных средств | 33 684 | 24 277 | 24 522 | 0,1% | 0,1% | 0,1% |
| сырье и материалы, предназначенные для использования при создании основных средств |  |  |  | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| **Долгосрочные финансовые вложения** | **530 100** | **498 817** | **474 431** | **1,1%** | **1,1%** | **1,1%** |
| **Отложенные налоговые активы** | **1 455 911** | **1 476 520** | **931 923** | **3,1%** | **3,3%** | **1,1%** |
| **Прочие внеоборотные активы** | **505 570** | **444 096** | **582 508** | **1,1%** | **1,0%** | **2,2%** |

Основной удельный вес в составе внеоборотных активов ПАО «МРСК Северо-Запада» приходится на основные средства, порядка 95%. В структуре основных средств за период 2017-2018 гг. произошли изменения: доля основных средств «Здания, машины, оборудование» уменьшилась на 4,9 пункта, доля незавершенного строительства, наоборот увеличилась на 3,5 пункта. Очевидно это связано с выводом из эксплуатации старого оборудования и осуществлением строительства новых объектов.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатели ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»** | **Абсолютное значение, тыс. руб.** | | | **Сравнение показателей в абсолютном значении** | | **Темп прироста, %** | |
| **на 31.12.2018 г.** | **на 31.12.2017 г.** | **на 31.12.2016 г.** | **за 2018 год** | **за 2017 год** | **за 2018 год** | **за 2017 год** |
| Основные средства | 3 710 568 | 3 484 616 | 3 300 312 | 225 952 | 184 303 | 6,5% | 5,6% |
| *в том числе* |  |  |  |  |  |  |  |
| незавершенное строительство | 426 652 | 308 205 | 105 632 | 118 447 | 202 573 | 38,4% | 191,8% |

Тенденция изменений показателей по филиалу ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» указывает на увеличение объемов строительства филиалом новых объектов, относящихся к передаче электрической энергии: в 2017 году темп роста составил 191,8%, в 2018 году – 38,4%, и что находит подтверждение в увеличении стоимости основных средств: в 2017 году на 5,6%, в 2018 году – на 6,5%.

**Анализ структуры «Оборотных активов»:**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатели ПАО «МРСК Северо-Запада»** | **Абсолютное значение, тыс. руб.** | | | **Удельный вес в общей величине оборотных активов (%)** | | |
| **На 31.12.2018г** | **На 31.12.2017г** | **На 31.12.2016г** | **На 31.12.2018г** | **На 31.12.2017г** | **На 31.12.2016** |
|
| **ИТОГО:** | **8 856 469** | **9 152 361** | **15 565 173** | **100,0%** | **100,0%** | **100,0%** |
| **Запасы** | **860 151** | **787 908** | **808 615** | **9,7%** | **8,6%** | **5,2%** |
| **НДС по приобретенным ценностям** | **226 821** | **282 853** | **263 544** | **2,6%** | **3,1%** | **1,7%** |
| **Дебиторская задолженность, в том числе** | **6 895 321** | **7 182 030** | **13 459 391** | **77,9%** | **78,5%** | **86,5%** |
| платежи, по которой ожидаются более чем через 12 мес. после отчетной даты | 14 238 | 12 799 | 127 635 | 0,2% | 0,1% | 0,8% |
| покупатели и заказчики | 7 465 | 6 364 | 53 004 | 0,1% | 0,1% | 0,3% |
| векселя к получению |  |  |  | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| авансы выданные | 6 325 | 5 431 | - | 0,1% | 0,1% | 0,0% |
| прочая дебиторская задолженность | 448 | 1 004 | 74 631 | 0,0% | 0,0% | 0,5% |
| платежи, по которой ожидаются в течение 12 мес. после отчетной даты | 6 881 083 | 7 169 231 | 13 331 756 | 77,7% | 78,3% | 85,7% |
| покупатели и заказчики | 6 079 608 | 6 237 367 | 12 478 579 | 68,6% | 68,2% | 80,2% |
| авансы выданные | 86 707 | 185 535 | 72 874 | 1,0% | 2,0% | 0,5% |
| прочая дебиторская задолженность | 714 768 | 746 329 | 780 303 | 8,1% | 8,2% | 5,0% |
| **Краткосрочные финансовые вложения** | **4 815** | **-** | **97 582** | **0,1%** | **0,0%** | **0,6%** |
| **Денежные средства** | **128 835** | **61 594** | **337 296** | **1,5%** | **0,7%** | **2,2%** |
| **Прочие оборотные активы** | **740 526** | **837 976** | **598 745** | **8,4%** | **9,2%** | **3,8%** |

