**

ё

*2020*

**Отчет**

**по результатам анализа принятых регулирующим органом тарифно-балансовых решений за 2019 год в отношении   
ПАО «Кубаньэнерго»**

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

**№ 407/30-126 от 04.02.2020 года**

**Этап № 1.1.2.**

*Оглавление*

[**1.** **Вводная часть** 6](#_Toc47714967)

[**1.1.** **Сведения о Заказчике** 6](#_Toc47714968)

[**1.2.** **Сведения об Исполнителе** 6](#_Toc47714969)

[**1.3.** **Основание для оказания услуг** 7](#_Toc47714970)

[**1.4.** **Цель оказания услуг** 7](#_Toc47714971)

[**1.5.** **Нормативно-правовая база** 9](#_Toc47714972)

[**2.** **Краткая характеристика параметров регулирования филиала ПАО «Кубаньэнерго» при принятии Региональной энергетической комиссией – Департаментом цен и тарифов Краснодарского края тарифно-балансового решений за 2019 год** 12](#_Toc47714973)

[**3.** **Анализ исполнения инвестиционных программ, учтенных регулирующим органом при принятии тарифно-балансовых решений на 2019 год.** 13](#_Toc47714974)

[**4.** **Экспертиза расчета необходимой валовой выручки ПАО «Кубаньэнерго», сформированной на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности, в том числе анализ фактических расходов на оплату услуг ТСО с календарной разбивкой по полугодиям 2019 года.** 47](#_Toc47714975)

[**4.1.** **Экспертиза долгосрочных параметров расчета необходимой валовой выручки ПАО «Кубаньэнерго».** 47](#_Toc47714976)

[**4.2.** **Анализ фактических расходов ПАО «Кубаньэнерго» на оплату услуг ТСО с календарной разбивкой по полугодиям 2019 года.** 58](#_Toc47714977)

[**5.** **Экспертиза обоснованности корректировок необходимой валовой выручки ПАО «Кубаньэнерго», проведенных Региональной энергетической комиссией – Департаментом цен и тарифов Краснодарского края при определении необходимой валовой выручки на 2019 год.** 67](#_Toc47714978)

[**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, корректировки, возникающей в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов, корректировке неподконтрольных расходов по оплате услуг ПАО «ФСК ЕЭС»** 72](#_Toc47714979)

[**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.** 89](#_Toc47714980)

[**5.3.** **Экспертиза обоснованности определения величины компенсации фактически понесенных неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов.** 94](#_Toc47714981)

[**5.4.** **Экспертиза обоснованности корректировки необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы.** 124](#_Toc47714982)

[**5.5.** **Экспертиза обоснованности корректировки необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг.** 157](#_Toc47714983)

[**5.6.** **Анализ перераспределения необходимой валовой выручки между годами долгосрочного периода в том числе по периодам регулирования, относящимся к разным долгосрочным периодам регулирования.** 164](#_Toc47714984)

[**6.** **Экспертиза расчета экономии от снижения фактического объема технологических потерь от установленного при утверждении тарифов на 2017 год** 170](#_Toc47714985)

[**7.** **Экспертиза расчета экономии операционных расходов, учтенной регулирующим органом в необходимой валовой выручке ПАО «Кубаньэнерго» на 2019 год.** 174](#_Toc47714986)

[**8.** **Анализ экономически обоснованных выпадающих расходов/недополученных доходов, полученных ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 гг. в результате принятых Региональной энергетической комиссией – Департаментом цен и тарифов Краснодарского края тарифно-балансовых решений, в том числе анализ соответствия фактической товарной выручки ПАО «Кубаньэнерго» от передачи электрической энергии по единым (котловым) тарифам необходимой валовой выручке, утвержденной регулирующим органом.** 176](#_Toc47714987)

[**9.** **Экономическая оценка результатов деятельности ПАО «Кубаньэнерго» за 2017год по оказанию услуг по передаче электрической энергии.** 184](#_Toc47714988)

Настоящий Отчет по результатам анализа принятых регулирующим органом тарифно-балансовых решений за 2019 год в отношении ПАО «Кубаньэнерго» (далее – Заказчик) составлен ООО «Экспертная компания ЭПАР» (далее – Исполнитель) на основании экспертизы тарифно-балансовых решений, принятых регулирующим органом в отношении ПАО «Кубаньэнерго» (далее – регулируемая организация, Организация, Компания) при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки на 2019 год на территории Краснодарского края и Республики Адыгея, экспертизы обосновывающих материалов, представленных ПАО «Кубаньэнерго» в регулирующий орган – Региональную энергетическую комиссию – Департамент цен и тарифов Краснодарского края (далее – регулирующий орган, РЭК-Департамент) в рамках рассмотрения дел об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, экспертизы обоснованности решений, принятых Региональной энергетической комиссией – Департаментом цен и тарифов Краснодарского края при определении необходимой валовой выручки (далее – НВВ) ПАО «Кубаньэнерго» при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, а именно:

* 1. Анализа исполнения инвестиционных программ, учтенных Региональной энергетической комиссией – Департамент цен и тарифов Краснодарского края при принятии тарифно-балансовых решений на 2019 год.
  2. Экспертизы расчета необходимой валовой выручки ПАО «Кубаньэнерго», 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 ПАО «Кубаньэнерго», проведенных Региональной энергетической комиссией – Департаментом цен и тарифов Краснодарского края при определении необходимой валовой выручки на 2019 год.
  4. Анализа экономически обоснованных выпадающих расходов/недополученных доходов, полученных ПАО «Кубаньэнерго» за 2017-2018 гг. в результате принятых Региональной энергетической комиссией – Департаментом цен и тарифов Краснодарского края тарифно-балансовых решений, в том числе анализа соответствия фактической товарной выручки   
     ПАО «Кубаньэнерго» от передачи электрической энергии по единым (котловым) тарифам необходимой валовой выручке, утвержденной регулирующим органом.
  5. Экономической оценки результатов деятельности ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год по оказанию услуг по передаче электрической энергии.

Исполнителем рассматривались и принимались во внимание все представленные документы, имеющие значение для оценки обоснованности принятых Региональной энергетической комиссией – Департаментом цен и тарифов Краснодарского края 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 «Кубаньэнерго» |
| Краткое наименование Заказчика | ПАО «Кубаньэнерго» |
| ОГРН | 1022301427268 |
| ИНН/КПП | 2309001660 / 997650001 |
| Юридический адрес Заказчика | 350 033, Краснодарский край,  г. Краснодар, ул. Ставропольская, 2А |
| Место нахождения Заказчика | 350 033, Краснодарский край,  г. Краснодар, ул. Ставропольская, 2А |
| Реквизиты Заказчика | р/с 40702810805000004829  Астраханское отделение №8625 ПАО СБЕРБАНК г. Астрахань  БИК 041203602  к/с 30101810500000000602 |

### **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 № 407/30-126 от 04.02.2020 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 «Кубаньэнерго» (ПАО «Кубаньэнерго»), в лице Заместителя генерального директора по экономике и финансам Очередько Ольги Вячеславовны.

### **Цель оказания услуг**

Экспертиза тарифно-балансовых решений, принятых Региональной энергетической комиссией – Департамента цен и тарифов Краснодарского края в отношении ПАО «Кубаньэнерго» при установлении регулируемых тарифов;

Экспертиза обосновывающих материалов, предоставляемых ПАО «Кубаньэнерго» в Региональную энергетическую комиссию – Департамент цен и тарифов Краснодарского края в рамках рассмотрения дел об установлении тарифов;

Экспертиза обоснованности решений, принятых Региональной энергетической комиссией – Департаментом цен и тарифов Краснодарского края при определении необходимой валовой выручки ПАО «Кубаньэнерго» при установлении тарифов;

Подготовка рекомендаций и предложений по решению проблем, выявленных в результате экспертизы тарифно-балансовых решений, принятых Региональной энергетической комиссией – Департамент цен и тарифов Краснодарского края.

**Этап № 1.1.2.**

1.2.1. Анализ исполнения инвестиционных программ, учтенных Региональной энергетической комиссией – Департаментом цен и тарифов Краснодарского края при принятии тарифно-балансовых решений на 2019 год.

1.2.2. Экспертиза расчета необходимой валовой выручки ПАО «Кубаньэнерго», 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 ПАО «Кубаньэнерго», проведенных Региональной энергетической комиссией – Департаментом цен и тарифов Краснодарского края при определении необходимой валовой выручки на 2019 год.

1.2.4. Анализ экономически обоснованных выпадающих расходов/недополученных доходов, полученных ПАО «Кубаньэнерго» за 2017-2018 гг. в результате принятых Региональной энергетической комиссией – Департамент цен и тарифов Краснодарского края тарифно-балансовых решений, в том числе анализ соответствия фактической товарной выручки ПАО «Кубаньэнерго» от передачи электрической энергии по единым (котловым) тарифам необходимой валовой выручке, утвержденной Региональной энергетической комиссией – Департаментом цен и тарифов Краснодарского края.

1.2.5. Экономическая оценка результатов деятельности ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год 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 26.02.2004 № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (вместе с «Правилами государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации») (далее – Основы ценообразования № 109);
* 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 Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций» (далее – Методические указания   
  № 1256);
* Приказ Минэнерго России 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 «Кубаньэнерго» при принятии Региональной энергетической комиссией – Департаментом цен и тарифов Краснодарского края тарифно-балансового решений за 2019 год**

В отношении ПАО «Кубаньэнерго» в период 2018-2022 гг. осуществляется регулирование с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. 2019 год является вторым годом очередного (второго) долгосрочного периода регулирования. Долгосрочные параметры регулирования на период 2018-2022 гг. установлены Приказом Региональной энергетической комиссии – департамента цен и тарифов Краснодарского края от 27.12.2017 № 62/2017-э «Об установлении тарифов для организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии».

Решения судебных инстанций и/или Федеральной антимонопольной службы о пересмотре долгосрочных параметров регулирования для ПАО «Кубаньэнерго» Заказчиком в адрес Исполнителя не представлены. В публичных источниках информация о судебных и досудебных разбирательствах ПАО «Кубаньэнерго» в отношении тарифно-балансовых решений Региональной энергетической комиссией – Департаментом цен и тарифов Краснодарского края за 2019 год отсутствует.

Инвестиционная программа ПАО «Кубаньэнерго» на 2018-2022 годы утверждена приказом Минэнерго России 01.12.2017 № 21@. Приказом Минэнерго России от 10.12.2018 № 18@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Кубаньэнерго», утвержденную приказом Минэнерго России от 01.12.2017 № 21@» утверждены изменения в инвестиционную программу ПАО «Кубаньэнерго» на 2018-2022 годы.

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

В соответствии с п. 7 Основ ценообразования №1178 регулирующие органы принимают меры, направленные на исключение из расчетов экономически необоснованных расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. К экономически необоснованным расходам организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, относятся, в том числе выявленные нарушения, связанные с нецелевым использованием инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы).

*Параметры утвержденной инвестиционной программы ПАО «Кубаньэнерго» и их корректировка*

Тарифно-балансовым решением, принятыми в отношении ПАО «Кубаньэнерго» в части оказания услуг по передаче электрической энергии на территории Краснодарского края и Республики Адыгея на 2019 год предусмотрены источники финансирования инвестиционной программы (далее – ИПР) ПАО «Кубаньэнерго», утвержденной приказом Минэнерго России от 01.12.2017 № 21@, с изменениями, утвержденными приказом Минэнерго России от 10.12.2018 № 18@ на период 2018-2022 гг. Данные об учете источников финансирования для реализации ИПР отражены в экспертном заключении РЭК-департамента.

Согласно инвестиционной программе ПАО «Кубаньэнерго», утвержденной приказом Минэнерго России от 01.12.2017 № 21@, с изменениями, утвержденными приказом Минэнерго России от 10.12.2018 № 18@ на период 2018-2022 гг., в составе источников финансирования для реализации инвестиционных проектов, включенных в утвержденную ИПР, на 2019 год предусмотрены (с НДС):

* величина амортизационных отчислений, учтенная в составе необходимой валовой выручки от оказания услуг по передаче электрической энергии – 2 381,70 млн руб.
* прибыль от технологического присоединения, направляемая на инвестиции – 828,10 млн. руб.;
* привлеченные средства (кредиты) – 2 035,74 млн. руб.

Приказом Минэнерго России от 02.12.2019 № 14@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Кубаньэнерго», утвержденную приказом Минэнерго России от 01.12.2017 № 21@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 10.12.2018 № 18@» утверждена корректировка ИПР ПАО «Кубаньэнерго». В рамках корректировки показателей инвестиционной программы ПАО «Кубаньэнерго» на 2019 год были внесены следующие изменения в части источников финансирования инвестиционной программы (с НДС):

* величина амортизационных отчислений, учтенная в составе необходимой валовой выручки от оказания услуг по передаче электрической энергии – 2 481,70 млн руб. (выше, чем в инвестиционной программе, утвержденной на момент принятия тарифно-балансовых решений на 2019 год, на 100,00 млн руб.).
* прибыль от технологического присоединения, направляемая на инвестиции – 1 285,32 млн руб. (выше, чем в инвестиционной программе, утвержденной на момент принятия тарифно-балансовых решений на 2019 год, на 457,21 млн руб.).
* прочие собственные средства – 728,06 млн руб. (не были учтены в инвестиционной программе, утвержденной на момент принятия тарифно-балансовых решений на 2019 год).
* привлеченные средства (кредиты) – 1 946,99 млн руб. (меньше, чем в инвестиционной программе, утвержденной на момент принятия тарифно-балансовых решений на 2019 год на 88,76 млн руб.).

Общий плановый объем финансирования инвестиционной программы на 2019 год увеличен на 1 196,52 млн руб. (с НДС) и составил 6 442,06 млн руб. (с НДС).

*Исполнение утвержденной инвестиционной программы*

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 проводилась Исполнителем исходя из опубликованной ПАО «Кубаньэнерго», в соответствии с требованиями Стандартов раскрытия информации, фактической информации из отчетов о реализации инвестиционной программы за 2019 год и плановых значений на 2019 год, утвержденных (скорректированных) в установленном порядке до начала 2019 года. В связи с тем, что в 2018 году были утверждены изменения в инвестиционную программу ПАО «Кубаньэнерго», предусматривающие корректировку утвержденных плановых показателей на 2019, в качестве плановых показателей в рамках анализа исполнения ИПР за 2019 год приняты утвержденные параметры согласно инвестиционной программе ПАО «Кубаньэнерго» на 2018-2022 годы с изменениями, утвержденными приказом Минэнерго России от 10.12.2018 № 18@.

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 ПАО «Кубаньэнерго» сформирован и опубликован отчет о реализации инвестиционной программы за 2019 год. В составе данного отчета ПАО «Кубаньэнерго» представлена фактическая информация о реализации инвестиционной программы за 2019 год нарастающим итогом.

Исполнителем дополнительно проанализированы материалы квартальных отчетов за 1-4 кварталы 2019 года.

В соответствии с отчетом о реализации ИПР ПАО «Кубаньэнерго» за 2019 год фактический объем финансирования инвестиционных проектов превысил плановое финансирование на 199,16 млн руб. с НДС и составил 5 444,71 млн руб. с НДС. Объем использованных собственных тарифных источников на финансирование капитальных вложений составил 2 481,31 млн. руб. с НДС.

**Информация о фактическом объеме финансирования ИПР ПАО «Кубаньэнерго» в 2019 году по источникам финансирования**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Источники финансирования** | **Плановый объем финансирования ИПР на 2019 год** | **Фактический объем финансирования ИПР в 2019 году** | **Отклонение (факт/план)** | |
| **Утв. корр.  в 2018 г.** | **Отчет за 2019 г.** | **млн руб.** | **%** |
| **Всего по инвестиционной программе** | | **5 245,55** | **5 444,71** | **199,16** | **104%** |
| **1** | **Собственные средства всего, в том числе:** | **3 209,80** | **4 334,47** | **1 124,67** | **135%** |
| 1.1. | Прибыль, направляемая на инвестиции, в том числе полученная от реализации продукции и оказанных услуг по регулируемым ценам (тарифам) в части: | 828,10 | 1 000,66 | 172,56 | 121% |
| 1.1.1. | оказания услуг по передаче электрической энергии | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1.1.2. | технологического присоединения | 828,10 | 1 000,66 | 172,56 | 121% |
| 1.1.3. | прочая прибыль | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1.2. | Амортизация основных средств | 2 381,70 | 2 481,31 | 99,61 | 104% |
| 1.2.1. | учтенная в ценах (тарифах) от оказания услуг по передаче эл. энергии на 2019 год | 2 381,70 | 2 481,31 | 99,61 | 104% |
| 1.3. | Возврат налога на добавленную стоимость | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1.4. | Прочие собственные средства | 0,00 | 852,50 | 852,50 | - |
| **2** | **Привлеченные средства** | **2 035,74** | **1 110,24** | **-925,50** | 55% |

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 составил 104% от утвержденного планового значения (план 2 381,70 млн руб. с НДС, факт 2 481,31 млн руб. с НДС). Превышение использования средств, полученных от оказания услуг, реализации товаров по регулируемым государством ценам (тарифам), составило 4%. Исполнитель отмечает, что при тарифном регулировании на 2021 год указанная величина будет учтена при проведении корректировки НВВ на 2021 год в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2019 год.

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 ИПР величина использования собственных тарифных источников - с учетом анализа фактического использования источников финансирования на реализацию инвестиционных проектов, предусмотренных согласно плану утвержденной (скорректированной) в установленном порядке ИПР.

В целях формирования позиции относительно использования собственных тарифных источников финансирования в рамках анализа исполнения ИПР ПАО «Кубаньэнерго» 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.

Согласно отчету ПАО «Кубаньэнерго» о реализации ИПР в 2019 году за счет тарифных источников фактически осуществлено финансирование на 55 инвестиционных проектов больше, чем предполагалось согласно утвержденной ИПР. При этом из инвестиционных проектов, предусмотренных утвержденной ИПР, профинансировано 197 инвестиционных проектов при 181, имеющих утвержденный план финансирования за счет тарифных источников, что свидетельствует о перераспределении источников финансирования.

**Информация о количестве инвестиционных проектов, реализуемых за счет тарифных источников**

| **№** | **Направление реализации инвестиционных проектов** | **Кол-во инвестиционных проектов\*  (финансирование за счет тарифных источников), ед.** | | | **Факт/ утверждено, %** | **Факт по утв./ утверждено, %** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Утверждено** | **Факт** | **Факт (по утвержденным проектам)** |
| **Всего по инвестиционной программе** | | **181** | **236** | **197** | **130%** | **109%** |
| 1 | Технологическое присоединение | 0 | 7 | 0 | - | - |
| 2 | Реконструкция, модернизация, техническое перевооружение | 157 | 166 | 156 | 106% | 99% |
| 3 | Инвестиционные проекты, реализация которых обуславливается схемами и программами перспективного развития электроэнергетики | 4 | 7 | 7 | 175% | 175% |
| 4 | Прочее новое строительство объектов электросетевого хозяйства | 0 | 1 | 1 | - | - |
| 5 | Покупка земельных участков для целей реализации инвестиционных проектов | 0 | 1 | 1 | - | - |
| 6 | Прочие инвестиционные проекты | 20 | 54 | 32 | 270% | 160% |

*\* Без учета групп инвестиционных проектов (групповых инвестиционных проектов* *инвестиционной программы)*

Фактический объем финансирования ИПР за счет тарифных источников в 2019 году сложился на уровне 2 481,3 млн руб. с НДС, что выше утвержденного планового значения на 99,6 млн. руб. с НДС. При рассмотрении только инвестиционных проектов, утвержденных ИПР, фактический объем финансирования за счет тарифных источников составил 2 416,4 млн руб. с НДС, что выше утвержденного уровня на 34,7 млн руб. с НДС.

**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/ утверж-дено, %** | **Факт по утв./ утверждено, %** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Утверждено** | **Факт** | **Факт по утвержденным проектам** |
| **Всего по инвестиционной программе** | | 2 381,7 | 2 481,3 | 2 413,9 | 104% | 101% |
| 1 | Технологическое присоединение\*\* | 444,9 | 934,3 | 931,8 | 210% | 209% |
| 2 | Реконструкция, модернизация, техническое перевооружение | 1 382,3 | 938,2 | 925,8 | 68% | 67% |
| 3 | Инвестиционные проекты, реализация которых обуславливается схемами и программами перспективного развития электроэнергетики | 284,9 | 302,0 | 302,0 | 106% | 106% |
| 4 | Прочее новое строительство объектов электросетевого хозяйства | 0,0 | 40,3 | 40,3 | - | - |
| 5 | Покупка земельных участков для целей реализации инвестиционных проектов | 0,0 | 0,0 | 0,0 | - | - |
| 6 | Прочие инвестиционные проекты | 269,6 | 266,5 | 213,9 | 99% | 79% |

*\* Без учета групп инвестиционных проектов (групповых инвестиционных проектов* *инвестиционной программы)*

*\*\* В целях сопоставимости по льготному ТП учтено на уровне факта согласно отчету за 2019 г.*

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 «Кубаньэнерго» за 2019 год в части тарифных источников.