***За 2017 год:***

Исполнитель отмечает снижение удельного веса дебиторской задолженности с 86,5% до 78,5% от общей величины оборотных активов. В абсолютном выражении снижение составило 6 277 361 тыс. руб.

Исполнитель отмечает, что в 2018 г. был проведен аудит бухгалтерской отчетности ПАО «МРСК Северо-Запада» за 2017 г. Аудиторская проверка была проведена ООО «РСМ РУСЬ». Аудиторское заключение № РЕМ-1339 от 21.02.2018 г. В аудиторском заключении, вопрос обесценения дебиторской задолженности является одним из наиболее значимых, в связи с наличием существенной дебиторской задолженности.

В соответствии с пунктом 70 Положения по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации, утвержденного приказом Министерства финансов Российской Федерации от 29 июля 1998 г. № 34н, следует, что организация создает резервы сомнительных долгов в случае признания дебиторской задолженности сомнительной с отнесением сумм резервов на финансовые результаты организации. Сомнительной считается дебиторская задолженность организации, которая не погашена или с высокой степенью вероятности не будет погашена в сроки, установленные договором, и не обеспечена соответствующими гарантиями.

В соответствии с Приложением № 20 к аудиторскому заключению № РЕМ-1339 от 21.02.2018 г. ПАО «МРСК Северо-Запада» сформировало резерв по сомнительным долгам в размере 5 395 196 тыс. руб., что явилось основной причиной снижения данного показателя.

Изменения по другим статьям незначительные.

***За 2018 год****:*

Исполнитель отмечает снижение в целом по ПАО «МРСК Северо-Запада» в 2018 году дебиторской задолженности на 4%, что в абсолютном выражении составило 286 709 тыс. руб.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатели филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»** | **Абсолютное значение, тыс. руб.** | | | **Сравнение показателей в абсолютном значении** | | **Темп изменения показателя в абсолютном значении, %** | |
| **на 31.12.2018г.** | **на 31.12.2017г.** | **на 31.12.2016г.** | **за 2018 год** | **за 2017 год** | **за 2018 год** | **за 2017 год** |
| **Дебиторская задолженность** | **756 043** | **931 680** | **1 363 966** | **-175 638** | **-432 286** | **-18,9%** | **-31,7%** |
| *в том числе* |  |  |  |  |  |  |  |
| по расчетам с покупателями и заказчиками по передаче э/э и технологическому присоединению | 654 893 | 717 078 | 1 182 448 | -62 185 | -465 370 | -8,7% | -39,4% |

***2017 год:***

Исполнитель отмечает, что в 2017 году произошло снижение общей суммы дебиторской задолженности по филиалу на 31,7%, в том числе по расчетам с покупателями и заказчиками по передаче э/э и технологическому присоединению на 39,4%.

В абсолютном выражении данное снижение составило 432 286 тыс. руб. Снижение дебиторской задолженности обусловлено созданием ПАО «МРСК Северо-Запада» резерва по сомнительным долгам. По состоянию на 31.12.2017 год резерв по сомнительным долгам составил 581 541,3 тыс. руб. Без учета резерва по сомнительным долгам рост дебиторской задолженности в 2017 году составил 11%.

Доля резерва по сомнительным долгам, созданного в отношении сомнительной дебиторской задолженности филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», в общей сумме резерва, созданного в ПАО «МРСК Северо-Запада», составляет 11%.

***2018 год:***

Исполнитель отмечает, что в 2018 году в филиале сохранилась тенденция снижения дебиторской задолженности – (- 18,9%), в том числе по расчетам с покупателями и заказчиками по передаче э/э и технологическому присоединению – (-8,7%). В абсолютном выражении снижение составило (-175 638) тыс. руб. Без учета резерва по сомнительным долгам снижение общей суммы дебиторской задолженности составило – (-8%).

**Анализ структуры Пассивов:**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатели**  **ПАО «МРСК Северо-Запада»** | **Абсолютное значение, тыс. руб.** | | | **Удельный вес в общей величине пассивов(%)** | | |
| **На**  **31.12.2018г.** | **На**  **31.12.2017г.** | **На**  **31.12.2016 г.** | **На 31.12.2018г.** | **На 31.12.2017г.** | **На**  **31.12.2016 г.** |
|
| **ИТОГО:** | **56 417 500** | **53 951 107** | **58 292 339** | **100,0%** | **100,0%** | **100,0%** |
| **КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ** | **25 703 951** | **25 103 512** | **27 656 147** | **45,6%** | **46,5%** | **47,4%** |
| Уставный капитал | 9 578 592 | 9 578 592 | 9 578 592 | 17,0% | 17,8% | 16,4% |
| Переоценка внеоборотных активов | 15 805 927 | 15 814 960 | 15 829 168 | 28,0% | 29,3% | 27,2% |
| Добавочный капитал без переоценки | 1 318 482 | 1 318 482 | 1 318 482 | 2,3% | 2,4% | 2,3% |
| Резервный капитал | 437 871 | 437 871 | 415 027 | 0,8% | 0,8% | 0,7% |
| Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток) | - 1 436 921 | - 2 046 393 | 514 878 | -2,5% | -3,8% | 0,9% |
| **ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА** | **12 272 161** | **12 096 857** | **19 121 628** | **21,8%** | **22,4%** | **32,8%** |
| Займы и кредиты | 8 500 000 | 8 500 000 | 14 319 493 | 15,1% | 15,8% | 24,6% |
| Отложенные налоговые обязательства | 2 630 544 | 2 547 775 | 2 801 758 | 4,7% | 4,7% | 4,8% |
| Прочие долгосрочные обязательства | 1 141 617 | 1 049 082 | 2 000 377 | 2,0% | 1,9% | 3,4% |
| **КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА** | **18 441 388** | **16 750 738** | **11 514 564** | **32,7%** | **31,0%** | **19,8%** |
| Займы и кредиты | 7 021 930 | 5 806 265 | 224 128 | 12,4% | 10,8% | 0,4% |
| Кредиторская задолженность | 10 204 372 | 10 361 064 | 10 698 628 | 18,1% | 19,2% | 18,4% |
| Доходы будущих периодов | 24 634 | 23 835 | 26 674 | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Оценочные обязательства | 1 190 452 | 559 574 | 565 134 | 2,1% | 1,0% | 1,0% |

***За 2017 год:***

* За 2017 год нераспределенная прибыль (непокрытый убыток) ПАО «МРСК Северо-Запада» снизилась в абсолютном выражении на (- 2 561 271) млн. руб. Данное снижение обусловлено созданием резерва по сомнительным долгам в сумме 5 395 196 тыс. руб.
* Исполнитель отмечает перераспределение между долгосрочными и краткосрочными обязательствами. В 2017 году наблюдается снижение удельного веса долгосрочных обязательств с 32,8% до 22,4% от валюты баланса на конец отчетного периода с одновременным ростом краткосрочных обязательств с 19,8% до 31% от валюты баланса на конец отчетного периода, что негативно отражается на показателях ликвидности организации и его финансового состояния.
* По прочим показателям существенных изменений за 2017 г. не произошло.