Исполнителем определено, что 26 инвестиционных проектов инвестиционной программы, в отношении которых утвержденной в 2018 году инвестиционной программой предусмотрено использование тарифных источников для финансирования капитальных вложений, исключены из состава реализующихся мероприятий. Тарифный источник в размере 192,89 млн. руб. не использован для реализации данных инвестиционных проектов.

| **№** | **Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)** | **Идентификатор инвестиционного проекта** | **Объем финансирования (в части тарифных источников), млн. руб. с НДС** | | **Отклонение  (факт-план)** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **План  (Утв. в 2018 году)** | **Факт** | **млн. руб.** | **%** |
| **Всего по инвестиционным проектам** | | | 192,89 | - | -192,89 | - |
| 1 | Реконструкция ПС 35/10 кВ "Ленинградская", с заменой трансформаторов Т-1 5,6 МВА на 10 МВА, Т-2 6,3 МВА на 10 МВА | F\_prj\_107000\_48142 | 6,00 | - | -6,00 | - |
| 2 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП ТМ-5-216 Ф-3 (ориентировочная протяженность 1,52 км.) | G\_prj\_107000\_50587 | 1,31 | - | -1,31 | - |
| 3 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП Аб45-449 (ориентировочная протяженность 3,1 км.) | G\_prj\_107000\_49905 | 3,17 | - | -3,17 | - |
| 4 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП Ах1-304 (ориентировочная протяженность 3,6 км.) | G\_prj\_107000\_50599 | 3,23 | - | -3,23 | - |
| 5 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП Ах5-108 (ориентировочная протяженность 1,23 км.) | G\_prj\_107000\_50600 | 1,36 | - | -1,36 | - |
| 6 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП Ах5-111 (ориентировочная протяженность 0,4 км.) | G\_prj\_107000\_50601 | 0,36 | - | -0,36 | - |
| 7 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП АО1-338 (ориентировочная протяженность 2,24 км.) | G\_prj\_107000\_49908 | 2,40 | - | -2,40 | - |
| 8 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП АО2-333 (ориентировочная протяженность 2,77 км.) | G\_prj\_107000\_50643 | 2,48 | - | -2,48 | - |
| 9 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП АО6-313 (ориентировочная протяженность 2,6 км.) | G\_prj\_107000\_50651 | 2,73 | - | -2,73 | - |
| 10 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП АО2-314 (ориентировочная протяженность 3,57 км.) | G\_prj\_107000\_50652 | 3,73 | - | -3,73 | - |
| 11 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП АО6-318 (ориентировочная протяженность 3,34 км.) | G\_prj\_107000\_50654 | 3,00 | - | -3,00 | - |
| 12 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП АО6-346 (ориентировочная протяженность 3,6 км.) | G\_prj\_107000\_50656 | 3,62 | - | -3,62 | - |
| 13 | Автоматизация участков распределительной сети 6-10 кВ на базе реклоузеров с установкой SCADA-системы | H\_prj\_107000\_60051 | 30,24 | - | -30,24 | - |
| 14 | Реконструкция ПС 110 кВ "Адлер", с выполнением ОПУ, РУ 6-10 кВ, ДГР и ЩСН | F\_prj\_107000\_10236 | 17,39 | - | -17,39 | - |
| 15 | Реконструкция ПС 110/10/6 кВ «Альпийская» с заменой устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю на 4 СШ-10 кВ | G\_prj\_107000\_50533 | 3,61 | - | -3,61 | - |
| 16 | Реконструкция ПС 110/10-6 кВ «Северо –Восточная» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50702 | 1,91 | - | -1,91 | - |
| 17 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Ильская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50707 | 1,91 | - | -1,91 | - |
| 18 | Реконструкция ПС 110/6 кВ «НС-2 ЧОРС» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50736 | 1,91 | - | -1,91 | - |
| 19 | Реконструкция ПС 110/35/10-6 кВ «Варениковская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50695 | 1,91 | - | -1,91 | - |
| 20 | Реконструкция транзитов ВЛ 110 кВ «Лермонтово-Туапсе», ВЛ 110 кВ «Шепси-Дагомыс», ВЛ 110 кВ «Краснополянская ГЭС-Хоста» в части расширения просек. ВЛ 110 кВ «Лермонтово-Туапсе», ВЛ 110 кВ «Шепси-Дагомыс» - 3 пусковой комплекс | I\_prj\_107000\_60384 | 34,86 | - | -34,86 | - |
| 21 | Реконструкция диспетчерского щита Адлерского РЭС | H\_prj\_107000\_51052 | 2,16 | - | -2,16 | - |
| 22 | Реконструкция ПС-35/6 кВ "Центральная" с переводом на 110 кВ; установкой силовых трансформаторов 110/6-10кВ мощностью по 40,0 МВА (проектно-изыскательские работы) | F\_prj\_107000\_48166 | 34,99 | - | -34,99 | - |
| 23 | Приобретение буро-крановых машин на полноприводном автомобиле, глубина бурения 5м, шнековый бур - 2 шт. | F\_prj\_107000\_48939 | 6,16 | - | -6,16 | - |
| 24 | Приобретение автомобилей повышенной проходимости 4х4 для бригад РС - 25 шт. | F\_prj\_107000\_48943 | 12,13 | - | -12,13 | - |
| 25 | Реконструкция ПС 35/10 кВ Энем с заменой тр-ов 2х5,6 МВА на 2х10 МВА | F\_prj\_107000\_48144 | 8,40 | - | -8,40 | - |
| 26 | Реконструкция ПС 110/10 кВ «Новосвободная» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50684 | 1,91 | - | -1,91 | - |

В рамках анализа фактического использования собственных тарифных источников, предполагаемых для финансирования инвестиционных проектов выявлено, что:

* 16 инвестиционных проектов, включенных в утвержденную в 2018 году инвестиционную программу, профинансированы с превышением утвержденного плана по использованию собственных тарифных источников – фактическое использование собственных тарифных источников составило 555,96 млн руб. (превышение на 209,41 млн. руб. или 60%);
* 96 инвестиционных проектов профинансированы в 2019 году при нулевом утвержденном плане финансирования – фактическое использование собственных тарифных источников составило 565,57 млн руб.;
* финансирование капитальных вложений в 2019 году за счет собственных тарифных источников осуществлено в отношении 39 инвестиционных проектов, не включенных в утвержденную в 2018 году инвестиционную программу (новые инвестиционные проекты) - фактическое использование собственных тарифных источников составило 67,44 млн руб.

**Фактическое использование собственных тарифных источников, на финансирование инвестиционных проектов, включенных в утвержденную в 2018 году инвестиционную программу (с превышением утвержденного плана)**

| **№ п/п** | **Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)** | **Идентификатор инвестиционного проекта** | **Объем финансирования (в части тарифных источников), млн. руб. с НДС** | | | | **Отклонение (факт-план)** | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **План  (Утв. в 2018 году)** | | **Факт** | | **млн. руб.** | | **%** | |
| **Всего по инвестиционным проектам** | | | | **346,55** | | **555,96** | | **209,41** | | **60%** |
| 1 | Создание системы технического учета электроэнергии на ТП 6(10)/0,4 кВ на уровне напряжения 0,4 кВ с организацией удаленного сбора данных и модернизацией системы технического учёта с удаленным сбором данных на ПС 35-110 кВ в филиале ПАО "Кубаньэнерго" "Усть-Лабинские электрические сети" | I\_prj\_107000\_60278 | 39,92 | | 110,10 | | 70,18 | | 176% | |
| 2 | Создание системы технического учета электроэнергии на ТП 6(10)/0,4 кВ на уровне напряжения 0,4 кВ с организацией удаленного сбора данных и модернизацией системы технического учёта с удаленным сбором данных на ПС 35-110 кВ в филиале ПАО "Кубаньэнерго" "Краснодарские электрические сети" | I\_prj\_107000\_60277 | 53,29 | | 92,09 | | 38,81 | | 73% | |
| 3 | Реконструкция ПС 110/10 кВ "ОБД" с заменой трансформаторов 2×16 МВА на 2×40 МВА 110/10 кВ | F\_prj\_107000\_49075 | 171,76 | | 195,70 | | 23,94 | | 14% | |
| 4 | Реконструкция ПС 110/6-10 кВ «Северо-Восточная» с установкой ТОР 6-10 кВ. | I\_prj\_107000\_60299 | 15,28 | | 29,22 | | 13,94 | | 91% | |
| 5 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Архипо-Осиповка-Береговая, ВЛ 110 кВ Крымск-Геленджик , ВЛ 110кВ Стрела-Береговая, ВЛ 110 кВ Геленджик-Дивноморск в части расширения просек. | I\_prj\_107000\_60096 | 14,48 | | 26,12 | | 11,64 | | 80% | |
| 6 | Реконструкция ПС 110 Новороссийск (замена аккумуляторной батареи) | H\_prj\_107000\_51046 | 3,37 | | 13,70 | | 10,33 | | 307% | |
| 7 | Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ Речная с заменой аккумуляторной батареи типа СК-5 | G\_prj\_107000\_49877 | 4,97 | | 15,19 | | 10,22 | | 205% | |
| 8 | Реконструкция ВЛ 35 кВ Агроном 2- Агроном 1, ВЛ 35 кВ Мартанская- Бакинская, ВЛ 35 кВ Хакурате- Шапсуг в части расширения просек | I\_prj\_107000\_60111 | 2,67 | | 11,10 | | 8,43 | | 315% | |
| 9 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Белореченская - ДМ8 в части расширения просек | G\_prj\_107000\_49859 | 2,54 | | 9,31 | | 6,78 | | 267% | |
| 10 | Реконструкция ВЛ 35 кВ Хаджох - Даховская в части расширения просек | I\_prj\_107000\_60108 | 5,32 | | 11,99 | | 6,67 | | 125% | |
| 11 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Белореченская ГЭС - Мартанская в части расширения просек | G\_prj\_107000\_49860 | 11,75 | | 17,59 | | 5,83 | | 50% | |
| 12 | Реконструкция ВЛ 35 кВ Ширванская - Черниговская в части расширения просек | I\_prj\_107000\_60109 | 2,90 | | 4,36 | | 1,46 | | 50% | |
| 13 | Реконструкция ВЛ 35 кВ Даховская - Хамышки в части расширения просек | I\_prj\_107000\_60110 | 2,46 | | 3,01 | | 0,55 | | 22% | |
| 14 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Ф-3 от КТП 10/0,4 кВ ТМ-7-221 в Темрюкском районе | G\_prj\_107000\_50592 | 0,58 | | 0,97 | | 0,39 | | 68% | |
| 15 | НИОКР. Создание системы автоматизированного проектирования молниезащиты ПС и ВЛ | H\_prj\_107000\_51080 | 15,14 | | 15,40 | | 0,26 | | 2% | |
| 16 | НИОКР. Устройство дифференциально-фазной защиты линии электропередачи с двухсторонним питанием с функцией дальнего резервирования релейных защит и коммутационных аппаратов подстанций, подключенных к ответвлениям | F\_prj\_107000\_49509 | 0,12 | | 0,12 | | 0,00 | | 0% | |

**Фактическое использование собственных тарифных источников, на финансирование инвестиционных проектов, включенных в утвержденную в 2018 году инвестиционную программу (при нулевом утвержденном плане)**

| **№ п/п** | **Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)** | **Идентификатор инвестиционного проекта** | **Объем финансирования (в части тарифных источников), млн. руб. с НДС** | | **Отклонение (факт-план)** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **План  (Утв. в 2018 году)** | **Факт** | **млн. руб.** | **%** |
| **Всего по инвестиционным проектам** | | | **0,00** | **565,57** | **565,57** | **-** |
| 1 | Строительство 2-х КЛ-110 кВ "Восточная Промзона - Северная" | F\_prj\_107000\_49076 | 0,00 | 219,17 | 219,17 | - |
| 2 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Лорис с заменой Т-2 25 МВА на тр-р 40 МВА и установка Т-3 25 МВА, | F\_prj\_107000\_49082 | 0,00 | 44,06 | 44,06 | - |
| 3 | Строительство ВЛ 0,4-10 кВ с установкой новых ТП для электроснабжения п.Никитино Мостовского района | F\_prj\_107000\_19850 | 0,00 | 40,33 | 40,33 | - |
| 4 | Приобретение автогидроподъемника ПСС-131.18Э (АГП-18), колесная формула 4х4, 5-ти местная двухрядная кабина, высота подъема 18 м. - 16 шт. | I\_prj\_107000\_60257 | 0,00 | 36,94 | 36,94 | - |
| 5 | «Строительство заходов КЛ 110 кВ КТЭЦ – ЗИП, ОБД – Северная (4 КЛ-110 кВ, L=2,5 км) и Лорис-Пашковская (2-х цепная ВЛ-110 кВ, L=0,7 км) на ПС 220 В, | F\_prj\_107000\_48192 | 0,00 | 31,28 | 31,28 | - |
| 6 | Приобретение грузового бортового автомобиля с крано-манипуляторной установкой - 3 шт. | H\_prj\_107000\_50981 | 0,00 | 22,25 | 22,25 | - |
| 7 | Реконструкция ПС 110/6/6 кВ «ЗТВС» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-6 кВ | G\_prj\_107000\_50698 | 0,00 | 14,44 | 14,44 | - |
| 8 | Приобретение автогидроподъемников на полноприводном автомобиле, высота подъема 22м | F\_prj\_107000\_48937 | 0,00 | 13,60 | 13,60 | - |
| 9 | Реконструкция ПС 35 кВ «Котлома» с заменой трансформатора Т-1 6,3 МВА на 10 МВА | H\_prj\_107000\_51001 | 0,00 | 11,04 | 11,04 | - |
| 10 | Реконструкция ПС 110/10-6 кВ «Восточная» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ, | G\_prj\_107000\_50712 | 0,00 | 10,75 | 10,75 | - |
| 11 | Приобретение автокрана на полноприводном автомобиле, грузоподъемность 16т – 1 шт. | H\_prj\_107000\_50979 | 0,00 | 7,50 | 7,50 | - |
| 12 | Приобретение буро-крановой машины, колесная форма 4х4, глубина кабины 3 м., диаметр бура 0,36-0,8 м., г/п кранового оборудования 1,5 т. - 2 шт. | I\_prj\_107000\_60259 | 0,00 | 7,38 | 7,38 | - |
| 13 | Реконструкция ПС 110/10 кВ «Почтовая» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ, | G\_prj\_107000\_50710 | 0,00 | 6,12 | 6,12 | - |
| 14 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Мясокомбинат с заменой аккумуляторной батареи типа СК-8 | G\_prj\_107000\_49874 | 0,00 | 6,06 | 6,06 | - |
| 15 | Реконструкция ПС 110/35/6 кВ «Армавирская ТЭЦ» 2 этап | H\_prj\_107000\_60086 | 0,00 | 5,81 | 5,81 | - |
| 16 | Реконструкция ПС 110/10 «Псебай» | F\_prj\_107000\_48164 | 0,00 | 5,72 | 5,72 | - |
| 17 | НИОКР. Разработка профилей стандарта IEC 61850 для устройств/шкафов РЗА и АСУ ТП, обеспечивающих их взаимозаменяемость | H\_prj\_107000\_60052 | 0,00 | 5,31 | 5,31 | - |
| 18 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/35/6 кВ Абинская | H\_prj\_107000\_60083 | 0,00 | 4,59 | 4,59 | - |
| 19 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Новопокровская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50755 | 0,00 | 4,43 | 4,43 | - |
| 20 | Реконструкция ПС 110/6 кВ «Юго-Восточная» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ, | G\_prj\_107000\_50719 | 0,00 | 4,20 | 4,20 | - |
| 21 | Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ "Южная" с заменой Т-1 мощностью 25 МВА на 40 МВА и реконструкцией ЗРУ-6 кВ и ОПУ. | F\_prj\_107000\_49080 | 0,00 | 3,26 | 3,26 | - |
| 22 | Реконструкция РЗА и ПА на подстанциях 110 кВ ПАО "Кубаньэнерго" сети 110 кВ, прилегающей к ПС 500 кВ "Центральная" | F\_prj\_107000\_48289 | 0,00 | 3,16 | 3,16 | - |
| 23 | Реконструкция ПС-35/10 кВ Платнировская-2 с установкой Т-2 мощностью 4 МВА | H\_prj\_107000\_51092 | 0,00 | 3,08 | 3,08 | - |
| 24 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Элеватор» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50762 | 0,00 | 2,92 | 2,92 | - |
| 25 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/35/10/6 кВ ВНИИРис | H\_prj\_107000\_60077 | 0,00 | 2,91 | 2,91 | - |
| 26 | Реконструкция ПС 110/10 кВ «Ромашки» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50730 | 0,00 | 2,62 | 2,62 | - |
| 27 | Реконструкция ПС 110/10 кВ «Сукко» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50674 | 0,00 | 2,47 | 2,47 | - |
| 28 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Отрадо-Кубанская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50693 | 0,00 | 2,14 | 2,14 | - |
| 29 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/35/6 кВ Выселки | H\_prj\_107000\_60063 | 0,00 | 2,14 | 2,14 | - |
| 30 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/35/10 кВ Кореновская | H\_prj\_107000\_60064 | 0,00 | 1,97 | 1,97 | - |
| 31 | НИОКР. Разработка рефлектометрического комплекса мониторинга линий электропередач ВЛ 35-220 кВ, для определения мест их повреждений и гололедных отложений на них | F\_prj\_107000\_49508 | 0,00 | 1,96 | 1,96 | - |
| 32 | Реконструкция ВЛ 110 кВ "Центральная-Северная" и транзита ВЛ 110 кВ "Центральная-Армавир" в части расширения просек | F\_prj\_107000\_48882 | 0,00 | 1,95 | 1,95 | - |
| 33 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Красноармейская | H\_prj\_107000\_60054 | 0,00 | 1,80 | 1,80 | - |
| 34 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Бузиновская | H\_prj\_107000\_60062 | 0,00 | 1,66 | 1,66 | - |
| 35 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Анапская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-6 кВ | G\_prj\_107000\_50697 | 0,00 | 1,57 | 1,57 | - |
| 36 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Рассвет | H\_prj\_107000\_60061 | 0,00 | 1,52 | 1,52 | - |
| 37 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Труд» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50759 | 0,00 | 1,47 | 1,47 | - |
| 38 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Центральная | H\_prj\_107000\_60055 | 0,00 | 1,43 | 1,43 | - |
| 39 | Реконструкция ПС 110/10 кВ «Гостагаевская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50692 | 0,00 | 1,40 | 1,40 | - |
| 40 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Незамаевская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ - 2 шт. дуговых защит, 1 ячейка выключателя, трансформатор тока - 2 шт. (35 кВ) | G\_prj\_107000\_50754 | 0,00 | 1,35 | 1,35 | - |
| 41 | НИОКР Компенсация потребления ТЭР за счет использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на объектах ПАО «Кубаньэнерго | H\_prj\_107000\_51011 | 0,00 | 1,09 | 1,09 | - |
| 42 | Реконструкция системы кондиционирования серверных помещений Сочинских электрических сетей | H\_prj\_107000\_51050 | 0,00 | 1,00 | 1,00 | - |
| 43 | Приобретение защиты ближнего резервирования силовых трансформаторов для ПС филиала ПАО "Кубаньэнерго" в монтажном шкафу с модулем ввода данных МВД - 83 комплекта | G\_prj\_107000\_49970 | 0,00 | 0,99 | 0,99 | - |
| 44 | Реконструкция ПС 110/6 кВ "Галицина" с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50737 | 0,00 | 0,93 | 0,93 | - |
| 45 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Темрюк | H\_prj\_107000\_60058 | 0,00 | 0,90 | 0,90 | - |
| 46 | Реконструкция ПС 110 кВ «Гостагаевская» с заменой трансформатора Т-1 6,3 МВА на 16 МВА | H\_prj\_107000\_50997 | 0,00 | 0,88 | 0,88 | - |
| 47 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/35/10/6 кВ Варениковская | H\_prj\_107000\_60081 | 0,00 | 0,76 | 0,76 | - |
| 48 | Приобретение отбойного молотка - 5 шт. | G\_prj\_107000\_50817 | 0,00 | 0,72 | 0,72 | - |
| 49 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/10 кВ Юго-Западная | H\_prj\_107000\_60079 | 0,00 | 0,70 | 0,70 | - |
| 50 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/10/10 кВ Набережная | H\_prj\_107000\_60065 | 0,00 | 0,59 | 0,59 | - |
| 51 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Ханьковская | H\_prj\_107000\_60056 | 0,00 | 0,58 | 0,58 | - |
| 52 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Старотитаровская | H\_prj\_107000\_60059 | 0,00 | 0,58 | 0,58 | - |
| 53 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Вышестеблиевская | H\_prj\_107000\_60060 | 0,00 | 0,57 | 0,57 | - |
| 54 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/6 кВ кВ Курчанская | H\_prj\_107000\_60057 | 0,00 | 0,56 | 0,56 | - |
| 55 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Нововеличковская | H\_prj\_107000\_60080 | 0,00 | 0,56 | 0,56 | - |
| 56 | Реконструкция ПС 35/10 кВ "Новотитаровская" с заменой трансформаторов Т-1 6,3 МВА на 10 МВА, Т-2 4 МВА на 10 МВА | I\_prj\_107000\_60117 | 0,00 | 0,56 | 0,56 | - |
| 57 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ ИКЕА | H\_prj\_107000\_60066 | 0,00 | 0,52 | 0,52 | - |
| 58 | Реконструкция ПС 110/10 кВ «Шедок» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50725 | 0,00 | 0,52 | 0,52 | - |
| 59 | Приобретение устройства резервного питания оборудования телемеханики на ПС 110 кВ Мясокомбинат, ПС 110 кВ Атамановская, ПС 110 кВ Ея, ПС 110 кВ первомайская - 5 комплектов | I\_prj\_107000\_60301 | 0,00 | 0,49 | 0,49 | - |
| 60 | Реконструкция ПС 110/10/10 кВ «Военгородок» с заменой устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю на 1, 2, 3, 4, СШ-10 кВ | G\_prj\_107000\_50517 | 0,00 | 0,49 | 0,49 | - |
| 61 | Приобретение комплектной трансформаторной подстанция без трансформатора КТПП-ВВВ-250/10/0,4 кВ - 1 шт. | G\_prj\_107000\_50821 | 0,00 | 0,46 | 0,46 | - |
| 62 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/10 кВ «Почтовая» | H\_prj\_107000\_60067 | 0,00 | 0,45 | 0,45 | - |
| 63 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Северская | H\_prj\_107000\_60076 | 0,00 | 0,43 | 0,43 | - |
| 64 | Оснащение ИТСО ПС 110 кВ "Прасковеевка" | F\_prj\_107000\_48182 | 0,00 | 0,43 | 0,43 | - |
| 65 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Аэропорт | H\_prj\_107000\_60071 | 0,00 | 0,43 | 0,43 | - |
| 66 | Реконструкция ПС-110 кВ "Туапсе город" | F\_prj\_107000\_48153 | 0,00 | 0,42 | 0,42 | - |
| 67 | Строительство двух КЛ 110 кВ "Джемете -Пионерская" с установкой ячеек 110 кВ на ПС 110 кВ "Джемете" | F\_prj\_107000\_48194 | 0,00 | 0,42 | 0,42 | - |
| 68 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/10 кВ Пашковская | H\_prj\_107000\_60070 | 0,00 | 0,39 | 0,39 | - |
| 69 | Реконструкция ПС 35/10 кВ "Агроном-2" с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 2,5 МВА на 4 МВА | I\_prj\_107000\_60116 | 0,00 | 0,38 | 0,38 | - |
| 70 | Реконструкция ПС 110 кВ «Западная-2» с установкой видеонаблюдения на ОРУ 35-110 кВ | I\_prj\_107000\_60158 | 0,00 | 0,38 | 0,38 | - |
| 71 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Ф-1, Ф-2 от ТП-10/0,4 кВ ЗП-9-851 | H\_prj\_107000\_50956 | 0,00 | 0,36 | 0,36 | - |
| 72 | Реконструкция одноцепной ВЛ-35 кВ «Западная-2-Хомуты с отпайками» с выносом опор № 99 и № 101 из зоны подтопления | I\_prj\_107000\_60122 | 0,00 | 0,33 | 0,33 | - |
| 73 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/35/10 кВ Старокорсунская | H\_prj\_107000\_60074 | 0,00 | 0,32 | 0,32 | - |
| 74 | Реконструкция ПС 35/10 кВ "Агроном-1" с заменой трансформатора Т-1 6,3 МВА на 10 МВА | I\_prj\_107000\_60115 | 0,00 | 0,28 | 0,28 | - |
| 75 | Реконструкция систем пожарной сигнализации в административных здании ОАО «Кубаньэнерго» в части оповещения о пожаре и управления эвакуацией» | H\_prj\_107000\_50968 | 0,00 | 0,25 | 0,25 | - |
| 76 | Реконструкция ПС 35/10 кВ "Динская" с заменой трансформатора Т-1 4 МВА на 6,3 МВА | I\_prj\_107000\_60120 | 0,00 | 0,23 | 0,23 | - |
| 77 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/35/10 кВ Лорис | H\_prj\_107000\_60072 | 0,00 | 0,23 | 0,23 | - |
| 78 | Реконструкция ПС 35/10 кВ "Титаровская" с заменой трансформатора Т-1 4 МВА на 6,3 МВА (проектно-изыскательские работы), | I\_prj\_107000\_60119 | 0,00 | 0,22 | 0,22 | - |
| 79 | Реконструкция ПС 35/10 кВ "НС-3" с заменой трансформатора Т-2 2,5 МВА на 4 МВА | I\_prj\_107000\_60118 | 0,00 | 0,19 | 0,19 | - |
| 80 | Реконструкция ПС 110/10 кВ "Набережная" с заменой ДГР-10 1,2,3,4 СШ 10 кВ | F\_prj\_107000\_48884 | 0,00 | 0,18 | 0,18 | - |
| 81 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/35/6 кВ Афипская | H\_prj\_107000\_60075 | 0,00 | 0,18 | 0,18 | - |
| 82 | Приобретение многоканального регистратора служебных переговоров на 8 каналов, в комплекте с акустическими колонками - 2 комплекта | I\_prj\_107000\_60167 | 0,00 | 0,16 | 0,16 | - |
| 83 | Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ «Черемушки» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50687 | 0,00 | 0,14 | 0,14 | - |
| 84 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/6 кВ Юго-Восточная | H\_prj\_107000\_60084 | 0,00 | 0,14 | 0,14 | - |
| 85 | «Реконструкция ВЛ 0,4 кВ №3 от КТП 10/0,4 кВ Пп3-168/160 кВА. Краснодарский край, Белореченский район, ст.Пшехская» (ориентировочная протяженность 2,929 км.). | H\_prj\_107000\_50959 | 0,00 | 0,09 | 0,09 | - |
| 86 | «Реконструкция ВЛ 0,4 кВ №2 от КТП 10/0,4 кВ Кб-1-56/100 кВА. Республика Адыгея, Гиагинский район, ст. Келермесская» (ориентировочная протяженность 1,241 км.). | H\_prj\_107000\_50957 | 0,00 | 0,06 | 0,06 | - |
| 87 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Динская | H\_prj\_107000\_60073 | 0,00 | 0,05 | 0,05 | - |
| 88 | Реконструкция ПС 110/10 кВ «Ходзь» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50686 | 0,00 | 0,05 | 0,05 | - |
| 89 | Оснащение ИТСО базы Геленджикского РЭС | H\_prj\_107000\_50930 | 0,00 | 0,04 | 0,04 | - |
| 90 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ №1 от КТП 10/0,4 кВ Кб-1-59/100 кВА. Республика Адыгея, Гиагинский район, ст. Келермесская (ориентировочная протяженность 0,90 км.). | H\_prj\_107000\_50958 | 0,00 | 0,03 | 0,03 | - |
| 91 | Оснащение ИТСО базы Анапского РЭС | H\_prj\_107000\_50927 | 0,00 | 0,03 | 0,03 | - |
| 92 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ №1 от КТП 10/0,4 кВ Пп3-579/100 кВА. Краснодарский край, Белореченский район, ст.Пшехская (ориентировочная протяженность 0,761 км.). | H\_prj\_107000\_50960 | 0,00 | 0,03 | 0,03 | - |
| 93 | Реконструкция ПС 110/10 кВ Ромашки (установка полукомплекта ДФЗ ВЛ 110 кВ Староминская-Ромашки) | H\_prj\_107000\_60088 | 0,00 | 0,02 | 0,02 | - |
| 94 | Приобретение прав на земельные участки под ВЛ 110 кВ «Бужора-Джемете» | H\_prj\_107000\_51078 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | - |
| 95 | Реконструкция ПС 35 кВ НС-17 с заменой трансформатора Т-1 2,5 МВА 35/6 на трансформатор 2,5 МВА 35/10 | H\_prj\_107000\_51004 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | - |
| 96 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Коммунар (установка полукомплекта ДФЗ ВЛ 110 кВ Староминская-Коммунар) | H\_prj\_107000\_60089 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |

**Фактическое использование собственных тарифных источников, на финансирование новых инвестиционных проектов, не включенных в утвержденную в 2018 году инвестиционную программу**

| **№** | **Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)** | **Идентификатор инвестиционного проекта** | **Объем финансирования (в части тарифных источников), млн. руб. с НДС** | | **Отклонение (факт-план)** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **План  (Утв. в 2018 году)** | **Факт** | **млн. руб.** | **%** |
| **Всего по инвестиционным проектам** | | | **-** | **67,44** | **67,44** | **-** |
| 1 | Приобретение бульдозера - 2 шт. | J\_prj\_107000\_60457 | - | 15,18 | 15,18 | - |
| 2 | Приобретение устройств ТМ на базе контроллера с целью обеспечения наблюдаемости ПС 35 кВ и выше - 193 шт. | J\_prj\_107000\_60393 | - | 13,48 | 13,48 | - |
| 3 | Приобретение легковых автомобилей - 34 шт. | J\_prj\_107000\_60448 | - | 7,32 | 7,32 | - |
| 4 | Приобретение погрузчика повышенной проходимости с дополнительным навесным землеройным оборудованием - 1 шт. | J\_prj\_107000\_60583 | - | 5,60 | 5,60 | - |
| 5 | Организация каналов связи с энергообъектов Краснополянского района электрических сете, Адлерского РЭС в центре управления сетями филиала ПАО "Кубаньэнерго" - Сочинские электрические сети" | J\_prj\_107000\_60629 | - | 5,39 | 5,39 | - |
| 6 | Реконструкция ПС 110 кВ "АПК" с оснащением устройствами ПА для технологического присоединения ПС 110 КВ "Тимашевская Тяговая" | K\_prj\_107000\_60855 | - | 3,68 | 3,68 | - |
| 7 | Строительство ПС-110 кВ «Лазурная» с заходами ВЛ-110 кВ II этап (проектно-изыскательские работы ) | J\_prj\_107000\_60397 | - | 3,07 | 3,07 | - |
| 8 | Приобретение автомобиля грузового с самосвальным кузовом - 1 шт. | J\_prj\_107000\_60483 | - | 2,02 | 2,02 | - |
| 9 | Приобретение проверочного комплекса для наладки простых устройств РЗА – 1 комплект | J\_prj\_107000\_60576 | - | 1,69 | 1,69 | - |
| 10 | Приобретение автомобиля грузового бортового - 1 шт. | J\_prj\_107000\_60484 | - | 1,29 | 1,29 | - |
| 11 | Реконструкция 1 этажа административно-производственного корпуса литер "Б" с устройством главного центра обслуживания потребителей ПАО "Кубаньэнерго" | K\_prj\_107000\_60822 | - | 1,03 | 1,03 | - |
| 12 | Приобретение приборов по определению мест повреждений на линиях 35 кВ - 11 шт. | J\_prj\_107000\_60410 | - | 0,92 | 0,92 | - |
| 13 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Бриньковская» с организацией телеуправления | J\_prj\_107000\_60455 | - | 0,64 | 0,64 | - |
| 14 | Реконструкция релейной защиты и автоматики (РЗА) на ПС 110 кВ "Северная" в линейных ячейках на I с.ш. "С-106" РУ-6 кВ и на II с.ш. "С-208" РУ-6 кВ для подключения энергопринимающих устройств АО "Тандер", Энергоцентр по производству электрической энергии для нужд административного и офисного здания, установленной мощности ГПА 4\*2000 кВт, тип TGG 2020 V20 производство фирмы "WMW", расположенный по адресу: Российская Федерация, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Солнечная, кадастровый номер 23:43:0129001:32886 1701351, 1701032 | I\_prj\_107000\_60198 | - | 0,64 | 0,64 | - |
| 15 | Воздушные линии (110 кВ) от Джубгинской ТЭС до подстанции "Джубга", от Джубгинской ТЭС до подстанции "Архипо-Осиповка", от подстанции "Джубга" до подстанции "Архипо-Осиповка", реконструкция подстанций (проектирование и изыскательские работы, строительство, реконструкция). Этап : выполнение противооползневых мероприятий | I\_prj\_107000\_60153 | - | 0,50 | 0,50 | - |
| 16 | Воздушные линии (110 кВ) для выдачи мощности от Джубгинской ТЭС до подстанции "Лермонтово", реконструкция подстанций (проектные и изыскательские работы, строительство, реконструкция). Этап : выполнение противооползневых мероприятий | K\_prj\_107000\_60799 | - | 0,50 | 0,50 | - |
| 17 | Реконструкция ПС/110/10/10 кВ "Набережная" с установкой двух линейных ячеек в РУ-10 кВ на разных секциях шин для подключения энергопринимающих устройств ООО "Кристал Инвест", двадцати пяти этажное здание расположенный по адресу: г. Краснодар, Центральный внутригородской округ, ул. Северная, 333, 335 кадастровые номера № 23:43:0302037:19 и № 23:43:0302037:20 | J\_prj\_107000\_60463 | - | 0,47 | 0,47 | - |
| 18 | Реконструкция ПС/110/10/10 кВ "Набережная" с установкой двух линейных ячеек в РУ-10 кВ на разных секциях шин для подключения энергопринимающих устройств ООО "СК "Советская Кубань", расположенный по адресу: г. Краснодар, Западный внутригородской округ, кадастровый номер № 23:43:0209064:1282 | J\_prj\_107000\_60464 | - | 0,47 | 0,47 | - |
| 19 | Изготовление и монтаж вывески на здание ПАО "Кубаньэнерго" | K\_prj\_107000\_60805 | - | 0,41 | 0,41 | - |
| 20 | Реконструкция ПС/110/10/6 кВ "РИП" с установкой двух линейных ячеек в РУ-6 кВ на разных секциях шин для подключения энергопринимающих устройств ЖСК "Гарантия", расположенный по адресу: г. Краснодар, Прикубанский внутригородской округ, ул. им. Карякина, 5/1, кадастровый № 23:43:0141008:14022 | J\_prj\_107000\_60465 | - | 0,40 | 0,40 | - |
| 21 | Реконструкция релейной защиты и автоматики (РЗА) на ПС 110/10 кВ "ПТФ" линейной ячейки ПТФ-5 в РУ-10 кВ для подключения энергопринимающих устройств АО "Тандер", Энергоцентр по производству электрической энергии для нужд склада продольственных и не продовольственных товаров, установленной мощностью 3-х-800 кВт (ГПЭА MWM TCG 2016 V16C) расположенный по адресу: Российская Федерация, Краснодарский край, п. Индустриальный, Прикубанский внутригородской округ, кадастровый номер 23:43:0112035:936. 1701343, 1700845 | I\_prj\_107000\_60197 | - | 0,35 | 0,35 | - |
| 22 | Установка автоматизированного узла учета тепловой энергии здания по адресу: г. Краснодар, ул. Пашковская, 131, | J\_prj\_107000\_60451 | - | 0,29 | 0,29 | - |
| 23 | Приобретение гидравлических ножниц с ножной помпой для резки кабелей под напряжением | J\_prj\_107000\_60639 | - | 0,26 | 0,26 | - |
| 24 | Приобретение проектора для организации видеоконференции связи в ПАО «Кубаньэнерго» - 1 комплект | J\_prj\_107000\_60481 | - | 0,26 | 0,26 | - |
| 25 | Реконструкция ПС 110/10/6 кВ «Северо-Восточная» с заменой ДГР-10 4 сш-10 кВ | J\_prj\_107000\_60608 | - | 0,25 | 0,25 | - |
| 26 | Реконструкция автоматизированного узла учета тепловой энергии зданий Тахтамукайского РЭС по адресу: Республика Адыгея, п. Энем, ул. Красная, 9/1, | J\_prj\_107000\_60452 | - | 0,24 | 0,24 | - |
| 27 | Терминал микропроцессорный РЗА ТОР 200Л 62 4126-16Р | J\_prj\_107000\_60575 | - | 0,15 | 0,15 | - |
| 28 | Реконструкция линейной ячейки ОС-14 в РУ -10 кВ ПС 110/35/10 кВ "Очистные сооружения" | K\_prj\_107000\_60800 | - | 0,12 | 0,12 | - |
| 29 | Приобретение прибора для измерения сопротивления заземления | J\_prj\_107000\_60678 | - | 0,12 | 0,12 | - |
| 30 | Приобретение омметра | J\_prj\_107000\_60677 | - | 0,12 | 0,12 | - |
| 31 | Реконструкция внутреннего противопожарного водопровода базы "Западная-2", расположенной по адресу г. Краснодар, ул. Лукьяненко 119". | J\_prj\_107000\_60449 | - | 0,09 | 0,09 | - |
| 32 | Реконструкция ВЛ-0,4кВ от ТП Ку-5-229. | F\_prj\_107000\_48898 | - | 0,09 | 0,09 | - |
| 33 | Приобретение измерителя прочности ударно-импульсного типа | J\_prj\_107000\_60675 | - | 0,09 | 0,09 | - |
| 34 | Приобретение динамометра | J\_prj\_107000\_60674 | - | 0,08 | 0,08 | - |
| 35 | Приобретение инструмента для удаления наружного покрова и изоляции (с сертификатом соответствия) | J\_prj\_107000\_60676 | - | 0,07 | 0,07 | - |
| 36 | Реконструкция внутреннего противопожарного водопровода базы "Центральная", расположенной по адресу г. Краснодар, ул. Пашковская 131". | J\_prj\_107000\_60450 | - | 0,07 | 0,07 | - |
| 37 | Приобретение цифрового мультиметра – 1 шт. | J\_prj\_107000\_60577 | - | 0,06 | 0,06 | - |
| 38 | Прокладка КЛ-10 кВ от опоры № 2-4 ВЛЗ-10 кВ КН-4, строительство БКТП-10/0,4кВ, строительство ВЛИ-0,4 кВ от проектируемой БКТП 10/0,4кВ до границы земельного участка, строительство ВЛИ-0,4 кВ от проектируемой БКТП 10/0,4кВ до границы земельного участка по адресу: - Каневской район, ст. Каневская, ул. Вокзальная, д.130, заявитель бюджетное общеобразовательное учреждение средняя общеобразовательная школа №2 муниципального образования Каневской район. | J\_prj\_107000\_60388 | - | 0,03 | 0,03 | - |
| 39 | Строительство здания с/у Тихорецкого РРЭС с гаражом на 2 бокса и навесом для хранения оборудования в ст. Фастовецкая Тихорецкого района | H\_prj\_107000\_60343 | - | 0,00 | 0,00 | - |

По результатам анализа Исполнителем определено 138 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 инвестиционным проектам составило 1 036,85 млн. руб.

| **№** | **Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)** | **Иденти-**  **фикатор инвестицион-ного проекта** | **Объем финансирования (в части тарифных источников), млн. руб. с НДС** | | **Отклонение (факт-план)** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **План  (Утв. в 2018 году)** | **Факт** | **млн. руб.** | **%** |
| **Всего по инвестиционным проектам** | | | **1383,69** | **346,84** | **-1036,85** | **-75%** |
| 1 | Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ (отпайка от ВЛ 110 кВ Афипская 220 – Октябрьская 1,2 цепь) к ПС 110 кВ Шапсуг. Этап I - прохождение трассы по территории Республики Адыгея | G\_prj\_107000\_50401 | 150,81 | 6,40 | -144,41 | -96% |
| 2 | Реконструкция ПС 110/35/6 кВ "Северная". Установка Т-3 мощностью 40 МВА | F\_prj\_107000\_49073 | 172,16 | 70,81 | -101,35 | -59% |
| 3 | Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ (отпайка от ВЛ 110 кВ Афипская 220 – Октябрьская 1,2 цепь) к ПС 110 кВ Шапсуг. Этап II - прохождение трассы по территории Краснодарского края | I\_prj\_107000\_60275 | 114,85 | 31,38 | -83,48 | -73% |
| 4 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Крымская - Тоннельная, ВЛ 110 кВ Крымская - Неберджаевская, ВЛ 110 кВ Новороссийск - Неберджаевская, ВЛ 110 кВ Кирилловская - Раевская, ВЛ 110 кВ Кирилловская - Солнечная, ВЛ 110 кВ Анапская - Сукко, ВЛ 110 кВ Кирилловская - РИП, ВЛ 110 кВ Тоннельная- Кирилловская, ВЛ 35 кВ КНПС - Баканская, ВЛ 35 кВ КНПС - Саук Дере, ВЛ 35 кВ Тоннельная - Атакай, ВЛ 35 кВ Атакай - Баканская в части расширения просек | I\_prj\_107000\_60113 | 59,01 | 5,54 | -53,47 | -91% |
| 5 | Реконструкция системы гарантированного питания серверных исполнительного аппарата ПАО "Кубаньэнерго" | H\_prj\_107000\_60090 | 46,08 | 2,14 | -43,93 | -95% |
| 6 | Организация каналов связи и телемеханики, модернизация и расширение ССПИ ПАО "Кубаньэнерго". Реконструкция АСДУ ПС 110 кВ "Забайкаловская" с передачей информации в ЦУС ПАО "Кубаньэнерго" и Кубанское РДУ | G\_prj\_107000\_49942 | 43,42 | 1,64 | -41,78 | -96% |
| 7 | Строительство 2 КЛ-110 кВ "Восточная-Центральная" длиной по 6,1 км (проектно-изыскательские работы) | F\_prj\_107000\_48198 | 54,04 | 23,50 | -30,54 | -57% |
| 8 | Оснащение ИТСО производственной базы ПАО "Кубаньэнерго" | F\_prj\_107000\_48183 | 23,49 | 0,42 | -23,06 | -98% |
| 9 | Реконструкция 2-х КЛ-10 кВ от ПС 35/10 "Шапсуг" до РП-8, РП-9. | I\_prj\_107000\_60300 | 29,26 | 7,64 | -21,62 | -74% |
| 10 | Организация каналов связи и телемеханики, модернизация и расширение ССПИ ПАО "Кубаньэнерго". Реконструкция верхнего уровня телемеханики в Тимашевском ПЭС | F\_prj\_107000\_48291 | 22,00 | 0,81 | -21,19 | -96% |
| 11 | Противооползневые мероприятия и мероприятия инженерной защиты опоры №94 ВЛ 110 кВ «Джубгинская ТЭС – ПС Архипо-Осиповка» | I\_prj\_107000\_60251 | 19,19 | 0,00 | -19,19 | -100% |
| 12 | Расширение просек на ВЛ 110 кВ Горячий Ключ- Шепси | I\_prj\_107000\_60106 | 19,13 | 0,96 | -18,16 | -95% |
| 13 | Организация каналов связи и телемеханики, модернизация и расширение ССПИ ПАО "Кубаньэнерго". Реконструкция верхнего уровня телемеханики Ленинградского ПЭС | F\_prj\_107000\_48293 | 18,00 | 0,00 | -18,00 | -100% |
| 14 | Организация АСТУ Тихорецкого РЭС Тихорецких электрических сетей I этап | F\_prj\_107000\_48151 | 27,65 | 12,54 | -15,11 | -55% |
| 15 | Реконструкция устройств плавки гололёда на ВЛ 110 кВ Шенджий тяговая-Мартанская | F\_prj\_107000\_49382 | 14,41 | 0,00 | -14,41 | -100% |
| 16 | Реконструкция устройств плавки гололёда на ВЛ 110 кВ Крымская-Неберджаевская 2 цепь | F\_prj\_107000\_49384 | 13,77 | 0,00 | -13,77 | -100% |
| 17 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Шапсуг» с переводом на напряжение 110/35/10 кВ с двумя трансформаторами 40 МВА | G\_prj\_107000\_50400 | 19,96 | 7,20 | -12,76 | -64% |
| 18 | Организация каналов связи и передачи данных с использованием ВОЛС "Краснодар - Динская - Кореновская - Тихорецк, Кореновская - Усть-Лабинск" | F\_prj\_107000\_19833 | 59,26 | 46,53 | -12,73 | -21% |
| 19 | Реконструкция ПС 110/6/10 кВ «РИП» с заменой устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю на на 1, 2 СШ-6 кВ и на 3, 4 СШ-10 кВ | G\_prj\_107000\_50520 | 12,65 | 0,00 | -12,65 | -100% |
| 20 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Связная - Дивная, ВЛ 110 кВ Армавирская ТЭЦ - Речная, ВЛ 110 кВ Речная - Забайкаловская, ВЛ 110 кВ Кропоткин - ЖБШ, ВЛ 110 кВ Советская - УНПС, ВЛ 110 кВ УНПС - Отрадная, ВЛ 110 кВ Кропоткин - Кавказская тяговая 1 и 2 цепь, ВЛ 110 кВ Кубань - Кавказская, ВЛ 110 кВ ГНС 1 - Прогресс в части расширения просек | G\_prj\_107000\_49868 | 27,10 | 14,86 | -12,24 | -45% |
| 21 | Оснащение автоматическими установками пожаротушения 20 помещений «Архива» и «Серверной» исполнительного аппарата ПАО «Кубаньэнерго» г. Краснодар, ул. Новороссийская, 47 | H\_prj\_107000\_50970 | 12,41 | 0,41 | -12,01 | -97% |
| 22 | Реконструкция ИТСО - исполнительный аппарат ПАО "Кубаньэнерго" | F\_prj\_107000\_48184 | 11,42 | 0,00 | -11,42 | -100% |
| 23 | Реконструкция ПС 35/10 кВ "Калинино" (этап установка Т-3 16 МВА) | G\_prj\_107000\_50842 | 11,37 | 0,00 | -11,37 | -100% |
| 24 | Вынос опоры № 88 ВЛ-110 кВ «Геленджик-Прасковеевка» из зоны паводка (ориентировочная протяженность 0,44 км.) | H\_prj\_107000\_51044 | 10,64 | 0,00 | -10,64 | -100% |
| 25 | Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ Апшеронская с заменой аккумуляторной батареи типа СК-12 | G\_prj\_107000\_49876 | 10,00 | 0,00 | -10,00 | -100% |
| 26 | Организация каналов связи и телемеханики модернизация и расширение ССПИ ПАО "Кубаньэнерго". Реконструкция АСДУ ПС "Калининская" с ретрансляцией информации в ЦУС ПАО "Кубаньэнерго" и Кубанское РДУ» | F\_prj\_107000\_48292 | 10,00 | 0,00 | -10,00 | -100% |
| 27 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Центральная - Черемушки в части расширения просек | G\_prj\_107000\_49866 | 10,00 | 0,00 | -10,00 | -100% |
| 28 | Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Троицкий водозабор с заменой аккумуляторной батареи типа СК-6 | G\_prj\_107000\_49875 | 10,00 | 0,00 | -10,00 | -100% |
| 29 | Реконструкция ВЛ-10 кВ АП-18 от ПС 110/35/10 кВ "Анапская" (ориентировочная протяженность 3,32 км.). | H\_prj\_107000\_50953 | 9,70 | 0,00 | -9,70 | -100% |
| 30 | Реконструкция ВЛ-35 кВ Октябрьская - Керамзитовый завод с отпайками на ПС Восход и на ПС Энем с переустройством ВЛ в КЛ от опоры № 19 до опоры № 23 (ориентировочная протяженность 0,6 км.) | I\_prj\_107000\_60353 | 13,40 | 3,97 | -9,43 | -70% |
| 31 | Приобретение передвижной ЭТЛ-35 кВ - 3 шт. | F\_prj\_107000\_48922 | 9,22 | 0,00 | -9,22 | -100% |
| 32 | Реконструкция ВЛ 35 кВ Хамышки - Гузерипль в части расширения просек | G\_prj\_107000\_49861 | 17,17 | 8,07 | -9,10 | -53% |
| 33 | Реконструкция транзита ВЛ 110 кВ Лермонтово- Туапсе в части расширения просек | I\_prj\_107000\_60103 | 8,75 | 0,00 | -8,75 | -100% |
| 34 | Реконструкция ВЛ-10 кВ Ап5 (ориентировочная протяженность 5,58 км.) | G\_prj\_107000\_49920 | 8,03 | 0,00 | -8,03 | -100% |
| 35 | Реконструкция ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ - Тверская в части расширения просек | G\_prj\_107000\_49858 | 8,00 | 0,00 | -8,00 | -100% |
| 36 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Тверская - Туапсе в части расширения просеки (2 этап) | I\_prj\_107000\_60099 | 6,50 | 0,00 | -6,50 | -100% |
| 37 | Приобретение автомобилей грузопассажирских повышенной проходимости для бригад ОВБ - 39 шт. | F\_prj\_107000\_48942 | 15,11 | 8,83 | -6,28 | -42% |
| 38 | Реконструкция ПС 110/35/6/10 кВ "Северная" с установкой ТОР 10 кВ | I\_prj\_107000\_60298 | 5,25 | 0,17 | -5,09 | -97% |
| 39 | Строительство ЛЭП 35 кВ «Псебай-Бурный» | F\_prj\_107000\_48197 | 13,07 | 8,35 | -4,71 | -36% |
| 40 | Реконструкция ПС 110/10/6 кВ «Восточная» с установкой устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю на 1+3, на 2+4 СШ-10 кВ | G\_prj\_107000\_50518 | 4,46 | 0,00 | -4,45 | -100% |
| 41 | Реконструкция ВЛ 110 кВ "Псебай-Курджиново" в части расширения просек | F\_prj\_107000\_48881 | 5,00 | 0,85 | -4,15 | -83% |
| 42 | Реконструкция ПС 110/10/6 кВ «ХБК» с заменой устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю на 2, 3 СШ-10 кВ и на 3 СШ-6 кВ | G\_prj\_107000\_50522 | 3,97 | 0,00 | -3,97 | -100% |
| 43 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Сосыка» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50720 | 3,83 | 0,00 | -3,83 | -100% |
| 44 | Реконструкция ПС 110/6 кВ «Юго-Восточная» с установкой устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю на 1, 2 СШ-6 кВ | G\_prj\_107000\_50528 | 3,73 | 0,00 | -3,73 | -100% |
| 45 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Дивноморская» с заменой устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю на 1, 2 СШ-10 кВ | G\_prj\_107000\_50541 | 3,71 | 0,00 | -3,71 | -100% |
| 46 | Реконструкция ПС 110/35/6 кВ «Ейск-1» с заменой устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю на 1, 3 СШ-6 кВ | G\_prj\_107000\_49882 | 3,80 | 0,14 | -3,66 | -96% |
| 47 | Реконструкция ПС 35/6 кВ «Южная» с установкой устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю на 1, 2 СШ-6 кВ | G\_prj\_107000\_49898 | 3,86 | 0,20 | -3,66 | -95% |
| 48 | Реконструкция ПС 110/10 кВ «Джубга» с установкой устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю на 1 СШ-10 кВ | G\_prj\_107000\_50535 | 3,61 | 0,00 | -3,61 | -100% |
| 49 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Лабинск-1» с заменой устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю на 1 СШ-10 кВ | G\_prj\_107000\_49884 | 3,61 | 0,00 | -3,61 | -100% |
| 50 | Реконструкция ПС 110/6 кВ «ДСК» с установкой устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю на 1, 2 СШ-6 кВ | G\_prj\_107000\_50542 | 3,59 | 0,00 | -3,59 | -100% |
| 51 | Реконструкция ПС 110/35/6 кВ «Тоннельная» с заменой устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю на 1+2 СШ-6 кВ | G\_prj\_107000\_50543 | 3,55 | 0,00 | -3,55 | -100% |
| 52 | Реконструкция ВЛ-10 кВ КЧ-2 в пос. Украинском Динского района (ориентировочная протяженность 2,2 км.) | G\_prj\_107000\_49915 | 3,41 | 0,00 | -3,41 | -100% |
| 53 | Реконструкция ВЛ-10 кВ АГР-2 в пос. Агроном Динского района (ориентировочная протяженность 2,17 км.) | G\_prj\_107000\_50547 | 3,37 | 0,00 | -3,37 | -100% |
| 54 | Реконструкция ПС 110/10 кВ «Тонкий мыс» с установкой устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю на 1, 2, 3 СШ-10 кВ | G\_prj\_107000\_49883 | 3,32 | 0,00 | -3,32 | -100% |
| 55 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Тверская - Комсомольская в части расширения просеки | I\_prj\_107000\_60100 | 3,50 | 1,02 | -2,48 | -71% |
| 56 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП АО6-322 (ориентировочная протяженность 2,6 км.) | G\_prj\_107000\_50655 | 2,33 | 0,00 | -2,33 | -100% |
| 57 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП СК9-707 в ст. Старокорсунской г. Краснодара (ориентировочная протяженность 2,1 км.) | G\_prj\_107000\_50580 | 2,30 | 0,00 | -2,30 | -100% |
| 58 | Проектирование и строительство пристройки к административному зданию филиала Ленинградские электрические сети | G\_prj\_107000\_49958 | 2,29 | 0,00 | -2,29 | -100% |
| 59 | Реконструкция ПС 110/6/6 кВ «ЗТВС» с установкой устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю на 1+3, 2 СШ-6 кВ | G\_prj\_107000\_50537 | 2,44 | 0,25 | -2,20 | -90% |
| 60 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Ерик - ПДК, Ерик - Тверская в части расширения просек | I\_prj\_107000\_60097 | 2,00 | 0,01 | -1,99 | -100% |
| 61 | Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ «Западная-2» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ - 40 шт. дуговых защит, 1 ячейка выключателя. | G\_prj\_107000\_50701 | 1,91 | 0,00 | -1,91 | -100% |
| 62 | Реконструкция ПС 110/10-6 кВ «ХБК» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ - 48 шт. дуговых защит, 1 ячейка выключателя. | G\_prj\_107000\_50704 | 1,91 | 0,00 | -1,91 | -100% |
| 63 | Реконструкция ПС 110/10 кВ «Лабинск-2» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50721 | 1,91 | 0,07 | -1,85 | -97% |
| 64 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП АО3-320 (ориентировочная протяженность 2,06 км.) | G\_prj\_107000\_50647 | 1,85 | 0,00 | -1,85 | -100% |
| 65 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Горькая Балка» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50764 | 1,91 | 0,07 | -1,85 | -96% |
| 66 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Кубанская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50769 | 1,91 | 0,07 | -1,85 | -96% |
| 67 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Лотос» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50771 | 1,91 | 0,07 | -1,85 | -96% |
| 68 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Малокубанская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50744 | 1,91 | 0,07 | -1,85 | -96% |
| 69 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Новоивановская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50738 | 1,91 | 0,07 | -1,85 | -96% |
| 70 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Ильинская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50767 | 1,91 | 0,07 | -1,85 | -96% |
| 71 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ф. Вокзал от ТП-Л25 Лазаревского РЭС | G\_prj\_107000\_50672 | 2,56 | 0,72 | -1,84 | -72% |
| 72 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Калниболотская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50768 | 1,91 | 0,07 | -1,84 | -96% |
| 73 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Родниковская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50723 | 1,91 | 0,08 | -1,83 | -96% |
| 74 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «НС-18» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50728 | 1,91 | 0,08 | -1,83 | -96% |
| 75 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Еленовская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50683 | 1,91 | 0,09 | -1,82 | -95% |
| 76 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Метеор» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50741 | 1,91 | 0,09 | -1,82 | -95% |
| 77 | Реконструкция ПС 110/10 кВ «РИП» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ - 28 шт. дуговых защит, 1 ячейка выключателя. | G\_prj\_107000\_50677 | 1,91 | 0,11 | -1,80 | -94% |
| 78 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Очистные сооружения» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_49924 | 1,91 | 0,13 | -1,78 | -93% |
| 79 | Реконструкция ПС 110/10 кВ «Червоная» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ - 10 шт. дуговых защит, 1 ячейка выключателя. | G\_prj\_107000\_49928 | 1,91 | 0,13 | -1,78 | -93% |
| 80 | Реконструкция ПС 110 кВ «Южная» с заменой Т-3 25 МВА 110/35/10 на 25 МВА 110/10-6 | H\_prj\_107000\_51009 | 1,78 | 0,00 | -1,78 | -100% |
| 81 | НИОКР. Разработка технических требований к системе автоматизированного проектирования по стандарту IEC 61850, алгоритмов и методики проверки системы автоматизированного проектирования на соответствие техническим требованиям | I\_prj\_107000\_60271 | 8,87 | 7,11 | -1,76 | -20% |
| 82 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «КПТФ» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ - 8 шт. дуговых защит, 1 ячейка выключателя. | G\_prj\_107000\_50700 | 1,91 | 0,17 | -1,75 | -91% |
| 83 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП АО2-340 (ориентировочная протяженность 1,9 км.) | G\_prj\_107000\_50644 | 1,70 | 0,00 | -1,70 | -100% |
| 84 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Лабинск-1» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_49927 | 1,91 | 0,21 | -1,70 | -89% |
| 85 | Реконструкция ПС 110/6 кВ «Курчанская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_49929 | 1,91 | 0,23 | -1,69 | -88% |
| 86 | Реконструкция ПС 110/10 кВ «Новомихайловская» с заменой устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю на 1, 2 СШ-10 кВ | G\_prj\_107000\_50534 | 1,68 | 0,00 | -1,68 | -100% |
| 87 | Реконструкция ПС 110/35/6 кВ «Выселки» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ - 26 шт. дуговых защит, 1 ячейка выключателя. | G\_prj\_107000\_49932 | 1,91 | 0,24 | -1,67 | -87% |
| 88 | Реконструкция ВЛ-10 кВ А161-А401/А4/А402 | F\_prj\_107000\_48889 | 4,00 | 2,33 | -1,67 | -42% |
| 89 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП АО3-335 (ориентировочная протяженность 1,86 км.) | G\_prj\_107000\_50649 | 1,67 | 0,00 | -1,67 | -100% |
| 90 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «КНИИТИМ» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ - 21 шт. дуговых защит, 1 ячейка выключателя. | G\_prj\_107000\_50699 | 1,91 | 0,29 | -1,62 | -85% |
| 91 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП Ах353-331п (ориентировочная протяженность 1,4 км.) | G\_prj\_107000\_50608 | 1,51 | 0,00 | -1,51 | -100% |
| 92 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП СК9-742 в ст. Старокорсунской г. Краснодара (ориентировочная протяженность 1,35 км.) | G\_prj\_107000\_50576 | 1,51 | 0,00 | -1,51 | -100% |
| 93 | Реконструкция ПС 110/10/6 кВ «Сочи» с заменой устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю на 3 СШ-6 кВ и на 4 СШ-10 кВ | G\_prj\_107000\_49880 | 5,00 | 3,50 | -1,50 | -30% |
| 94 | Переустройство ВЛ 35 кВ «Геленджик-Дивноморская» в связи с повреждением в результате паводка опоры №88 «Геленджик-Прасковеевка» на участке совместного подвеса (ориентировочная протяженность 0,44 км.) | H\_prj\_107000\_51045 | 1,81 | 0,40 | -1,41 | -78% |
| 95 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Тверская - Центральная 1,2 в части расширения просеки | I\_prj\_107000\_60101 | 2,50 | 1,09 | -1,41 | -56% |
| 96 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП АО2-341 (ориентировочная протяженность 1,48 км.) | G\_prj\_107000\_50645 | 1,33 | 0,00 | -1,33 | -100% |
| 97 | Строительство ПС35/10 кВ «Бурный» | F\_prj\_107000\_48200 | 6,21 | 4,98 | -1,22 | -20% |
| 98 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Ф-2 от КТП 10/0,4 кВ ТМ-7-221 в Темрюкском районе | G\_prj\_107000\_50591 | 1,33 | 0,11 | -1,21 | -91% |
| 99 | Реконструкция КВЛ 110 кВ Шепси- Туапсе тяговая с отпайкой на ПС Терминал, Туапсинский НПЗ-Шепси в части расширения просек | I\_prj\_107000\_60098 | 1,20 | 0,00 | -1,20 | -100% |
| 100 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП АО3-319 (ориентировочная протяженность 1,31 км.) | G\_prj\_107000\_50646 | 1,17 | 0,00 | -1,17 | -100% |
| 101 | НИОКР. Разработка программно-аппаратного комплекса определения места повреждения для линий 35-750 кВ с оптическими каналами связи | H\_prj\_107000\_51010 | 1,10 | 0,00 | -1,10 | -100% |
| 102 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП Ах322-354п (ориентировочная протяженность 1,11 км.) | G\_prj\_107000\_50604 | 1,09 | 0,00 | -1,09 | -100% |
| 103 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Ф-1 от КТП 10/04 кВ ТМ-2-189 в Темрюкском районе | G\_prj\_107000\_49904 | 1,23 | 0,15 | -1,08 | -88% |
| 104 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП АО1-360 (ориентировочная протяженность 1,12 км.) | G\_prj\_107000\_50642 | 1,00 | 0,00 | -1,00 | -100% |
| 105 | Реконструкция ПС 110/6 кВ «ДСК» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-6 кВ | G\_prj\_107000\_50681 | 4,14 | 3,30 | -0,84 | -20% |
| 106 | Приобретение программно-аппаратного комплекса системы DLP (система защиты от утечки информации) - 1 комплект | I\_prj\_107000\_60261 | 23,65 | 22,84 | -0,81 | -3% |
| 107 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП Ах352-330п (ориентировочная протяженность 0,8 км.) | G\_prj\_107000\_50607 | 0,72 | 0,00 | -0,72 | -100% |
| 108 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП Нп2-22 (ориентировочная протяженность 0,8 км.) | G\_prj\_107000\_50611 | 0,72 | 0,00 | -0,72 | -100% |
| 109 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП Ф5-648 (ориентировочная протяженность 0,78 км.) | G\_prj\_107000\_50614 | 0,70 | 0,00 | -0,70 | -100% |
| 110 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Лебеди» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50745 | 1,91 | 1,23 | -0,69 | -36% |
| 111 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ф. Тереник от ТП-Л208 Лазаревского РЭС | G\_prj\_107000\_50680 | 1,23 | 0,58 | -0,65 | -53% |
| 112 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП КО1-357 (ориентировочная протяженность 0,64 км.) | G\_prj\_107000\_50610 | 0,57 | 0,00 | -0,57 | -100% |
| 113 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП АО6-315 (ориентировочная протяженность 0,53 км.) | G\_prj\_107000\_50653 | 0,48 | 0,00 | -0,48 | -100% |
| 114 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Ф-5 от КТП 10/0,4 кВ ТМ-7-227 в пролетах опор №№7-1/9 в Темрюкском районе | G\_prj\_107000\_50596 | 0,65 | 0,18 | -0,47 | -72% |
| 115 | Организация каналов связи и телемеханики модернизация и расширение ССПИ ПАО "Кубаньэнерго"Организация каналов связи и передачи данных с использованием ВОЛС Армавирские ЭС - МГТС г. Армавир - 2 этап. | I\_prj\_107000\_60156 | 10,60 | 10,15 | -0,45 | -4% |
| 116 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП Ах322-361п (ориентировочная протяженность 0,5 км.) | G\_prj\_107000\_50605 | 0,45 | 0,00 | -0,45 | -100% |
| 117 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Ф-1 от КТП-10/0,4 кВ ТМ-7-221 в Темрюкском районе | G\_prj\_107000\_50590 | 0,72 | 0,37 | -0,36 | -50% |
| 118 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП КО1-351 (ориентировочная протяженность 0,36 км.) | G\_prj\_107000\_50609 | 0,32 | 0,00 | -0,32 | -100% |
| 119 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП Э1-223 (ориентировочная протяженность 0,35 км.) | G\_prj\_107000\_50615 | 0,31 | 0,00 | -0,31 | -100% |
| 120 | Реконструкция ВЛ-04 кВ Ф-5 от КТП 10/0,4 кВ ТМ-7-227 в пролетах №№7-14 в Темрюкском районе | G\_prj\_107000\_50595 | 0,51 | 0,21 | -0,30 | -59% |
| 121 | Строительство отпайки 110 кВ от ВЛ Армавир-Армавирская ТЭЦ к ПС 110 кВ ЗТВС (ориентировочная протяженность 0,48 км) | I\_prj\_107000\_60354 | 0,29 | 0,00 | -0,29 | -100% |
| 122 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ф. Поселок от ТП-Л16 Лазаревского РЭС | G\_prj\_107000\_50675 | 0,80 | 0,51 | -0,28 | -36% |
| 123 | Приобретение высоковольтных пунктов учета 10 кВ - 123 шт. | H\_prj\_107000\_50986 | 3,74 | 3,47 | -0,27 | -7% |
| 124 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Ф-1 от КТП 10/04 кВ ТМ-5-216 в Темрюкском районе | G\_prj\_107000\_50586 | 0,72 | 0,46 | -0,26 | -36% |
| 125 | Приобретение системы защищенного удаленного доступа - 1 комплект | I\_prj\_107000\_60262 | 5,17 | 4,91 | -0,26 | -5% |
| 126 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Ф-3 от КТП 10/0,4 кВ ТМ-7-223 в Темрюкском районе | G\_prj\_107000\_50593 | 1,02 | 0,78 | -0,24 | -23% |
| 127 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Ф-1 от КТП 10/0,4 кВ ТМ-7-886 в пролетах опор №№1-1/4 в Темрюкском районе | G\_prj\_107000\_50597 | 0,29 | 0,06 | -0,23 | -80% |
| 128 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Ф-4 от КТП 10/04 кВ ТМ-7-226 в Темрюкском районе | G\_prj\_107000\_50594 | 0,65 | 0,44 | -0,21 | -32% |
| 129 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП ТМ-7-886 Ф1 от оп.1-оп.3 (ориентировочная протяженность 0,21 км.) | G\_prj\_107000\_50598 | 0,18 | 0,00 | -0,18 | -100% |
| 130 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Ф-2 от КТП 10/04 кВ ТМ-5-681 в Темрюкском районе | G\_prj\_107000\_50589 | 0,36 | 0,19 | -0,17 | -48% |
| 131 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ф. Водокачка от ТП-Л16 Лазаревского РЭС | G\_prj\_107000\_50676 | 0,53 | 0,36 | -0,17 | -32% |
| 132 | Расширение просек на ВЛ 110 кВ Тверская- Туапсе (1 этап) | I\_prj\_107000\_60105 | 7,72 | 7,55 | -0,17 | -2% |
| 133 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ф. Посёлок от ТП-Л25 Лазаревского РЭС | G\_prj\_107000\_50673 | 0,63 | 0,48 | -0,15 | -24% |
| 134 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Ф-1 от КТП 10/0,4 кВ ТМ-5-681 в Темрюкском районе | G\_prj\_107000\_50588 | 0,44 | 0,34 | -0,10 | -23% |
| 135 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП Ах312-113 (ориентировочная протяженность 0,07 км.) | G\_prj\_107000\_50603 | 0,08 | 0,00 | -0,08 | -100% |
| 136 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ф. Бедикова от ТП-Л208 Лазаревского РЭС | G\_prj\_107000\_50682 | 0,44 | 0,36 | -0,08 | -19% |
| 137 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ф. Маяковского от ТП-Л16 Лазаревского РЭС | G\_prj\_107000\_50678 | 0,46 | 0,37 | -0,08 | -18% |
| 138 | Реконструкция ПС 35/10 кВ "Елизаветинская" с заменой трансформатора Т-1 4 МВА на 10 МВА (проектно-изыскательские работы) | I\_prj\_107000\_60121 | 0,32 | 0,27 | -0,05 | -16% |

Большую часть (более 50 % или 522,03 млн руб.) неисполнения плана по финансированию инвестиционной программы за счет собственных тарифных источников формируют следующие 8 инвестиционных проектов:

* Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ (отпайка от ВЛ 110 кВ Афипская 220 – Октябрьская 1,2 цепь) к ПС 110 кВ Шапсуг. Этап I - прохождение трассы по территории Республики Адыгея;
* Реконструкция ПС 110/35/6 кВ "Северная". Установка Т-3 мощностью 40 МВА
* Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ (отпайка от ВЛ 110 кВ Афипская 220 – Октябрьская 1,2 цепь) к ПС 110 кВ Шапсуг. Этап II - прохождение трассы по территории Краснодарского края;
* Реконструкция ВЛ 110 кВ Крымская - Тоннельная, ВЛ 110 кВ Крымская - Неберджаевская, ВЛ 110 кВ Новороссийск - Неберджаевская, ВЛ 110 кВ Кирилловская - Раевская, ВЛ 110 кВ Кирилловская - Солнечная, ВЛ 110 кВ Анапская - Сукко, ВЛ 110 кВ Кирилловская - РИП, ВЛ 110 кВ Тоннельная- Кирилловская, ВЛ 35 кВ КНПС - Баканская, ВЛ 35 кВ КНПС - Саук Дере, ВЛ 35 кВ Тоннельная - Атакай, ВЛ 35 кВ Атакай - Баканская в части расширения просек;
* Реконструкция системы гарантированного питания серверных исполнительного аппарата ПАО "Кубаньэнерго";
* Организация каналов связи и телемеханики, модернизация и расширение ССПИ ПАО "Кубаньэнерго". Реконструкция АСДУ ПС 110 кВ "Забайкаловская" с передачей информации в ЦУС ПАО "Кубаньэнерго" и Кубанское РДУ;
* Строительство 2 КЛ-110 кВ "Восточная-Центральная" длиной по 6,1 км (проектно-изыскательские работы);
* Оснащение ИТСО производственной базы ПАО "Кубаньэнерго".