***За 2018 год:***

* Исполнитель отмечает рост краткосрочных обязательств с одновременным снижением дебиторской задолженности. Совокупность этих двух факторов свидетельствует об увеличении финансового риска по единовременному проведению взаиморасчетов по краткосрочным обязательствам.
* Исполнитель отмечает снижение непокрытого убытка на 609 472 тыс. руб., что говорит о прибыльности деятельности организации за 2018 г.
* Иных существенных изменений в структуре пассивов ПАО «МРСК Северо-Запада» не выявлено.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатели филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»** | **Абсолютное значение** | | | **Сравнение показателей, в абсолютном выражении** | | **Темп изменения показателя в абсолютном значении, %** | |
| **На 31.12.2018г.** | **На 31.12.2017г.** | **На 31.12.2016 г.** | **за 2018 год** | **за 2017 год** | **за 2018 год** | **за 2017год** |
| **ИТОГО:** | **1 204 854** | **1 011 431** | **1 520 025** | **193 423** | **-508 594** | **19,1%** | **-33,5%** |
| Заемные средства | 173 856 | 881 | 473 021 | 172 975 | -472 140 | 19633,9% | -99,8% |
| Кредиторская задолженность | 1 030 998 | 1 010 550 | 1 047 004 | 20 448 | -36 454 | 2,0% | -3,5% |

Кредиторская задолженность филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» в 2018 г. осталась практически на прежнем уровне - +2%. Учитывая, что себестоимость в 2018 году снизилась на (-5%) и дебиторская задолженность на (-8%), можно сказать, что заемные средства были привлечены филиалом для осуществления инвестиционной деятельности.

**Анализ ликвидности:**

Анализ ликвидности проведен на основании данных балансовых величин ПАО «МРСК Северо-Запада». Провести данный анализ по показателям филиала Исполнитель считает некорректным ввиду отсутствия значительного объема показателей.

Исполнитель произвел группировку активов и пассивов баланса по степени ликвидности:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Активы, тыс. руб.** | | | |
| **Наименование группы** | **Обозн.** | **На 31.12.2017** | **На 31.12.2018** |
| Наиболее ликвидные (денежные средства и краткосрочные фин. вложения) | А1 | 61 594 | 133 650 |
| Быстрореализуемые (краткосрочная дебиторская задолженность) | А2 | 7 169 231 | 6 881 083 |
| Медленнореализуемые (запасы всех видов, НДС, долгосрочная дебиторская задолженность, прочие оборотные активы) | А3 | 1 921 536 | 1 841 736 |
| Труднореализуемые (внеоборотные активы) | А4 | 44 798 746 | 47 561 031 |
| **Пассивы, тыс. руб.** | | | |
| **Наименование группы** | **Обозн.** | **На 31.12.2017** | **На 31.12.2018** |
| Наиболее срочные обязательства (краткосрочные обязательства, кредиторская задолженность) | Р1 | 10 361 064 | 10 204 372 |
| Краткосрочные (оценочные и прочие обязательства) | Р2 | 6 365 839 | 8 212 382 |
| Долгосрочные обязательства | Р3 | 12 096 857 | 12 272 161 |
| Постоянные (капитал и резервы, доходы будущих периодов) | Р4 | 25 127 347 | 25 728 585 |

Баланс считается абсолютно ликвидным, при следующих соотношениях групп активов и обязательств: А1**>=**P1; А2**>=**P2; А3 **> =** P3; А4**>=**P4.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Группа активов, тыс. руб.** | | **За 2017 г.** | **Группа пассивов, тыс. руб.** | |
| А1 (наиболее ликвидные) | 61 594 | < | Р1(наиболее срочные) | 10 361 064 |
| А2 (быстрореализуемые) | 7 169 231 | > | Р2 (краткосрочные) | 6 365 839 |
| А3 (медленно реализуемые) | 1 921 536 | < | Р3 (долгосрочные) | 12 096 857 |
| А4 (труднореализуемые) | 44 798 746 | > | Р4 (постоянные) | 25 127 347 |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Группа активов, тыс. руб.** | | **За 2018г.** | **Группа пассивов, тыс. руб.** | |
| А1 (наиболее ликвидные) | 133 650 | < | Р 1 (наиболее срочные) | 10 204 372 |
| А2 (быстрореализуемые) | 6 881 083 | < | Р 2 (краткосрочные) | 8 212 382 |
| А3 (медленно реализуемые) | 1 841 736 | < | Р 3 (долгосрочные) | 12 272 161 |
| А4 (труднореализуемые) | 47 561 031 | > | Р 4 (постоянные) | 25 728 585 |

Проверка выполнения правил ликвидности:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Условие** | **2018 г.** | **2017 Г.** |
| А1>=P1 | - | - |
| А2>=P2 | + | - |
| А3>=P3 | - | - |
| А4>=P4 | + | + |