Основными причинами недофинансирования по результатам реализации ИПР за 2019 год являются:

* длительное согласование задания на проектирование и позднее заключение договора на проектно-изыскательские работы;
* невыполнение, задержка выполнения работ, некачественное, не в полном объеме выполнение работ по вине подрядчика (в том числе получение согласований и прохождение экспертиз, оформление сдаточной документации);
* длительное проведение конкурсных процедур по выбору подрядных организаций;
* изменение технических решений, сроков и объемов выполнения работ.

**Фактический объем финансирования инвестиционной программы за счет собственных тарифных источников по результатам пообъектного анализа исполнения инвестиционной программы за 2019 год**

| **№ п/п** | **Наименование группы объектов** | **Обозначение** | **Финансирование, млн. руб. с НДС** |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | Фактический объем финансирования инвестиционной программы, всего (без учета пообъектного анализа) |  | 2 481,307 |
| 2 | Фактический объем финансирования мероприятий инвестиционной программы, по которым выявлено превышение фактического финансирования над плановым финансированием | - | 555,960 |
| 3 | Фактический объем финансирования мероприятий инвестиционной программы, отсутствующих в инвестиционной программе | - | 67,440 |
| 4 | Фактический объем финансирования мероприятий инвестиционной программы при нулевом утвержденном плане финансирования (финансирование вне плана) | - | 565,569 |
| 5 | Фактический объем финансирования мероприятий инвестиционной программы, по которым выявлено неисполнение относительно планового финансирования, предусмотренного инвестиционной программой | - | 346,838 |
| 6 | Фактический объем финансирования мероприятий инвестиционной программы, соответствующий плану | - | 13,700 |
| 7 | Фактический объем финансирования мероприятий льготного технологического присоединения | - | 931,796 |
| 8 | Фактический объем финансирования инвестиционной программы, всего (с учетом пообъектного анализа исполнения инвестиционной программы) |  | 2 413,863 |
| 9 | Отклонение фактического объема финансирования с учетом пообъектного анализа исполнения инвестиционной программы от фактического объема финансирования инвестиционной программы согласно отчету о реализации инвестиционной программы | - | 67,443 |

С учетом результатов анализа исполнения инвестиционной программы ПАО «Кубаньэнерго» по итогам реализации инвестиционной программы в 2019 году, объем финансирования инвестиционной программы за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) составляет:

* 104% от утвержденного планового значения - при учете результатов финансирования новых инвестиционных проектов;
* 101% от утвержденного планового значения - при учете результатов финансирования инвестиционных проектов, предусмотренных утвержденной в установленном порядке инвестиционной программой от 10.12.2018 г.

Расчетная величина собственных средств для финансирования инвестиционной программы составляет 1 984 747,47 тыс. руб. (без НДС) в соответствии с информацией, отраженной в Экспертном заключении №144-э от 24.12.2018 г., что соответствует величине амортизации 2 381 696,96 тыс. руб. (с НДС), утвержденной в инвестиционной программе в составе источников финансирования (приказ Минэнерго России №18@ от 10.12.2018 г.).

На основе отчетных данных о реализации инвестиционной программы за 2019 год Исполнителем проведена оценка предполагаемой величины корректировки необходимой валовой выручки по результатам исполнения (неисполнения) инвестиционной программы за 2019 год в рамках тарифно-балансовых решений на 2021 год. Оценка выполнена согласно формуле 9 Методических указаний № 98-э . Величина параметров, участвующих в расчете размера корректировки необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) ИПР за 2019 год, а также результаты оценки приведены ниже.

**Оценочный расчет размера корректировки необходимой валовой выручки, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2019 год**

| **№ п/п** | **Наименование показателя** | **Составляющая корректировки НВВ** | |
| --- | --- | --- | --- |
| **Отчет за  2019 год** | **Отчет за 2019 год с учетом пообъектного анализа исполнения** |
| 1 | Расчетная величина собственных средств для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов на 2019 год | 1 984,75 | |
| 2 | Плановый размер финансирования инвестиционной программы на 2019 год за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) (ИПзаяв), млн руб. без НДС | 2 034,95 | |
| 3 | Объем фактического финансирования инвестиционной программы в 2019 году за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) (ИПфакт), млн руб. без НДС | 2 120,05 | 2 062,43 |
| 4 |  | 1,04 | 1,01 |
| 5 | Величина корректировки НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, млн руб. | 83,01 | 26,80 |

*\* Оценка фактического объема финансирования без НДС выполнена исходя из соответствующих величин с НДС за вычетом размера НДС, определяемого исходя из соотношения величин оценки полной стоимости инвестиционных проектов ИПР с НДС (согласно форме 1 отчета за 2019 год) и без НДС (согласно форме 2 отчета за 2019 год) –* *1,1704.*

По оценке Исполнителя, корректировка НВВ по результатам исполнения (неисполнения) ИПР в 2019 году на основе данных об исполнении ИПР за 2019 год производится не будет в виду использования источника финансирования (амортизационные отчисления) в пределах размеров, предусмотренных в составе НВВ согласно тарифно-балансовым решениям на 2019 год (3 671,74 млн руб. – величина амортизационных отчислений, учтенная в ТБР на 2019 год).

В целях минимизации риска учета регулирующим органом сниженной (в отрицательную сторону) оценки величины корректировки НВВ по результатам исполнения (неисполнения) инвестиционной программы 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:
* выписки из оборотно-сальдовых ведомостей по счету (в т.ч в случае выполнения работ хоз. способом);
* акты о приемке выполненных работ (по форме КС-2);
* справки о стоимости выполненных работ (по форме КС-3).
* в составе заявки 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
* в составе заявки об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2021 год дополнительно приложить документы, подтверждающие полную стоимость новых инвестиционных проектов инвестиционной программы.

### **Экспертиза расчета необходимой валовой выручки ПАО «Кубаньэнерго», сформированной на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности, в том числе анализ фактических расходов на оплату услуг ТСО с календарной разбивкой по полугодиям 2019 года.**

### **Экспертиза долгосрочных параметров расчета необходимой валовой выручки ПАО «Кубаньэнерго».**

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, на основании следующих долгосрочных параметров регулирования:

- базовый уровень подконтрольных расходов, устанавливаемый регулирующими органами;

- индекс эффективности подконтрольных расходов определяется регулирующими органами с использованием метода сравнения аналогов в соответствии с [методическими указаниями](consultantplus://offline/ref=B3028F4BB5523BE771AF604F2D2BB662035610DAA8E17C9A85149609144AB87F175793F9C4CDE65C243E5179C8A9398B117139D289412336C5D0P) 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, утверждаемыми Федеральной антимонопольной службой;

- коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, определяемый в соответствии с методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утверждаемыми Федеральной антимонопольной службой;

- уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, определяемый в соответствии с [пунктом 40(1)](consultantplus://offline/ref=B3028F4BB5523BE771AF7E41292BB66201551BDCAFE87C9A85149609144AB87F175793FDC5CAED09747150258DF82A8A17713BD095C4D3P) настоящего документа;

- уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг), устанавливаемый в соответствии с [пунктом 8](consultantplus://offline/ref=B3028F4BB5523BE771AF7E41292BB66201551BDCAFE87C9A85149609144AB87F175793F9C4CDE75E273E5179C8A9398B117139D289412336C5D0P) настоящего документа и применяемый при регулировании тарифов с даты вступления в силу методических указаний по расчету уровня надежности и качества реализуемых товаров (услуг), утвержденных приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций».

Расчет необходимой валовой выручки на очередной период регулирования в течение долгосрочного периода регулирования, при применении метода индексации необходимой валовой выручки производится согласно формуле 2 пункта 11 Методических указаний № 98-э:

E:\formula.png

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

2019 г. является вторым годом второго долгосрочного периода регулирования.

Письмом от 28.04.2018 № КЭ/1200/178 ПАО «Кубаньэнерго» в адрес РЭК - департамента было направлено Заявление на открытие дела об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год и корректировке необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии по сетям ПАО «Кубаньэнерго» на 2019 год методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки с приложением расчетных таблиц и обосновывающих материалов.

Затем в течении 2018 г. письмами от ПАО «Кубаньэнерго» от 19.09.2018 г., 31.10.2018 г., 03.12.2018 г., 20.12.2018 г., 25.12.2018 г. уточнена величина корректировки необходимой валовой выручки.

Итоговая величина НВВ на содержание электросетевых объектов ПАО «Кубаньэнерго» заявлена в размере 35 916 459,88 тыс. руб., что на 30,0% выше утвержденного на 2018 г. уровня

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Наименование** | **Ед. изм.** | **ТБР на 2018 год** | **Первоначальное предложение ПАО «Кубаньэнерго» на 2019 год** | **Итоговое предложение ПАО «Кубаньэнерго» на 2019 год** | **Итоговое предложение/**  **ТБР на 2018 г., %** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** |
| **1.** | **НВВ на содержание** | **тыс. руб.** | **27 621 287,1** | **35 713 881,5** | **35 916 459,9** | **30,0%** |
| ***1.1.*** | ***Подконтрольные расходы*** | ***тыс. руб.*** | ***7 458 825,6*** | ***7 666 066,7*** | ***7 785 529,9*** | ***4,4%*** |
| 1.1.1. | Материальные расходы | тыс. руб. | 1 777 502,6 | 1 826 889,9 | 1 855 359,1 | 4,4% |
| 1.1.2. | Работы и услуги производственного характера | тыс. руб. | 994 889,8 | 1 022 532,5 | 1 038 467,0 | 4,4% |
| 1.1.3. | Расходы на оплату труда | тыс. руб. | 3 996 161,6 | 4 107 193,7 | 4 171 197,7 | 4,4% |
| 1.1.4. | Прочие подконтрольные расходы | тыс. руб. | 690 271,6 | 709 450,5 | 720 506,2 | 4,4% |
| ***1.2.*** | ***Неподконтрольные расходы, в т.ч.*** | ***тыс. руб.*** | ***18 275 132,7*** | ***20 669 547,5*** | ***20 365 598,5*** | ***11,4%*** |
| 1.2.1. | Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС» | тыс. руб. | 7 541 439,5 | 7 546 526,9 | 7 610 952,0 | 0,9% |
| 1.2.2. | Плата за аренду имущества и лизинг | тыс. руб. | 83 077,5 | 256 162,6 | 260 852,0 | 214,0% |
| 1.2.3. | Налоги, всего (кроме налога на прибыль) | тыс. руб. | 812 978,0 | 1 360 227,2 | 1 059 061,0 | 30,3% |
| 1.2.4. | Отчисления на социальные нужды (страховые взносы) | тыс. руб. | 1 214 833,1 | 1 248 586,9 | 1 268 044,1 | 4,4% |
| 1.2.5. | Налог па прибыль | тыс. руб. | 1 316 839,0 | 642 398,0 | 642 398,0 | -51,2% |
| 1.2.6. | Покупная тепловая энергия на производственные и хозяйственные нужды | тыс. руб. | 12 132,6 | 12 427,9 | 12 499,6 | 3,0% |
| 1.2.7. | Выпадающие от льготного ТП | тыс. руб. | 822 738,6 | 825 289,0 | 722 999,7 | -12,1% |
| 1.2.8. | Амортизация | тыс. руб. | 4 180 565,9 | 5 079 900,7 | 4 351 001,6 | 4,1% |
| 1.2.9. | Проценты по кредитам | тыс. руб. | 2 217 273,9 | 2 253 013,3 | 2 189 114,2 | -1,3% |
| 1.2.10. | Дивиденды | тыс. руб. | - | - | 1 745 316,0 | - |
| 1.2.11. | Прочие расходы (в т.ч. расходы из прибыли) | тыс. руб. | 73 254,5 | 1 445 015,0 | 503 360,5 | 587,1% |
| ***1.3.*** | ***Выпадающие доходы/экономия средств*** | ***тыс. руб.*** | ***1 887 328,9*** | ***7 378 267,4*** | ***7 765 331,4*** | ***311,4%*** |
| **2.** | **Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии** | **тыс. руб.** | **7 711 782,5** | **9 367 941,2** | **8 775 447,2** | **13,8%** |
| 2.1. | Величина технологического расхода (потерь) электроэнергии | млн. кВт\*ч | 2 458,5 | 2 726,5 | 2 457,4 | 0,0% |
| 2.2. | Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям | % | 10,5 | 11,7 | 10,5 | 0,0% |
| 2.3. | Тариф покупки потерь | руб/МВт\*ч | 3 136,8 | 3 435,8 | 3 571,0 | 13,8% |
| **3.=1.+2.** | **НВВ собственная (без ТСО)** | **тыс. руб.** | **35 333 069,6** | **45 081 822,7** | **44 691 907,1** | **26,5%** |

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

Приказом Региональной энергетической комиссии – департамента цен и тарифов Краснодарского края от 28.12.2018 № 90/2018-э «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Краснодарского края и Республики Адыгея» для ПАО «Кубаньэнерго» утверждена необходимая валовая выручка на содержание на 2019 г. в размере 28 574 636,5 тыс. руб. (на 20,44% или на 7 341 823,4 тыс. руб. ниже предложения   
ПАО «Кубаньэнерго»).

| **№ п/п** | **Наименование** | **Единицы измерения** | **ТБР на 2018 год** | **Итоговое предложение ПАО «Кубаньэнерго» на 2019 год** | **ТБР на 2019 год** | **ТБР на 2019/ТБР на 2018, %** | **ТБР 2019/Итоговое предложение, %** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** |
| **1.** | **НВВ на содержание** | **тыс. руб.** | **27 621 287,1** | **35 916 459,9** | **28 574 636,5** | **3,45%** | **-20,44%** |
| ***1.1.*** | ***Подконтрольные расходы*** | ***тыс. руб.*** | ***7 458 825,6*** | ***7 785 529,9*** | ***7 763 381,5*** | ***4,08%*** | ***-0,28%*** |
| 1.1.1. | Материальные расходы | тыс. руб. | 1 777 502,6 | 1 855 359,1 | 1 850 080,9 | 4,08% | -0,28% |
| 1.1.2. | Работы и услуги производственного характера | тыс. руб. | 994 889,8 | 1 038 467,0 | 1 035 512,7 | 4,08% | -0,28% |
| 1.1.3. | Расходы на оплату труда | тыс. руб. | 3 996 161,6 | 4 171 197,7 | 4 159 331,4 | 4,08% | -0,28% |
| 1.1.4. | Прочие подконтрольные расходы | тыс. руб. | 690 271,6 | 720 506,2 | 718 456,5 | 4,08% | -0,28% |
| ***1.2.*** | ***Неподконтрольные расходы, в т.ч.*** | ***тыс. руб.*** | ***18 275 132,7*** | ***20 365 598,5*** | ***17 423 132,3*** | ***-4,66%*** | ***-14,45%*** |
| 1.2.1. | Оплата услуг ПАО "ФСК ЕЭС" | тыс. руб. | 7 541 439,5 | 7 610 952,0 | 7 686 178,0 | 1,92% | 0,99% |
| 1.2.2. | Плата за аренду имущества и лизинг | тыс. руб. | 83 077,5 | 260 852,0 | 90 563,4 | 9,01% | -65,28% |
| 1.2.3. | Налоги, всего (кроме налога на прибыль) | тыс. руб. | 812 978,0 | 1 059 061,0 | 1 059 061,0 | 30,27% | 0,00% |
| 1.2.4. | Отчисления на социальные нужды (страховые взносы) | тыс. руб. | 1 214 833,1 | 1 268 044,1 | 1 264 436,7 | 4,08% | -0,28% |
| 1.2.5. | Налог па прибыль | тыс. руб. | 1 316 839,0 | 642 398,0 | 642 398,0 | -51,22% | 0,00% |
| 1.2.6. | Покупная тепловая энергия на производственные и хозяйственные нужды | тыс. руб. | 12 132,6 | 12 499,6 | 12 499,6 | 3,02% | 0,00% |
| 1.2.7. | Выпадающие от льготного ТП | тыс. руб. | 822 738,6 | 722 999,7 | 722 793,6 | -12,15% | -0,03% |
| 1.2.8. | Амортизация | тыс. руб. | 4 180 565,9 | 4 351 001,6 | 3 671 741,7 | -12,17% | -15,61% |
| 1.2.9. | Проценты по кредитам | тыс. руб. | 2 217 273,9 | 2 189 114,2 | 2 189 114,2 | -1,27% | 0,00% |
| 1.2.10. | Дивиденды | тыс. руб. | - | 1 745 316,0 | 0,0 | - | -100,00% |
| 1.2.11. | Прочие расходы (в т.ч. расходы из прибыли) | тыс. руб. | 73 254,5 | 503 360,5 | 84 346,1 | 15,14% | -83,24% |
| ***1.3.*** | ***Выпадающие доходы/экономия средств*** | ***тыс. руб.*** | ***1 887 328,9*** | ***7 765 331,4*** | ***3 388 122,7*** | ***79,52%*** | ***-56,37%*** |
| **2.** | **Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии** | **тыс. руб.** | **7 711 782,5** | **8 775 447,2** | **7 858 539,2** | **1,90%** | **-10,45%** |
| 2.1. | Величина технологического расхода (потерь) электроэнергии | млн. кВт\*ч | 2 458,5 | 2 457,4 | 2 457,4 | -0,04% | 0,00% |
| 2.2. | Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям | % | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 0,00% | 0,00% |
| 2.3. | Тариф покупки потерь | руб/МВт\*ч | 3 136,8 | 3 571,0 | 3 197,9 | 1,95% | -10,45% |
| **3.=1.+2.** | **НВВ собственная (без ТСО)** | **тыс. руб.** | **35 333 069,6** | **44 691 907,1** | **36 433 175,7** | **3,11%** | **-18,48%** |

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

В рамках первого этапа работы Исполнителем выполнена экспертиза обоснованности решений, принятых регулирующими органами при определении необходимой валовой выручки ПАО «Кубаньэнерго» при установлении тарифов на 2019 год, а именно:

* экспертиза расчетов подконтрольных расходов;
* анализ обоснованности принятых регулирующими органами в расчет тарифов долгосрочных параметров регулирования;
* экспертиза обоснованности расчетов по статьям неподконтрольных расходов;
* экспертиза обоснованности расходов на компенсацию потерь.

Необходимая валовая выручка ПАО «Кубаньэнерго» (без учета стоимости услуг территориально сетевых организаций и величины корректировок, в том числе по надежности и качеству) установлена на 2019 г. на основании утвержденных РЭК – департаментом параметров в размере 33 045 053,0 тыс. руб., что на 10,51% или 3 881 522,6 тыс. руб. ниже предложения ПАО «Кубаньэнерго». Данное отклонение связано со следующим.

* НВВ в части содержания электрических сетей, принятая РЭК – департаментом, на 10,53% или 2 964 614,6 тыс. руб. меньше заявленного   
  ПАО «Кубаньэнерго» уровня.
* НВВ в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии, принятая РЭК – департаментом, на 10,45% или 916 908,0 тыс. руб. меньше заявленного ПАО «Кубаньэнерго» уровня.

В целях проверки обоснованности принятого РЭК - департаментом и заявленного ПАО «Кубаньэнерго» уровня расходов Исполнителем выполнен альтернативный расчет на основании требований нормативных документов, представленных ПАО «Кубаньэнерго» обосновывающих документов, а также информации из открытых источников.

На основании выполненного анализа расчетов обоснованности принятого РЭК - департаментом уровня подконтрольных расходов по статьям расходов на 2019 г. Исполнитель отмечает, что принятые параметры расчета подконтрольных расходов являются обоснованными. Позиция Исполнителя отражена в разделе «Экспертиза расчета подконтрольных расходов, учтенных Региональной энергетической комиссией – Департаментом цен и тарифов Краснодарского края в необходимой валовой выручке при установлении тарифов на 2019 год».

На основании выполненного анализа обоснованности принятого РЭК – департаментом уровня расходов по статьям неподконтрольных расходов на 2019 г. Исполнитель отмечает следующее:

* по статье «Проценты к уплате» необходимо проведение дополнительного анализа соответствующих расходов за более длительный ретроспективный период, выходящий за период анализа в рамках данного этапа
* по статье «Прочие неподконтрольные расходы» РЭК – департаментом по мнению Исполнителя включены расходы, не связанных с производственной деятельностью ;
* по статье «Дивиденды» РЭК – департаментом принято решение в соответствии с письмом ФАС России от 20.11.2017 № ИА/80721/17.

Стоимость электрической энергии (мощности), приобретаемой в целях компенсации потерь электрической энергии, определена Исполнителем в размере 7 396 852,04 тыс. руб., что на 5,87% меньше утвержденной РЭК – департаментом величины и на 15,71% меньше заявленного ПАО «Кубаньэнерго» уровня. Исполнитель отмечает, что величина расходов ПАО «Кубаньэнерго» на компенсацию потерь должна определяться в соответствии с положениями Основ ценообразования № 1178, а также по формуле 15.21 Методических указаний № 20-э/2 исходя из составляющих цены на электрическую энергию (стоимости производства электрической энергии, сбытовой надбавки, инфраструктурных платежей).

С целью исключения рисков изъятия расходов Исполнителем по каждой статье расходов сформирован рекомендуемый пакет обосновывающих материалов на очередной период регулирования, а также подход к определению расходов по статьям с указанием источников нормативных актов (представлено в соответствующих разделах отчета).

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Показатель** | **Ед. изм.** | **Предложение ПАО «Кубаньэнерго» на 2019 год, тыс. руб.** | **ТБР на 2019 год, тыс. руб.** | **Расчет Исполнителя, тыс. руб.** | **Отклонение расчет Исполнителя/ТБР 2019, %** | **Факт 2019, тыс. руб.** | **Отклонение от фактического уровня, %** | |
| **ТБР** | **Расчет Исполнителя** |
| **1.** | **Неподконтрольные расходы, в т.ч.** | **тыс. руб.** | **20 365 598,5** | **17 423 132,3** | **17 531 342,0** | **0,6%** | **19 424 390,0** | **11,49%** | **10,8%** |
| 1.1. | Оплата услуг ПАО "ФСК ЕЭС" | тыс. руб. | 7 610 952,0 | 7 686 178,0 | 7 679 132,5 | -0,1% | 7 647 277,0 | -0,51% | -0,4% |
| 1.2. | Плата за аренду имущества и лизинг | тыс. руб. | 260 852,0 | 90 563,4 | 82 511,68 | -8,9% | 190 819,0 | 110,70% | 131,3% |
| 1.3. | Налоги, всего (кроме налога на прибыль) | тыс. руб. | 1 059 061,0 | 1 059 061,0 | 1 059 043,68 | -0,002% | 630 416,0 | -40,47% | -40,5% |
| 1.4. | Отчисления на социальные нужды (страховые взносы) | тыс. руб. | 1 268 044,1 | 1 264 436,7 | 1 201 955,97 | -4,9% | 1 181 970,0 | -6,52% | -1,7% |
| 1.5. | Налог па прибыль | тыс. руб. | 642 398,0 | 642 398,0 | 630 427,9 | -1,9% | 1 096 752,0 | 70,73% | 74,0% |
| 1.6. | Покупная тепловая энергия на производственные и хозяйственные нужды | тыс. руб. | 12 499,6 | 12 499,6 | 12 721,78 | 1,8% | 6 398,0 | -48,81% | -49,7% |
| 1.7. | Выпадающие от льготного ТП | тыс. руб. | 722 999,7 | 722 793,6 | 722 793,6 | 0,0% | 899 376,0 | 24,43% | 24,4% |
| 1.8. | Амортизация | тыс. руб. | 4 351 001,6 | 3 671 741,7 | 3 921 617,5 5 | 6,8% | 4 048 822,0 | 10,27% | 3,2% |
| 1.9. | Проценты по кредитам | тыс. руб. | 2 189 114,2 | 2 189 114,2 | 2 189 114,2 | 0,0% | 1 971 069,0 | -9,96% | -10,0% |
| 1.10. | Дивиденды | тыс. руб. | 1 745 316,0 | 0,0 | 0,0 | - | - | - | - |
| 1.11. | Прочие расходы (в т.ч. расходы из прибыли) | тыс. руб. | 503 360,5 | 84 346,1 | 32 023,2 | -62,0% | 1 749 654,0 | 1 974,38% | 5363,7% |

Фактическая собственная выручка на содержание электросетевых объектов ПАО «Кубаньэнерго» в 2019 году сложилась в размере 27 848 098,0 тыс. руб., что на 2,54% или на 726 538,5 тыс. руб. ниже утвержденной РЭК – департаментом.

Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии в 2019 году сложилась в размере 7 334 683,3 тыс. руб., что на 6,67% или на 523 855,9 тыс. руб. выше утвержденной РЭК – департаментом.

Собственная НВВ без учета оплаты услуг ТСО в 2019 году сложилась в размере 35 182 781,3 тыс. руб., что на 3,43% или 1 250 394,4 тыс. руб. ниже утвержденной РЭК – департаментом.

| **№ п/п** | **Наименование** | **Единицы измерения** | **Итоговое предложение ПАО «Кубаньэнерго» на 2019 год** | **ТБР на 2019 год** | **ТБР 2019-Итоговое предложение, тыс. руб.** | **ТБР 2019/Итоговое предложение, %** | **Факт 2019 г.** | **Факт-ТБР 2019, тыс. руб.** | **Факт /ТБР 2019, %** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **1.** | **НВВ на содержание** | **тыс. руб.** | **35 916 459,9** | **28 574 636,5** | **-7 341 823,4** | **-20,44%** | **27 848 098,0** | **-726 538,5** | **-2,54%** |
| 1.1. | Подконтрольные расходы | тыс. руб. | 7 785 529,9 | 7 763 381,5 | -22 148,4 | -0,28% | 8 423 708,0 | 660 326,5 | 8,51% |
| 1.1.1. | Материальные расходы | тыс. руб. | 1 855 359,1 | 1 850 080,9 | -5 278,2 | -0,28% | 1 739 279,0 | -110 801,9 | -5,99% |
| 1.1.2. | Работы и услуги производственного характера | тыс. руб. | 1 038 467,0 | 1 035 512,7 | -2 954,3 | -0,28% | 1 584 006,0 | 548 493,3 | 52,97% |
| 1.1.3. | Расходы на оплату труда | тыс. руб. | 4 171 197,7 | 4 159 331,4 | -11 866,3 | -0,28% | 3 955 680,0 | -203 651,4 | -4,90% |
| 1.1.4. | Прочие подконтрольные расходы | тыс. руб. | 720 506,2 | 718 456,5 | -2 049,7 | -0,28% | 1 144 743,0 | 426 286,5 | 59,33% |
| 1.2. | Неподконтрольные расходы, в т.ч. | тыс. руб. | 20 365 598,5 | 17 423 132,3 | -2 942 466,2 | -14,45% | 19 424 390,0 | 2 001 257,7 | 11,49% |
| 1.2.1. | Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС» | тыс. руб. | 7 610 952,0 | 7 686 178,0 | 75 226,0 | 0,99% | 7 647 277,0 | -38 901,0 | -0,51% |
| 1.2.2. | Плата за аренду имущества и лизинг | тыс. руб. | 260 852,0 | 90 563,4 | -170 288,5 | -65,28% | 190 819,0 | 100 255,6 | 110,70% |
| 1.2.3. | Налоги, всего (кроме налога на прибыль) | тыс. руб. | 1 059 061,0 | 1 059 061,0 | 0,0 | 0,00% | 630 416,0 | -428 645,0 | -40,47% |
| 1.2.4. | Отчисления на социальные нужды (страховые взносы) | тыс. руб. | 1 268 044,1 | 1 264 436,7 | -3 607,4 | -0,28% | 1 181 970,0 | -82 466,7 | -6,52% |
| 1.2.5. | Налог па прибыль | тыс. руб. | 642 398,0 | 642 398,0 | 0,0 | 0,00% | 1 096 752,0 | 454 354,0 | 70,73% |
| 1.2.6. | Покупная тепловая энергия на производственные и хозяйственные нужды | тыс. руб. | 12 499,6 | 12 499,6 | 0,0 | 0,00% | 6 398,0 | -6 101,6 | -48,81% |
| 1.2.7. | Выпадающие от льготного ТП | тыс. руб. | 722 999,7 | 722 793,6 | -206,1 | -0,03% | 899 376,0 | 176 582,4 | 24,43% |
| 1.2.8. | Амортизация | тыс. руб. | 4 351 001,6 | 3 671 741,7 | -679 259,8 | -15,61% | 4 048 822,0 | 377 080,3 | 10,27% |
| 1.2.9. | Проценты по кредитам | тыс. руб. | 2 189 114,2 | 2 189 114,2 | 0,0 | 0,00% | 1 971 069,0 | -218 045,2 | -9,96% |
| 1.2.10. | Дивиденды | тыс. руб. | 1 745 316,0 | 0,0 | -1 745 316,0 | -100,00% | - | - | - |
| 1.2.11. | Прочие расходы (в т.ч. расходы из прибыли) | тыс. руб. | 503 360,5 | 84 346,1 | -419 014,4 | -83,24% | 1 749 654,0 | 1 665 307,9 | 1974,38% |
| 1.3. | Выпадающие доходы/экономия средств | тыс. руб. | 7 765 331,4 | 3 388 122,7 | -4 377 208,8 | -56,37% | 0,0 | -3 388 122,7 | -100,00% |
| **2.** | **Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии** | **тыс. руб.** | **8 775 447,2** | **7 858 539,2** | **-916 908,0** | **-10,45%** | **7 861 591,0** | **3 051,8** | **0,04%** |
| 2.1. | Величина технологического расхода (потерь) электроэнергии | млн. кВт\*ч | 2 457,4 | 2 457,4 | 0,0 | 0,00% | 2 426,4 | -31,0 | -1,26% |
| 2.2. | Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям | % | 10,5 | 10,5 | 0,0 | 0,00% | - | - | - |
| 2.3. | Тариф покупки потерь | руб./МВт\*ч | 3 571,0 | 3 197,9 | -373,1 | -10,45% | 3 240,0 | 42,2 | 1,32% |
| **3.=1.+2.** | **НВВ собственная (без ТСО)** | **тыс. руб.** | **44 691 907,1** | **36 433 175,7** | **-8 258 731,4** | **-18,48%** | **35 709 689,0** | **-723 486,7** | **-1,99%** |

### **Анализ фактических расходов ПАО «Кубаньэнерго» 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.

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Расходы на услуги по передаче электрической энергии по сетям территориальных сетевых организаций заявлены ПАО «Кубаньэнерго» на 2019 г. в размере 13 370 967,69 тыс. руб., в том числе:

* плата за содержание сетей – 8 299 940,51 тыс. руб.;
* затраты на компенсацию технологической величины (потерь) – 5 071 027,18 тыс. руб.

Приложенный ПАО «Кубаньэнерго» к тарифной заявке расчет затрат на оплату услуг по передаче электрической энергии ТСО на 2019 г. представлен в таблице.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Наименование** | **Ед. изм.** | **2019 год** | **1 полугодие** | **2 полугодие** |
| 1.1 | Объем услуг по передаче электрической энергии | тыс. кВтч | 11 488 767,72 | 5 507 524,02 | 5 981 243,69 |
| 1.2 | Средняя ставка на оплату потерь | руб./МВтч | 441,39 | 441,39 | 441,39 |
| 1.3 | Затраты на компенсацию потерь | тыс. руб. | 5 071 027,18 | 2 430 966,03 | 2 640 061,15 |
| 2.1 | Величина мощности | МВт | 3 361,33 | 3 361,33 | 3 361,33 |
| 2.2 | Средняя ставка на содержание электрических сетей | руб./МВт в мес. | 205 770,12 | 205 770,12 | 205 770,12 |
| 2.3 | Затраты на содержание электрических сетей | тыс. руб. | 8 299 940,51 | 4 149 970,25 | 4 149 970,25 |
| 3 | Итого затраты на оплату услуг ТСО | тыс. руб. | 13 370 967,69 | 6 580 936,28 | 6 790 031,41 |

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

РЭК – департаментом расходы на услуги по передаче электрической энергии по сетям территориальных сетевых организаций приняты в размере 14 082 456,92 тыс. руб., в том числе:

* плата за содержание сетей – 9 322 459,67 тыс. руб.;
* затраты на компенсацию технологической величины (потерь) – 4 759 997,25 тыс. руб.

При этом затраты на услуги ТСО в «котле» ПАО «Кубаньэнерго», (без учета объемов потребителей энергосбытовых компаний, опосредованно присоединенных к электрическим сетям), приняты на 2019 год в размере   
12 691 850,08 тыс. руб. в том числе:

* плата за содержание сетей – 8 104 610,35 тыс. руб.;
* затраты на компенсацию технологической величины (потерь) – 4 578 239,72 тыс. руб.

По данным Экспертного заключения, НВВ ТСО, не учтенная при расчете НВВ ПАО «Кубаньэнерго», составляет:

* филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Сочинское ПМЭС в размере выручки   
  1 025 314,92 тыс. руб.
* АО «НЭСК-электросети» в размере выручки 20 570,87 тыс. руб.
* ОАО «РЖД» в размере выручки 27 866,03 тыс. руб.
* ООО «Майкопская ТЭЦ» в размере расходов на содержание собственных сетей (с учетом потерь) в размере 316 855,02 тыс. руб., исходя из выручки по единым (котловым) тарифам в размере 780 819,99 тыс. руб. и расходов на оплату услуг в ПАО «Кубаньэнерго» по индивидуальным тарифам   
  463 964,97 тыс. руб.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

На территории Краснодарского края и Республика Адыгея действует схема расчетов между территориальными сетевыми организациями «смешанный котел». ПАО «Кубаньэнерго» является «котлодержателем» и осуществляет распределение денежных средств, полученных с потребителей региона по единым (котловым) тарифам, между электросетевыми организациями в собственном «котле». Исполнителем в данном разделе рассматривается оплата услуг ТСО, входящих в «котел» ПАО «Кубаньэнерго».

В состав необходимой валовой выручки ПАО «Кубаньэнерго» 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 2 сетевыми организациями, установленных РЭК – департаментом на 2019 год, 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 тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями Краснодарского края и Республики Адыгея утверждены приказами Региональной энергетической комиссии – департамента цен и тарифов Краснодарского края от 26.12.2018   
№ 88/2018-э и от 28.12.2018 № 89/2018-э.

Исполнитель отмечает отсутствие информации по плановым балансовым показателям территориальных сетевых организации (объема сальдо-перетока между смежными сетевыми организациями, величины заявленной мощности, уровня потерь электрической энергии в сетях ТСО), учтенных РЭК - департаментом при расчете и принятии тарифно-балансовых решений на 2019 год, что не позволяет произвести сравнительный анализ отклонения фактических расходов ПАО «Кубаньэнерго» на оплату услуг смежных сетевых организаций от плановых.

Исполнителем определены фактические расходы ПАО «Кубаньэнерго» на оплату услуг ТСО в 2019 году на основании актов об оказании услуг по договорам оказания услуг между ПАО «Кубаньэнерго» и ТСО.

**Расчет Исполнителем фактических расходов на плату услуг ТСО за 2019 г.**

|  | Территориальная сетевая организация | Стоимость по данным ПАО «Кубаньэнерго», тыс. руб. | Расчет Исполнителя по данным актов оказания услуг | | | | | | | Отклонение расчет/данные ПАО «Кубаньэнерго», % |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Фактический объем оказанных услуг, тыс. кВтч | Ставка на оплату технологического расхода (потерь), установленная РЭК - департаментом, руб./МВтч | Стоимость ээ, тыс. руб. | Фактический объем оказанных услуг, МВт | Ставка на содержание электрических сетей, установленная РЭК - департаментом, руб./МВт\*мес. | Стоимость мощности, тыс. руб. | Стоимость суммарная, тыс. руб. |
| 1 | ООО «Агропромышленные активы» | 18 394,68 | 11 035,30 | 277,12 | 3 058,09 | 5,40 | 236 675,71 | 15 336,59 | 18 394,68 | 0,00% |
| 2 | ООО «АКСОЙ» | 204 922,32 | 327 546,21 | 298,59 | 97 802,02 | 122,37 | 72 948,84 | 107 120,29 | 204 922,32 | 0,00% |
| 3 | ООО «Актон» | 43 635,61 | 28 572,67 | 1 527,18 | 43 635,61 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 43 635,61 | 0,00% |
| 4 | ООО «АЛГА» | 13 746,58 | 14 762,72 | 207,60 | 3 064,74 | 10,75 | 82 838,13 | 10 681,84 | 13 746,58 | 0,00% |
| 5 | ООО «Афипский НПЗ» | 3 009,47 | 6 062,71 | 496,39 | 3 009,47 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3 009,47 | 0,00% |
| 6 | ООО «ВТ-Ресурс» | 37 397,84 | 47 254,21 | 267,57 | 12 643,81 | 21,65 | 95 273,79 | 24 754,04 | 37 397,84 | 0,00% |
| 7 | ООО «Газпромэнерго» Северо-Кавказский филиал | 30 319,56 | 62 976,46 | 65,64 | 4 133,77 | 20,39 | 116 749,66 | 26 185,78 | 30 319,56 | 0,00% |
| 8 | ООО «Каневскагропромэнерго» | 9 374,88 | 15 901,88 | 196,77 | 3 129,01 | 15,42 | 33 753,26 | 6 245,87 | 9 374,88 | 0,00% |
| 9 | ООО «Капитал груп» | 76 698,39 | 28 657,40 | 2 676,39 | 76 698,39 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 76 698,39 | 0,00% |
| 10 | ООО «КВЭП» | 31 307,29 | 57 461,65 | 164,94 | 9 477,72 | 10,55 | 172 429,39 | 21 829,56 | 31 307,29 | 0,00% |
| 11 | ЗАО «КНПЗ-КЭН» | 5 961,88 | 69 300,03 | 86,03 | 5 961,88 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 5 961,88 | 0,00% |
| 12 | ООО «Краснодар Водоканал» | 10 852,37 | 26 816,49 | 404,69 | 10 852,37 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 10 852,37 | 0,00% |
| 13 | ФГУ «Краснодарское водохранилище» | 8 974,81 | 11 653,42 | 115,05 | 1 340,73 | 11,75 | 53 390,02 | 7 634,08 | 4 206,33 | 0,00% |
| 14 | ООО «Краснодарэнерго» | 107 208,84 | 169 497,46 | 632,51 | 107 208,84 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 107 208,84 | 0,00% |
| 15 | ООО «Кубаньречфлот-сервис» | 5 958,94 | 7 880,87 | 151,97 | 1 197,66 | 4,97 | 87 073,90 | 4 761,29 | 5 958,94 | 0,00% |
| 16 | ООО «Кубаньэлектросеть» | 69 121,44 | 178 942,01 | 221,30 | 39 599,87 | 66,67 | 36 899,98 | 29 521,58 | 69 121,44 | 0,00% |
| 17 | ООО «Кубанская электросетевая компания» | 25 781,88 | 28 798,33 | 287,80 | 8 288,16 | 6,49 | 224 624,04 | 17 493,72 | 25 781,88 | 0,00% |
| 18 | ООО «Легион» | 55 316,83 | 34 329,00 | 314,57 | 10 798,87 | 23,30 | 159 244,08 | 44 517,96 | 55 316,83 | 0,00% |
| 19 | ОАО «Международный аэропорт Краснодар» | 7 166,15 | 2 986,32 | 2 399,66 | 7 166,15 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 7 166,15 | 0,00% |
| 20 | ОАО «Международный аэропорт Сочи» | 12 883,33 | 6 136,00 | 2 099,63 | 12 883,33 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 12 883,33 | 0,00% |
| 21 | АО «МСК Энерго», (АО «Энергосервис») | 11 348,32 | 14 154,09 | 801,77 | 11 348,32 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 11 348,32 | 0,00% |
| 22 | ОАО «Нефтегазтехнология-Энергия» | 214 221,73 | 489 458,98 | 197,99 | 96 907,98 | 135,54 | 78 684,42 | 117 313,75 | 214 221,73 | 0,00% |
| 23 | ООО «Нефтестройиндустрия-Юг фирма» | 17 311,02 | 25 666,00 | 96,15 | 2 467,79 | 19,84 | 68 020,20 | 14 843,23 | 17 311,02 | 0,00% |
| 24 | ОАО «Новорослесэкспорт» | 9 349,25 | 143 046,69 | 10,95 | 1 566,36 | 29,30 | 22 132,49 | 7 782,89 | 9 349,25 | 0,00% |
| 25 | АО «Новороссийский морской торговый порт» | 35 780,63 | 27 055,70 | 88,33 | 2 389,83 | 20,37 | 136 594,52 | 33 390,80 | 35 780,63 | 0,00% |
| 26 | АО «НЭСК-электросети» | 8 857 305,38 | 6834605,83 | 525,03 | 3588373,10 | 1 327,40 | 330 780,24 | 5 268 932,29 | 8 857 305,63 | 0,00% |
| 27 | ОАО «Оборонэнерго» филиал Южный | 148 205,91 | 235 461,57 | 258,20 | 60 796,18 | 87,82 | 90 489,55 | 87 409,74 | 148 205,91 | 0,00% |
| 28 | ООО «Орионэнергогрупп» | 6 301,25 | 4 299,02 | 189,64 | 815,27 | 4,13 | 189 682,71 | 5 485,98 | 4 495,07 | 0,00% |
| 29 | ОАО «Прибой» | 3 773,78 | 6 525,82 | 364,20 | 2 376,70 | 8,41 | 15 103,54 | 1 397,08 | 3 773,78 | 0,00% |
| 30 | ООО «Районная электросетевая компания» | 28 376,86 | 30 493,61 | 259,24 | 7 905,16 | 18,49 | 92 284,69 | 20 471,70 | 28 375,75 | 0,00% |
| 31 | ОАО «РЖД» | 794 995,84 | 2 828 750,98 | 41,38 | 117 050,89 | 717,70 | 78 717,09 | 677 944,96 | 794 995,84 | 0,00% |
| 32 | ООО «РОСТЭКЭЛЕКТРОСЕТИ» | 78 607,03 | 87 141,40 | 145,93 | 12 716,54 | 50,68 | 130 003,53 | 65 890,48 | 78 607,03 | 0,00% |
| 33 | ООО «Сервис-Проф-Энерго» | 2 309,47 | 1 599,63 | 544,12 | 870,39 | 1,49 | 88 097,87 | 1 439,08 | 2 309,47 | 0,00% |
| 34 | ООО «СетьЭнерго» | 79 208,49 | 116 925,07 | 428,88 | 50 146,82 | 42,51 | 56 968,03 | 29 061,67 | 79 208,49 | 0,00% |
| 35 | ООО «Сити-Энержди» | 12 217,73 | 15 965,43 | 224,53 | 3 584,72 | 8,72 | 109 950,87 | 8 633,01 | 12 217,73 | 0,00% |
| 36 | ООО «ТранснефтьЭлектросетьСервис» | 14 083,79 | 96 467,44 | 15,00 | 1 447,01 | 39,58 | 26 609,35 | 12 636,78 | 14 083,79 | 0,00% |
| 37 | ООО «ТРАНСЭНЕРГО» | 42 767,02 | 36 995,99 | 363,47 | 13 446,93 | 20,69 | 118 107,10 | 29 320,09 | 42 767,02 | 0,00% |
| 38 | ООО «Трансэнергосеть» | 37 791,31 | 30 551,55 | 32,66 | 997,82 | 15,55 | 197 213,31 | 36 793,50 | 37 791,32 | 0,00% |
| 39 | ООО «ТСК» | 9 935,15 | 17 735,39 | 225,45 | 3 998,44 | 3,30 | 163 545,70 | 5 936,71 | 9 935,15 | 0,00% |
| 40 | ООО «ТЭС» | 27 127,82 | 13 995,80 | 531,85 | 7 443,66 | 12,92 | 126 961,82 | 19 684,16 | 27 127,82 | 0,00% |
| 41 | филиал ПАО «ФСК ЕЭС - Сочинская ПМЭС» | 805 335,90 | 194 106,11 | 356,79 | 69 255,12 | 21,53 | 2 849 315,54 | 736 080,78 | 805 335,99 | 0,00% |
| 42 | ООО «ЭксТех» | 2 445,66 | 13 296,39 | 60,10 | 799,11 | 8,86 | 26 560,68 | 1 646,55 | 2 445,66 | 0,00% |
| 43 | ООО «Электротранзит» | 10 364,65 | 34 979,45 | 144,08 | 5 039,84 | 4,24 | 114 303,13 | 5 324,81 | 10 364,65 | 0,00% |
| 44 | ООО «ЭМ-Сеть» | 29 617,86 | 59 548,78 | 117,55 | 6 999,96 | 22,15 | 92 837,34 | 22 617,91 | 29 617,86 | 0,00% |
| 45 | ООО «Энергия Кубани» | 19 502,96 | 63 443,23 | 71,83 | 4 557,13 | 50,27 | 24 776,56 | 14 945,84 | 19 502,96 | 0,00% |
| 46 | ООО «Энергосистемы» | 49 082,19 | 91 299,92 | 348,35 | 31 804,33 | 55,68 | 34 476,82 | 17 277,86 | 49 082,12 | 0,00% |
| 47 | ООО «Энерготрейд» | 19696,45663 | 23 403,14 | 104,35 | 2 442,13 | 12,82 | 112 120,96 | 17 254,34 | 19 696,47 | 0,00% |
| 48 | ООО «Юг-Энергосеть» | 29 879,46 | 10 636,54 | 623,32 | 6 629,97 | 5,65 | 456 134,42 | 23 249,49 | 26 116,37 | 0,00% |
| 49 | ООО «Югстрой-Электросеть» | 227 858,45 | 246 935,32 | 373,18 | 92 151,32 | 96,86 | 116 756,62 | 135 707,13 | 227 858,45 | 0,00% |
| 50 | ООО «ЮгЭнергоРесурс» | 3 613,05 | 529,78 | 59,35 | 31,44 | 48,95 | 18 294,02 | 3 581,60 | 3 613,05 | 0,00% |
|  | **ИТОГО за 2019 г.** | **12 406 447,52** | **41 472 689,17** | **112,53** | **4 668 310,73** | **3 211,13** | **200 582,80** | **7 738 136,78** | **12 406 447,52** | 0,00% |

Фактические расходы ПАО «Кубаньэнерго» на оплату услуг ТСО за 2019 год по расчету Исполнителя составили 12 406 447,52 тыс. руб., что соответствует данным ПАО «Кубаньэнерго

### **Экспертиза обоснованности корректировок необходимой валовой выручки ПАО «Кубаньэнерго», проведенных Региональной энергетической комиссией – Департаментом цен и тарифов Краснодарского края 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, предусмотренными пунктами 32 и (или) 38 Основ ценообразования № 1178. 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, которым 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.