В соответствии с принципами оптимальной структуры активов по степени ликвидности, краткосрочной дебиторской задолженности должно быть достаточно для покрытия среднесрочных обязательств. В данном случае это соотношение не выполняется:

* по 2017 г. – нехватка краткосрочных активов составила 9 496 078 тыс. руб. краткосрочная дебиторская задолженность покрывает среднесрочные обязательства на 43 %;
* по 2018 г. – нехватка краткосрочных активов составила 11 402 021 тыс. руб. краткосрочная дебиторская задолженность покрывает среднесрочные обязательства на 38 %.

Исполнитель отмечает, что значительное влияние на ликвидность ПАО «МРСК Северо-Запада» оказало снижение дебиторской задолженности, по причине формирования в 2017 г. резерва по сомнительным долгам. Формирование данного резерва обусловлено прежде всего несвоевременными платежами со стороны потребителей услуг. Не соблюдение платежной дисциплины потребителями услуг является прямым нарушением Постановления Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям».

**Анализ финансовых результатов деятельности филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»:**

Оценка финансовых результатов деятельности филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» проведена на основании Таблицы 1.3. - Показатели раздельного учета доходов и расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, согласно форме «Отчет о прибылях и убытках» за 2017 - 2018 гг.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование показателя** | **Абсолютное значение** | | **Изменение показателя в абсолютном значении** | |
| **за 2018 год** | **за 2017 год** | **тыс. руб. (+,-)** | **%** |
| **Выручка** | **7 126 734** | **7 763 829** | **- 637 095** | **-8%** |
| *в том числе* |  |  |  |  |
| выручка от передачи электроэнергии | 6 893 208 | 7 556 742 | - 663 534 | -9% |
| выручка от техприсоединения | 45 092 | 37 928 | 7 164 | 19% |
| Прочая выручка | 188 434 | 169 158 | 19 276 | 11% |
| **Себестоимость продаж** | **6 800 539** | **7 131 092** | **- 330 553** | **-5%** |
| *в том числе* |  |  |  |  |
| себестоимость передачи электроэнергии | 6 765 206 | 7 102 941 | - 337 735 | -5% |
| себестоимость теприсоединения | 19 046 | 15 894 | 3 152 | 20% |
| себестоимость прочей продукции | 16 287 | 12 257 | 4 030 | 33% |
| **Валовая прибыль (убыток)** | **326 195** | **632 737** | **- 306 542** | **-48%** |
| *в том числе* |  |  |  |  |
| от передачи электроэнергии | 128 002 | 453 801 | - 325 799 | -72% |
| от теприсоединения | 26 046 | 22 034 | 4 012 | 18% |
| от прочей продукции | 172 147 | 156 901 | 15 246 | 10% |
| **Управленческие и коммерческие расходы** | **135 137** | **157 795** | **- 22 658** | **-14%** |
| *в том числе* |  |  |  |  |
| от передачи электроэнергии | 130 997 | 153 424 | - 22 427 | -15% |
| от теприсоединения | 3 876 | 4 170 | - 294 | -7% |
| от прочей продукции | 264 | 201 | 63 | 31% |
| **Прибыль (убыток) от продаж** | **191 058** | **474 942** | - 283 884 | -60% |
| *в том числе* |  |  |  |  |
| от передачи электроэнергии | - 2 995 | 300 377 | - 303 372 | -101% |
| от теприсоединения | 22 170 | 17 864 | 4 306 | 24% |
| от прочей продукции | 171 883 | 156 700 | 15 183 | 10% |
| **Проценты к получению** | **10 617** | **10 848** | **- 231** | **-2%** |
| *в том числе* |  |  |  |  |
| от передачи электроэнергии | 10 617 | 10 848 | - 231 | -2% |
| от теприсоединения |  |  |  |  |
| от прочей продукции |  |  | - |  |
| **Проценты к уплате** | **-** | **17 675** | **- 17 675** | **-100%** |
| *в том числе* |  |  |  |  |
| от передачи электроэнергии |  | 4 406 | - 4 406 | -100% |
| от теприсоединения |  | 13 268 | - 13 268 | -100% |
| от прочей продукции |  |  | - |  |
| **Прочие доходы** | **113 010** | **133 193** | **- 20 184** | **-15%** |
| *в том числе* |  |  |  |  |
| от передачи электроэнергии | 103 048 | 123 110 | - 20 062 | -16% |
| от теприсоединения | 5 425 | 5 016 | 409 | 8% |
| от прочей продукции | 4 536 | 5 067 | - 531 | -10% |
| **Прочие расходы** | **390 400** | **329 928** | **60 472** | **18%** |
| *в том числе* |  |  |  |  |
| от передачи электроэнергии | 374 038 | 302 385 | 71 653 | 24% |
| от теприсоединения | 12 130 | 7 459 | 4 671 | 63% |
| от прочей продукции | 4 232 | 20 084 | - 15 852 | -79% |
| **Прибыль (убыток) до налогообложения** | **- 75 715** | **271 379** | **- 347 094** | **-128%** |
| **Текущий налог на прибыль, прочие налоговые активы и обязательства** | **40 978** | **- 35 642** | **76 620** | **-215%** |
| *в том числе* |  |  |  |  |
| от передачи электроэнергии | 3 447 | - 64 409 | 67 856 | -105% |
| от теприсоединения | 3 093 | 431 | 2 662 | 618% |
| от прочей продукции | 34 438 | 28 336 | 6 102 |  |
| **Чистая прибыль (убыток)** | **- 116 693** | **307 022** | **- 423 715** | **-138%** |
| *в том числе* |  |  | - |  |
| от передачи электроэнергии | **- 266 815** | **191 953** | - 458 768 | -239% |
| от теприсоединения | **12 371** | **1 723** | 10 648 | 618% |
| от прочей продукции | **137 750** | **113 346** | 24 404 | 22% |
| **Прибыль (Убыток) к выручке** | **-1,6%** | **4,0%** | **- 0** | **-141%** |