Тарифное регулирование ПАО «Кубаньэнерго» на 2019 год осуществлялось с применением метода долгосрочной индексации НВВ. Вместе с тем при определении НВВ от оказания услуг по передаче электрической энергии ПАО «Кубаньэнерго» на территории Краснодарского края и Республики Адыгея на 2019 год величина корректировки НВВ за 2017 год определяется в соответствии с положениями Методических указаний N 228-э. Такой подход к определению величины корректировки обусловлен тем, что в период 2011-2017 гг. тарифное регулирование ПАО «Кубаньэнерго» осуществлялось с применением метода доходности инвестированного капитала.

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);
* корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы;
* 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 ПАО «Кубаньэнерго» направлены в адрес Региональной энергетической комиссии – Департамента цен и тарифов Краснодарского края письмом от 28.04.2018 №КЭ/1200/178, уточненные расчеты представлены ПАО «Кубаньэнерго» письмами от 31.10.2018 №10/004/1087, 03.12.2018 №КЭ/004/1226.

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,

 - компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за истекший отчетный период года i-1;

 - компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 12 месяцев года i-2;

 - компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за отчетный период года i-2, составляющий менее года, учтенная при корректировке необходимой валовой выручки на год i-1;

,

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;

 - компенсация фактически понесенных в году i-2 неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов на год i-2, определяемая в соответствии с пунктами 20 - 21 настоящих Методических указаний. 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;

 - 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.

.

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

 - коэффициент индексации, учтенный при корректировке тарифов на год i-2, определенный в соответствии с пунктом 19 настоящих Методических указаний;

 - коэффициент индексации операционных 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;

ОР0 - базовый уровень операционных расходов, установленный на долгосрочный период регулирования в соответствии с пунктами 14 - 16 Методических указаний 228-э

 - компенсация выпадающих/излишне полученных доходов организации, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов на год i-2 цен покупки технологических потерь электрической энергии.

Компенсация фактически понесенных неподконтрольных расходов и операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, и компенсация выпадающих/излишне полученных доходов организации, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь представлены в разделах далее.

### **Экспертиза обоснованности определения величины корректировки, возникающей в связи с отличием фактической выручки от реализации услуг по регулируемому виду деятельности от утвержденной при установлении тарифов, корректировки, возникающей в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов, корректировке неподконтрольных расходов по оплате услуг ПАО «ФСК ЕЭС»**

В рамках настоящего раздела в целях анализа влияния учета величины нагрузочных потерь на принятые РЭК - департаментом тарифно-балансовые решения Исполнителем рассмотрены следующие корректировки:

* Корректировка неподконтрольных расходов по оплате услуг ПАО «ФСК ЕЭС».
* Корректировка необходимой валовой выручки с учетом отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов.
* Корректировка в связи с отличием фактической выручки от реализации услуг по регулируемому виду деятельности от утвержденной при установлении тарифов.

***Экспертиза обоснованности определения величины корректировки неподконтрольных расходов по оплате услуг ПАО «ФСК ЕЭС***

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Корректировка по статье оплату услуг ПАО «ФСК ЕЭС» заявлена ПАО «Кубаньэнерго» в размере (-486 309,19) тыс. руб. с учетом нагрузочных потерь.

| **Наименование показателя** | **План на 2017 год, утвержденный РЭК-департаментом** | **Факт ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год** | **Компенсация выпадающих доходов (+) / избыток средств (-) по данным ПАО «Кубаньэнерго»** |
| --- | --- | --- | --- |
|
| **2** | **3** | **4** | **5** |
| Расходы на услуги ПАО «ФСК ЕЭС» | 7 328 056,06 | 6 841 746,87 | -486 309,19 |

В обоснование заявленной величины представлены:

* Пояснительная записка;
* Расчет затрат ПАО «Кубаньэнерго» на оплату услуг ПАО «ФСК ЕЭС» за 2017 год;
* Реестр и копии актов об оказании услуг по передаче электрической энергии по договору от 19.12.2005 №163/П/107/30-636-РСК между ПАО «Кубаньэнерго» и ПАО «ФСК ЕЭС» за 2016 и 2017 годы.

В соответствии с Пояснительной запиской фактические затраты, понесенные ПАО «Кубаньэнерго» в 2017 году за оказанные услуги по передаче электроэнергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, подтверждены актами об оказании услуг по передаче электрической энергии, отражены на счетах бухгалтерского учета и составили 6 841 746,87 тыс. руб., в том числе:

* 6 841 713,71 тыс. руб. - затраты в соответствии с актами об оказании услуг за 2017 год, отнесенные на себестоимость;
* 33,16 тыс. руб. - затраты за 2016 год, отнесенные на убытки прошлых лет.

Расчет затрат ПАО «Кубаньэнерго» на оплату услуг ПАО «ФСК ЕЭС» в 2017 году

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Период | Содержание сети ФСК | | | Факт | | | | Потери, оплаченные в составе цен на ОРЭ (нагрузочные) | | | | ИТОГО фактические затраты  (гр.5 + гр.8) | | ИТОГО фактические затраты (гр.12 - гр.11) с учетом вычета нагрузочных потерь | |
|
| Заявлен-  ная мощность | Тариф | Затраты | Потери | Тариф | Затраты | Потери | | средний тариф | Стоимость |  | |  | |
| МВт | руб/МВт\*  мес. | тыс. руб. | МВт\*час | руб/МВт \* час | тыс. руб. | МВт\*час | | руб/МВт\*  час | тыс. руб. | тыс. руб. | | тыс. руб. | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | | 10 | 11 | 12 | | 13 | |
| 1 | Январь | 2 694,476 | 155 541,58 | 419 103,05 | 76 243,548 | 3 332,14 | 254 054,18 | 83 056,320 | | 1 697,48 | 140 986,50 | 673 157,23 | | 532 170,73 | |
| 2 | Февраль | 2 694,463 | 155 541,58 | 419 101,03 | 70 985,952 | 2 011,74 | 142 805,28 | 81 996,693 | | 1 737,18 | 142 443,02 | 561 906,31 | | 419 463,29 | |
| 3 | Март | 2 694,455 | 155 541,58 | 419 099,79 | 63 782,425 | 2 455,55 | 156 620,93 | 60 888,500 | | 1 539,53 | 93 739,45 | 575 720,72 | | 481 981,27 | |
| 4 | Апрель | 2 694,447 | 155 541,58 | 419 098,54 | 57 674,165 | 2 199,22 | 126 838,18 | 59 748,315 | | 1 571,51 | 93 895,17 | 545 936,72 | | 452 041,55 | |
| 5 | Май | 2 694,497 | 155 541,58 | 419 106,32 | 55 696,647 | 2 028,07 | 112 956,70 | 52 356,757 | | 1 360,78 | 71 246,06 | 532 063,02 | | 460 816,96 | |
| 6 | Июнь | 2 694,255 | 155 541,58 | 419 068,68 | 56 920,198 | 1 639,06 | 93 295,62 | 49 934,334 | | 1 310,45 | 65 436,66 | 512 364,30 | | 446 927,64 | |
| 7 | Июль | 2 694,255 | 164 095,64 | 442 115,499 | 69 528,532 | 1 302,63 | 90 569,95 | 52 378,418 | | 1 488,20 | 77 949,65 | 532 685,45 | | 454 735,80 | |
| 8 | Август | 2 694,255 | 164 095,64 | 442 115,50 | 75 009,819 | 2 170,97 | 162 844,07 |  | |  |  | 604 959,57 | | 604 959,57 | |
| 9 | Сентябрь | 2 694,255 | 164 095,64 | 442 115,50 | 56 162,306 | 2 907,07 | 163 267,75 |  | |  |  | 605 383,25 | | 605 383,25 | |
| 10 | Октябрь | 2 694,255 | 164 095,64 | 442 115,50 | 59 011,253 | 1 980,53 | 116 873,56 |  | |  |  | 558 989,06 | | 558 989,06 | |
| 11 | Ноябрь | 2 694,255 | 164 095,64 | 442 115,50 | 65 718,171 | 1 748,86 | 114 931,88 |  | |  |  | 557 047,38 | | 557 047,38 | |
| 12 | Декабрь | 2 694,255 | 164 095,64 | 442 115,50 | 69 530,250 | 2 004,67 | 139 385,21 |  | |  |  | 581 500,70 | | 581 500,70 | |
| 13 | Факт 2017 года | 2 694,344 | 159 818,47 | 5 167 270,41 | 776 263,266 | 2 157,06 | 1 674 443,30 | 440 359,337 | | 1 557,13 | 685 696,52 | 6 841 713,71 | | 6 156 017,19 | |

Расчет затрат на оплату услуг по передаче электрической энергии ПАО «ФСК ЕЭС» за 2016 год, отраженные в бухгалтерском учете в 2017 году

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Период | Содержание сети ФСК | | | Факт | | | Потери, оплаченные в составе цен на ОРЭ (нагрузочные) | | | ИТОГО фактические затраты  (гр.5 + гр.8) |
|
| Заявленная мощность | Тариф | Затраты | Потери | Тариф | Затраты | Потери | средний тариф | Стоимость |
| МВт | руб/МВт\*мес | тыс. руб. | МВт\*час | руб/МВт \* час | тыс. руб. | МВт\*час | руб/МВт\*час | тыс. руб. | тыс. руб. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 12 | Декабрь | 0,194 | 155 541,58 | 30,18 | 1,783 | 1 675,86 | 2,99 |  |  |  | 33,16 |
| 13 | Факт  2016 года, отраженный в бухгалтерском учете в 2017 году | 0,194 | 155 541,60 | 30,18 | 1,783 |  | 2,99 | 0,000 |  | 0,00 | 33,16 |

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

РЭК - департаментом на 2019 г. принята величина корректировки неподконтрольных расходов в части расходов на оплату услуг ПАО «ФСК ЕЭС» в размере (-486 309,19) тыс. руб., что соответствует заявленной ПАО «Кубаньэнерго» величине.

***Экспертиза обоснованности определения величины корректировки*** ***необходимой валовой выручки с учетом отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов***

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

ПАО «Кубаньэнерго» заявлена величина корректировки необходимой валовой выручки с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию в соответствии с пунктом 26 Методических указаний №228-Э в размере 697 729,77 тыс. рублей исходя из следующих значений:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Наименование показателя** | **Ед. изм.** | **Значение в формуле** | **Расчет ПАО «Кубаньэнерго»** |
| 1 | Утвержденная РЭК средневзвешенная цена покупки электрической энергии в целях компенсации нормативной величины потерь на 2017 год | руб./МВтч | ЦП2017 | 2 607,81 |
| 2 | Фактическая средневзвешенная цена покупки электрической энергии в целях компенсации нормативной величины потерь на 2017 год | руб./МВтч | ЦПф2017 | 2 867,28 |
| 3 | Фактический нормативный объем потерь в 2017 году | млн. кВтч | Пф2017 | 2 689,01 |
| 4 | Фактический объем отпуска в сеть в 2017 году | млн. кВтч | ПРф2017 | 22 633,26 |
| 5 | Плановый отпуск электроэнергии в сеть в 2017 году | млн. кВтч | ПР2017 | 23 043,97 |
| 6 | Нормативный объем потерь на 2017 год | млн. кВтч | П2017 | 2 915,06 |
| 7 | Норматив потерь на 2017 год | % |  | 12,65% |
| 8 | Величина компенсации затрат в результате отличия фактической цены от установленной при утверждении тарифов | тыс. руб. | ∆КоррЦП2017 | -697 729,77\* |

*\* «-» - недофинансирование, «+» - избыток средств*

В обоснование заявленной суммы ПАО «Кубаньэнерго» представлены:

* Пояснительная записка к расчету;
* Расчет компенсации выпадающих доходов ПАО «Кубаньэнерго» на покупку потерь, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов на 2017 год;
* Договор купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь электроэнергии при ее передаче от 20.04.2017 №1310275/408/30-590;
* Реестр актов приема-передачи электрической энергии (в целях компенсации потерь) за 2017 год по данным ПАО «Кубаньэнерго» (договор от 20.04.2017 №1310275/408/30-590);
* Акты приема-передачи электрической энергии, приобретаемой в целях компенсации потерь помесячно за 2017 г. с ОАО «Кубаньэнергосбыт»;
* Форма №46-ЭЭ (передача) «Сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями» за 2017 г.

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

В соответствии с Экспертным заключением РЭК-департаментом проведен анализ представленного расчета компенсации выпадающих доходов на покупку потерь, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов на 2017 год. Сумма компенсации, принятая РЭК – департаментом, составила 697 729,77 тыс. руб.

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

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Величина корректировки, возникающей в связи с отличием фактической выручки от реализации услуг от утвержденной, определена ПАО «Кубаньэнерго» в размере 2 156 132,93 тыс. руб.

Расчет соответствующей корректировки выполнен ПАО «Кубаньэнерго» исходя из величины недополученной выручки за 2017 г. в размере 2 007 120,30 тыс. руб. и уровней ИПЦ на 2018 г. (2,7%) и на 2019 г. (4,6%) в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 г. от 01.10.2018 г.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Наименование** | **Ед. изм.** | **Величина** |
| Необходимая валовая выручка, установленная регулирующим органом на 2017 г | тыс. руб. | 44 378 986,74 |
| Фактический объем выручки от реализации продукции по регулируемому виду деятельности за 2017 г. по данным ПАО «Кубаньэнерго» | тыс. руб. | 42 371 866,44 |
| Недополученная выручка за 2017 год | тыс. руб. | 2 007 120,30 |
| ИПЦ 2018 г. | % | 2,7 |
| ИПЦ 2019 г. | % | 4,6 |
| Недополученная выручка за 2017 год с учетом ИПЦ | тыс. руб. | 2 156 132,93 |

По данным Пояснительной записки причины отклонения плановой выручки от фактической, по результатам проведенного факторного анализа по фактической выручке за 2017 год, следующие:

* Фактическое снижение потребления электроэнергии (18 204,05 млн. кВт\*ч) относительно утвержденного полезного отпуска РЭК-ДЦТ КК (18 471,62 млн, кВт\*ч) на 267,57 млн. кВт\*ч или 1,5% оказало влияние на выручку за 2017 год в размере (-642 829,00) тыс. руб.
* Снижение фактического среднего котлового тарифа (2,32933 руб./кВт\*ч) относительно аналогичного показателя, утвержденного на 2017 год (2,40255 руб./кВт\*ч), на 0,073 руб./кВт\*ч оказало влияние на выручку за 2017 год в размере (-1 332 990,59) тыс., руб., в том числе из-за влияния следующих факторов:
* отсутствие введения с 01.07.2017 социальной нормы потребления электроэнергии (-418 711,82) тыс. руб.;
* выбор потребителями электрической энергии двухставочного варианта тарифа на услуги по передаче электроэнергии (-1 078 431,91) тыс. руб.;
* перераспределение структуры полезного отпуска электрической энергии с высокого уровня напряжения на более низкий (+164 153,14) тыс. руб.

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

Величина недополученной выручки по передаче электрической энергии   
ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год определена РЭК – департаментом в размере   
1 668 354,65 тыс. руб. В том числе корректировка выручки за услуги по передаче по ПС 100 кВ «гидроузел» за 2012, 2013 гг. в размере (-31 300,71) тыс. руб.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Наименование** | **Ед. изм.** | **Величина** |
| Необходимая валовая выручка, установленная регулирующим органом на 2017 г | тыс. руб. | 44 378 986,74 |
| Фактический объем выручки от реализации продукции по регулируемому виду деятельности за 2017 г. по данным ПАО «Кубаньэнерго» | тыс. руб. | 42 825 933,84 |
| Недополученная выручка за 2017 год | тыс. руб. | 1 553 052,90 |
| ИПЦ 2018 г. | % | 2,7 |
| ИПЦ 2019 г. | % | 4,6 |
| Недополученная выручка за 2017 год с учетом ИПЦ | тыс. руб. | 1 668 354,65 |

По данным Экспертного РЭК – департаментом установлено существенное отклонение величин мощности при расчетах за услуги по передаче электрической энергии (мощности) по двухставочному тарифу по ряду контрагентов на услуги по передаче электроэнергии, а именно занижение показателей мощности.

Так, например, согласно Актов об оказании услуг по передаче электроэнергии по договору №407/30-1620 (ООО «Южная энергосбытовая компания»):

* за январь 2017 года величина мощности по всем уровням напряжения составила 9,4321 МВт, объем переданной энергии – 6 395 353 кВт\*ч, соответственно ЧЧИМ 678,04 час (в годовом выражении – 8 136,5 час), при этом по уровню напряжения НН величина мощности – 0,0036 МВт, объем переданной энергии –56 802 кВт\*ч, соответственно ЧЧИМ 15 778,3 час (в годовом выражении – 189 340 час);
* за март 2017 года величина мощности по всем уровням напряжения составила 9,9428 МВт, объем переданной энергии – 6 857 105 кВт\*ч, соответственно ЧЧИМ 689,6 час (в годовом выражении – 8 275,9 час), при этом по уровню напряжения ВН величина мощности – 0,43 МВт, объем переданной энергии – 458 411 кВт\*ч, соответственно ЧЧИМ 1066 час (в годовом выражении – 12 792,9 час);
* за апрель 2017 года величина мощности по всем уровням напряжения составила 10,8692 МВт, объем переданной энергии – 7 111 344 кВт\*ч, соответственно ЧЧИМ 654,3 час (в годовом выражении – 7 851,2 час), при этом по уровню напряжения ВН величина мощности – 0,5184 МВт, объем переданной энергии – 396 881 кВт\*ч, соответственно ЧЧИМ 765,6 час (в годовом выражении – 9 187,1 час).

Таким образом, РЭК – департамент в очередной раз констатирует факт отсутствия в должной мере контроля со стороны подразделений   
ПАО «Кубаньэнерго» за объемами мощности при расчетах за услуги по передаче электрической энергии (мощности) с контрагентами.

Кроме того, проведя сравнительный анализ форм официальной статистической отчетности, утвержденной приказом Росстата от 22.04.2016 №210 «Об утверждении статистического инструментария для организации Федеральной антимонопольной службой федерального статистического наблюдения за деятельностью организаций в сфере электроэнергетики» (форма 46-ээ (полезный отпуск)), сбытовых организаций региона, имеющих договорные отношения с   
ПАО «Кубаньэнерго» на оплату услуг по котловым тарифам, по итогам 2017 года, а также отчетности ПАО «Кубаньэнерго», установлены существенные отклонения в части объемов мощности услуг по передачи потребителям, рассчитывающимся по двухставочному тарифу на передачу (4 и 6 ценовая категория), а также существенные отклонения в части стоимости данной мощности.

Так, по данным ПАО Кубаньэнерго» выручка по передаче электроэнергии потребителям по двухставочному тарифу в части стоимости мощности (ставка на содержание сетей) составляет 3 577 557,558 тыс. руб. с среднегодовой величиной мощности в размере 291,39 МВт.

При этом по данным форм официальной статистической отчетности, утвержденной приказом Росстата от 22.04.2016 № 210, ряда сбытовых организаций региона, имеющих договорные отношения с ПАО «Кубаньэнерго» на оплату услуг по котловым тарифам, в части стоимости мощности (ставка на содержание сетей) составляет 4 119 326,720 тыс. руб. с среднегодовой величиной мощности в размере 331,18 МВт.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Наименование** | **По данным  ПАО «Кубаньэнерго»** | | **По данным сбытовых компаний** | | **Отклонение, тыс. руб.** |
| **Мощность при расчетах по 2-х ставочному тарифу, МВт** | **Выручка, тыс.руб** | **Мощность при расчетах по 2-х ставочному тарифу, МВт** | **Стоимость**  **мощности,**  **тыс.руб** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7=6-4** |
| 1 | ПАО «ТНС энерго Кубань» Двухставочный тариф (мощность) | 42,921 | 508 926,331 | 84,564 | 1 020 678,315 | 511 751,984 |
| 2 | АО «НЭСК»  Двухставочный тариф (мощность) | 41,436 | 492 636,550 | 41,472 | 493 193,400 | 556,849 |
| 3 | ООО «Русэнергосбыт» Двухставочный тариф мощность) | 98,652 | 1 325 624,492 | 108,647 | 1 457 723,031 | 44 396,787 |
| 4 | ООО «Русэнергоресурс» Двухставочный тариф (мощность) | 17,804 | 231 764,346 | 21,802 | 285 370,324 | 53 605,978 |
| 5 | ООО «РН-Энерго»  Двухставочный тариф (мощность) | 9,027 | 78 240,522 | 9,574 | 102 499,171 | 24 258.649 |
| 6 | ООО «КубаньЭнергоСервис» Двухставочный тариф (мощность) | 26,415 | 283 176,678 | 10,703 | 128 495,316 | -154 681,362 |
| 7 | ООО «Магнит Энерго» Двухставочный тариф (мощность) | 27,200 | 334 942,662 | 24,824 | 307 269,943 | -27 672,719 |
| 8 | ЗАО «МАРЭМ+»  Двухставочный тариф (мощность) | 15,992 | 187 615,066 | 17,798 | 187 615,066 | 0,000 |
| 9 | ООО «Транснефтьэнерго» Двухставочный тариф (мощность) | 2,900 | 39 163,473 | 2,877 | 38 855,288 | -308,185 |
| 10 | ООО «ЮЭСК»  Двухставочный тарифа (мощность) | 9,047 | 95 467,438 | 8,919 | 97 626,867 | 2 159,429 |
|  | **ИТОГО** | **291,39** | **3 577 557,56** | **331,18** | **4 119 326,72** | **454 067,41** |

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

***Экспертиза обоснованности определения величины корректировки неподконтрольных расходов по оплате услуг ПАО «ФСК ЕЭС***

На основании актов об оказании услуг по передаче электрической энергии по договору от 19.12.2005 г. №163/П/107/30-636-РСК между ПАО «Кубаньэнерго» и ПАО «ФСК ЕЭС» за 2017 год Исполнителем проведен расчет расходов на оплату услуг ПАО «ФСК ЕЭС».