Исполнитель отмечает, что в 2018 году по отношению к 2017 году произошло снижение выручки на (-8%). Данный факт обусловлен снижением объема реализации электрической энергии на (-21%), что в натуральном выражении составило (- 954) млн.кВт.ч.

Деятельность филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» в 2017 г. была прибыльной – 307 022 тыс. руб., в 2018 году сложился убыток в сумме   
(-116 693) тыс. руб. В том числе по регулируемому виду деятельности - оказания услуг по передаче электрической энергии в 2017 году – прибыль в сумме 191 953 тыс. руб., в 2018 году – убыток в размере (- 266 815) тыс. руб.

Значительное влияние на формирование убытка филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» в 2018 году оказал факт не учета в составе НВВ филиала расходов, которые являются неизбежными для оказания надежных и качественных услуг по передаче электрической энергии на территории Республики Карелия.

При проведении анализа необходимой валовой выручки, утвержденной Государственным Комитетом Республики Карелия по ценам и тарифам на 2018 г. Исполнителем выявлено, установление в качестве долгосрочного параметра регулирования величины базового уровня подконтрольных расходов на период регулирования 2018 – 2022 гг. на уровне недостаточном для ведения экономически сбалансированной деятельности по передаче электрической энергии:

* базовый уровень подконтрольных расходов приняты Госкомитетом на уровне 1 488 519 тыс. руб., по расчету Исполнителя – 1 608 341 тыс. руб., отклонение – 8% или 119 822 тыс. руб.

При установлении тарифа на 2018 год в необходимой валовой выручке в составе неподконтрольных расходов не учтены затраты:

* на аренду электросетевого оборудования, земельных участков, помещений утверждено 2 386 тыс. руб., факт – 96 075 тыс. руб.,
* амортизационные отчисления утверждены в сумме 408 594 тыс. руб., факт – 467 615 тыс. руб.
* не включены расходы на создание резерва по сомнительным долгам, возникающих в результате осуществления деятельности «Услуги по передаче электрической энергии по сетям».

Более подробный анализ результатов деятельности филиала и принятых тарифно-балансовых решений будет проведен на следующем этапе с учетом результатов экспертизы тарифно-балансовых решений за 2017-2018 гг.