Исполнитель отмечает, что до вступления в силу с 01.08.2017 г. Постановления Правительства РФ от 07.07.2017 №810 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам оплаты потерь электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности и розничных рынках электрической энергии, а также получения статуса субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности» в соответствии с абз. 2-3 п. 61 Правил оптового рынка стоимость услуг по передаче формируется за вычетом стоимости электрической энергии в объемах потерь, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию, рассчитанной организацией коммерческой инфраструктуры в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка – нагрузочных потерь. Таким образом, фактическая стоимость оплаты услуг ПАО «ФСК ЕЭС» определяется:

* до 01.08.2017 г. – без учета стоимости нагрузочных потерь;
* с 01.08.2017 г. – с учетом стоимости нагрузочных потерь (с данного момента покупатели не оплачивают стоимость нагрузочных потерь на оптовом рынке, а оплачивают стоимость услуг по передаче в полном объеме. Сетевые организации должны оплачивать полный объем потерь).

Стоимость оказанных услуг ПАО «ФСК ЕЭС» (без учета нагрузочных потерь за период с 01.01.2017 по 31.07.2017 г.) подтверждается актами об оказании услуг по передаче электрической энергии и данными ОСВ по счету 20 и составляет за 2017 год в целом 6 156 017,19 тыс. руб., что на 685 696,52 тыс. руб. ниже величины, принятой РЭК – департаментом. Корректировка по данной статье по расчету Исполнителя относительно утвержденной на 2017 г. величины (7 328 056,06 тыс. руб.) составляет (- 1 172 038,87) тыс. руб. Расчет затрат представлен в таблице далее.

Расчет затрат на оплату услуг ПАО «ФСК ЕЭС» за 2017 г.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование показателя | Ед. изм. | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | 2017 г. |
| 1 | Заявленная мощность | МВт | 2 694,5 | 2 694,5 | 2 694,5 | 2 694,4 | 2 694,5 | 2 694,3 | 2 694,3 | 2 694,3 | 2 694,3 | 2 694,3 | 2 694,3 | 2 694,3 | 2 694,3 |
| 2 | Ставка на содержание сети | руб./МВт\*мес. | 155 541,6 | 155 541,6 | 155 541,6 | 155 541,6 | 155 541,6 | 155 541,6 | 164 095,6 | 164 095,6 | 164 095,6 | 164 095,6 | 164 095,6 | 164 095,6 | 159 818,5 |
| **3** | **Плата за содержание** | **тыс.руб.** | **419 103,1** | **419 101,0** | **419 099,8** | **419 098,5** | **419 106,3** | **419 068,7** | **442 115,5** | **442 115,5** | **442 115,5** | **442 115,5** | **442 115,5** | **442 115,5** | **5 167 270,4** |
| 4 | Потери в сети ЕНЭС | тыс. кВтч | 76 243,5 | 70 986,0 | 63 782,4 | 57 674,2 | 55 696,6 | 56 920,2 | 69 528,5 | 75 009,8 | 56 162,3 | 59 011,3 | 65 718,2 | 69 530,3 | 776 263,3 |
| 5 | Ставка по оплате потерь | руб./МВтч | 3 332,1 | 2 011,7 | 2 455,6 | 2 199,2 | 2 028,1 | 1 639,1 | 1 302,6 | 2 171,0 | 2 907,1 | 1 980,5 | 1 748,9 | 2 004,7 | 2 157,1 |
| **6** | **Затраты на покупку потерь** | **тыс.руб.** | **254 054,2** | **142 805,3** | **156 620,9** | **126 838,2** | **112 956,7** | **93 295,6** | **90 570,0** | **162 844,1** | **163 267,8** | **116 873,6** | **114 931,9** | **139 385,2** | **1 674 443,3** |
| 7 | Стоимость нагрузочных потерь | тыс.руб. | 140 986,5 | 142 443,0 | 93 739,5 | 93 895,2 | 71 246,1 | 65 436,7 | 77 949,7 | - | - | - | - | - | 685 696,5 |
| 8 | Услуги ФСК всего (стр. 3+стр.6+ стр. 7) | тыс.руб. | 673 157,2 | 561 906,3 | 575 720,7 | 545 936,7 | 532 063,0 | 512 364,3 | 532 685,5 | 604 959,6 | 605 383,3 | 558 989,1 | 557 047,4 | 581 500,7 | 6 841 713,7 |
| **9** | **Услуги ФСК без учета нагрузочных потерь (стр. 3+стр.6- стр. 7)** | **тыс.руб.** | **532 170,7** | **419 463,3** | **481 981,3** | **452 041,6** | **460 817,0** | **446 927,6** | **454 735,8** | **604 959,6** | **605 383,3** | **558 989,1** | **557 047,4** | **581 500,7** | **6 156 017,2** |

***Экспертиза обоснованности определения величины корректировки необходимой валовой выручки с учетом отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов***

Исполнителем проведен расчет корректировки необходимой валовой выручки с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию согласно пункту 26 Методических указаний № 228-э.

Прогнозный объем потерь электрической энергии, заявленный ПАО «Кубаньэнерго» при расчете необходимой валовой выручки ПАО «Кубаньэнерго» на 2017 год в соответствии с Экспертным заключением Региональной энергетической комиссии – департамента цен и тарифов Краснодарского края от 23.11.2016 №90-Э составил 2 915,06 млн кВт\*ч. Уровень технологического расхода (потерь) электрической энергии в соответствии с утвержденными долгосрочными параметрами регулирования ПАО «Кубаньэнерго» на 2012-2017 гг. составлял 12,65%. Плановый отпуск электроэнергии в сеть на 2017 год был рассчитан исходя из вышеперечисленных данных и составил 23 043,97 млн. кВт\*ч.

Фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации в соответствии с Формой 46-ЭЭ в 2017 году составил 22 633,26 млн. кВт\*ч.

Прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) на 2017 год, в соответствии Экспертным заключением Региональной энергетической комиссии – департамента цен и тарифов Краснодарского края от 23.11.2016 №90-Э составляла 2 607,81 руб./МВт\*ч.

Исполнителем проведен расчет фактической цены покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) без учета нагрузочных потерь согласно актам приема-передачи электрической энергии для компенсации потерь в электрических сетях между потребителем (ПАО «Кубаньэнерго») и гарантирующим поставщиком ОАО «Кубаньэнергосбыт».

| **Период** | **Объем потерь, Млн кВтч** | **Цена покупки потерь, руб./МВтч** | **Стоимость электрической энергии, приобретаемой в целях компенсации потерь (без учета стоимости нагрузочных потерь), млн. рублей** |
| --- | --- | --- | --- |
| январь | 334,90 | 2 405,46 | 805,58 |
| февраль | 302,45 | 3 076,76 | 930,56 |
| март | 248,03 | 2 511,46 | 622,90 |
| апрель | 201,73 | 2 866,40 | 578,24 |
| май | 138,58 | 2 532,78 | 350,99 |
| июнь | 137,73 | 2 288,06 | 315,13 |
| июль | 239,58 | 2 670,71 | 639,85 |
| август | 213,86 | 2 880,14 | 615,96 |
| сентябрь | 109,86 | 3 026,81 | 332,53 |
| октябрь | 202,25 | 3 072,08 | 621,31 |
| ноябрь | 266,63 | 3 089,52 | 823,77 |
| декабрь | 333,39 | 2 884,16 | 961,55 |
| **2017 год** | 2 728,98 | 2 784,33 | 7 598,38 |

Исходя из представленных актов средневзвешенная нерегулируемая цена покупки электрической энергии в целях компенсации потерь для ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год составила 2 784,33 руб./МВт\*ч.

Таким образом, применяя формулу корректировки необходимой валовой выручки с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию, Исполнителем величина указанной корректировки определена в размере   
481 715,11 тыс. руб.

| **№ п/п** | **Наименование показателя** | **Ед. изм.** | **Значение в формуле** | **Расчет Исполнителя** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Утвержденная РЭК средневзвешенная цена покупки электрической энергии в целях компенсации нормативной величины потерь на 2017 год | руб./МВтч | ЦП2017 | 2 607,81 |
| 2 | Фактическая средневзвешенная цена покупки электрической энергии в целях компенсации нормативной величины потерь на 2017 год | руб./МВтч | ЦПф2017 | 2 784,33 |
| 3 | Фактический нормативный объем потерь в 2017 году | млн. кВтч | Пф2017 | 2 728,98 |
| 4 | Фактический объем отпуска в сеть в 2017 году | млн. кВтч | ПРф2017 | 22 633,26 |
| 5 | Плановый отпуск электроэнергии в сеть в 2017 году | млн. кВтч | ПР2017 | 23 043,97 |
| 6 | Нормативный объем потерь на 2017 год | млн. кВтч | П2017 | 2 915,06 |
| 7 | Норматив потерь на 2017 год | % |  | 12,65% |
| 8 | Величина компенсации затрат в результате отличия фактической цены от установленной при утверждении тарифов | тыс. руб. | ∆КоррЦП2017 | -481 715,11\* |

*\* «-» - недофинансирование, «+» - избыток средств*

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

Исполнитель отмечает, что сумма корректировки, принятая РЭК – департаментом на 454 067,41 тыс. руб. меньше заявленной ПАО «Кубаньэнерго» величины. Данная разница, по анализу РЭК – департамента, сформирована за счет отклонения в части объемов мощности услуг по передачи потребителям, рассчитывающимся по двухставочному тарифу на передачу (4 и 6 ценовая категория), а также существенные отклонения в части стоимости данной мощности.

Плановая необходимая валовая выручка ПАО «Кубаньэнерго» без учета оплаты потерь на 2017 г. составила 32 562 171,86 тыс. руб.

С целью определения величины корректировки НВВ ПАО «Кубаньэнерго», возникающей в связи с отличием фактической выручки от реализации услуг от утвержденной, Исполнителем выполнен расчет величины фактической выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год в части содержания электрических сетей, 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 услуги согласно формуле, указанной в пункте 42 Методических указаний № 228-э.

С учетом официальной позиции ФАС России (№ СП/111411/19 от 18.12.2019 года), в целях сопоставимости показателей, подтвержденных данными бухгалтерской отчетности и первичными документами, Исполнителем расчет фактической выручки произведен без учета стоимости нагрузочных потерь, указанных в актах оказания услуг по передаче, в размере 917 496,76 тыс. руб. Фактический объем выручки от реализации продукции по регулируемому виду деятельности за 2017 г., без учета оплаты потерь по расчету Исполнителя составил 29 684 641,10 тыс. руб. при фактическом отпуске электроэнергии 18 204 054,38 тыс. кВтч.

Величина недополученной выручки по передаче электрической энергии   
ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год определена Исполнителем в размере 2 877 530,76 тыс. рублей без учета ИПЦ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Наименование** | **Ед. изм.** | **Величина** |
| Необходимая валовая выручка, установленная регулирующим органом на 2017 г, без учета оплаты потерь | тыс. руб. | 32 562 171,86 |
| Фактический объем выручки от реализации продукции по регулируемому виду деятельности за 2017 г., без учета оплаты потерь по расчету Исполнителя | тыс. руб. | 29 684 641,10 |
| Недополученная выручка за 2017 год | тыс. руб. | 2 877 530,76 |

С учетом вышеизложенного, размер рассмотренных в данном разделе корректировок необходимой валовой выручки ПАО «Кубаньэнерго» определен Исполнителем в размере 2 187 207,01 тыс. руб., что соответствует заявленной ПАО «Кубаньэнерго» величине. Исполнитель обоснованно полагает, что расчет регулирующим органом и ПАО «Кубаньэнерго» корректировок необходимой валовой выручки с учетом нагрузочных потерь не привел к излишнему или необоснованному учету средств.

| **Наименование** | **Заявлено ПАО «Кубаньэнерго», тыс. руб.** | **Принято РЭК - департаментом, тыс. руб.** | **Расчет Исполнителя**  **без учета**  **нагрузочных потерь,**  **тыс. руб.** |
| --- | --- | --- | --- |
|
| **1** | **2** | **3** | **4** |
| Корректировка неподконтрольных расходов по оплате услуг ПАО «ФСК ЕЭС» | -486 342,35 | -486 342,35 | -1 172 038,87 |
| Корректировка НВВ с учетом отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов | 697 729,77 | 697 729,77 | 481 715,11 |
| Корректировка в связи с отличием фактической выручки от реализации услуг по регулируемому виду деятельности от утвержденной при установлении тарифов. | 1 975 819,59 | 1 553 052,90 | 2 877 530,76 |
| **Всего по рассмотренным корректировкам** | **2 187 207,01** | **1 764 440,32** | **2 187 207,01** |

Исполнитель обоснованно полагает, что в утвержденной необходимой валовой выручке на содержание сетей ПАО «Кубаньэнерго» на 2019 год РЭК-департаментом не учтена, по данным ПАО «Кубаньэнерго», экономически обоснованная величина выручки за услуги по передаче электрической энергии по итогам 2017 года в размере 454 067,41 тыс. руб.

ПАО «Кубаньэнерго» проведен анализ и подготовлены пояснения с обоснованием позиции ПАО «Кубаньэнерго» по параметрам, применяемым для расчета выручки по передаче в 2017 году. С учетом представленных пояснений, недокомпенсированная выручка от услуг по передаче электрической энергии за 2017 год в размере 454 067,41 тыс. руб. включена регулирующим органом в объем необходимой валовой выручки ПАО «Кубаньэнерго» на 2020 год.

### **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, определенный в соответствии с пунктом 19 Методических указаний;

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

.

где,

 – фактический индекс инфляции за расчетный год i;

*ИРj* – индекс эффективности операционных расходов, установленный в процентах на год j;

.

где,

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

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

ПАО «Кубаньэнерго» заявлена сумма корректировки подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов в размере (-61 807,96) тыс. рублей. В обоснование данной суммы представлены:

* Пояснительная записка;
* Расчет компенсации операционных расходов ПАО «Кубаньэнерго», связанных с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям.

Расчет произведен исходя из следующих показателей:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п.п | Показатель | Ед. изм. | 2016 (факт) | 2017 (план) | 2017 (факт) |
| 1 | Инфляция | % | 7,10% | 4,7% | 3,70% |
| 2 | Индекс эффективности операционных расходов | % | 3,00% | 3,00% | 3,00% |
| 3 | Количество активов, всего | у.е. | 381 794,8 | 385 349,93 | 383 022,60 |
| 4 | Коэффициент эластичности операционных расходов по росту активов |  | 0,75 | 0,75 | 0,75 |
| 5 | Индекс изменения количества активов | % |  | 0,68% | 0,24% |
| 6 | Итого коэффициент индексации |  |  | 1,0225 | 1,0083 |

Расчет компенсации операционных расходов представлен в следующей таблице:

| № п/п | Наименование показателя | Значение  в формуле | Компенсация операционных расходов (+)/ избыток средств (-) |
| --- | --- | --- | --- |
| 1. | Подконтрольные расходы за 2016 год | ОР2016 | 4 360 638,94 |
| 2. | Коэффициент индексации подконтрольных расходов, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса инфляции и объема условных единиц | Киндф2017 | 1,008 |
| 3. | Коэффициент индексации подконтрольных расходов, учтенных при корректировке тарифов на 2017 год | Киндск2017 | 1,0225 |
| 4. | Итого компенсация операционных расходов | ∆ОР2017 | -61 807,96 |

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

РЭК – департаментом сумма корректировки подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров принята на основе анализа представленных ПАО «Кубаньэнерго» материалов в размере, заявленном ПАО «Кубаньэнерго», (-61 807,96) тыс. рублей.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

Исполнителем проанализирована информация, представленная ПАО «Кубаньэнерго» по данной корректировке.

* Размер утвержденных на 2016 год операционных (подконтрольных) расходов составил 4 360 638,94 тыс. руб.
* Фактический объем условных единиц за 2016 год составляет – 381 794,80 ед., за 2017 год – 383 022,60 ед. В обоснование размера условных единиц представлены:
* «Система условных единиц для распределения общей суммы тарифной выручки по классам напряжения», а именно «Объем воздушных линий электропередач (ВЛЭП) и кабельных линий электропередач (КЛЭП) в условных единицах в зависимости от протяженности, напряжения, конструктивного использования и материала опор» и «Объем подстанций 35 - 1150 кВ, трансформаторных подстанций (ТП), комплексных трансформаторных подстанций (КТП) и распределительных пунктов (РП) 0,4 - 20 кВ в условных единицах» за 2017 год на 383 022,60 у.е.
* Реестр документов, подтверждающих право собственности/иные законные основания ПАО "Кубаньэнерго" на эксплуатацию электросетевого хозяйства на 01.04.2018.
* Фактическое значение ИПЦ принято в размере 3,7% в соответствии с действующим на момент принятия решения РЭК – департаментом «Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2017 год и на плановый период 2018 и 2019 годов».
* Индекс эффективности подконтрольных расходов и коэффициент эластичности операционных расходов по росту активов установлены в соответствии с приказом Региональной энергетической комиссии – Департамента цен и тарифов Краснодарского края от 12 октября 2012 года № 59/2012-э.

Исполнителем выполнен расчет величины корректировки подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов в соответствии с указанной выше информацией.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п.п | Показатель | Ед. изм. | 2016 (факт) | 2017 (факт) |
| 1 | Инфляция | % | 7,10% | 3,70% |
| 2 | Индекс эффективности операционных расходов | % | 3,00% | 3,00% |
| 3 | Количество активов, всего | у.е. | 381 794,8 | 383 022,60 |
| 4 | Коэффициент эластичности операционных расходов по росту активов |  | 0,75 | 0,75 |
| 5 | Индекс изменения количества активов | % |  | 0,24% |
| 6 | Коэффициент индексации подконтрольных расходов, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса инфляции и объема условных единиц на 2017 год | Киндф2017 |  | 1,0083 |
| 7 | Коэффициент индексации подконтрольных расходов, учтенных при корректировке тарифов на 2017 год | Киндск2017 |  | 1,0225 |
| 8 | Подконтрольные расходы за 2016 год, используемые при расчете на 2017 год | тыс. руб. | 4 360 638,94 | - |
| **9** | **Компенсация операционных расходов** | **тыс. руб.** |  | **-61 807,96** |

Величина корректировки подконтрольных расходов, в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов, рассчитанная на основании данных представленных ПАО «Кубаньэнерго», составляет (-61 807,96) тыс. рублей, что соответствует предложению ПАО «Кубаньэнерго» и величине, учтенной РЭК – департаментом на 2019 год.

### **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](#Par205) - [21](#Par220) Методических указаний № 228-э. Компенсация может принимать, как положительные, так и отрицательные значения.



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**

ПАО «Кубаньэнерго» заявлена сумма корректировки неподконтрольных расходов исходя их фактических значений за 2017 г. в размере 2 658 718,62 тыс. руб. Фактические затраты, заявленные ПАО «Кубаньэнерго», составили   
24 239 862,39 тыс. руб.

| **№ п/п** | **Наименование показателя** | **План на 2017 год, утвержденный РЭК-департаментом** | **Факт ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год** | **Компенсация выпадающих доходов (+) / избыток средств (-) по данным ПАО «Кубаньэнерго»** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** |
| 1. | Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности в сфере электроэнергетики, рассчитанные исходя из размера тарифов, установленных в отношении товаров и услуг указанных организаций | 19 352 174,11 | 19 981 401,57 | 629 227,46 |
| 1.1. | Расходы на услуги ПАО «ФСК ЕЭС» | 7 328 056,06 | 6 841 746,87 | -486 309,19 |
| 1.2. | Услуги TCO | 12 024 118,05 | 12 917 696,55 | 893 578,50 |
| 1.3. | Убытки прошлых лет |  | 221 958,14 | 221 958,14 |
| 2 | Плата за аренду имущества | 79 882,18 | 223 874,90 | 143 992,72 |
| 3 | Налоги | 719 540,59 | 619 626.50 | -99 914,09 |
| 4 | Отчисления на социальные нужды | 739 823,91 | 1 090 944,95 | 351 121,04 |
| 5 | Налог на прибыль | 590 848,81 | 642 398,00 | 51 549,19 |
| 6 | Выпадающие доходы от льготного ТП | 98 874,17 | 1 226 463,41 | 1 127 589,24 |
| 6.1. | Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий | 98 874,17 | 401 812,52 | 302 938,35 |
| 6.2. | Расходы на строительство объектов электросетевого хозяйства |  | 824 650,89 | 824 650,89 |
| 7 | Резервы по сомнительным долгам |  | 454 768,78 | 454 768,78 |
|
| 8 | Списание просроченной безнадежной дебиторской задолженности |  | 384,29 | 384,29 |
|  | **Итого неподконтрольных расходов** | **21 581 143,77** | **24 239 862,39** | **2 658 718,62** |

В обоснование заявленной суммы ПАО «Кубаньэнерго» представлены:

* Пояснительная записка к выпадающим доходам и некомпенсированным затратам для учета при корректировке необходимой валовой выручки на 2019-2022 гг.
* Реестр актов об оказании услуг по передаче электроэнергии за 2017 год
* Информация по убыткам прошлых лет ПАО «Кубаньэнерго», выявленных в отчетном 2017 году, за услуги по передаче (ГП, ЭСО и доходных ТСО)
* Акты оказания услуг ПАО «Кубаньэнерго» по передаче электроэнергии гарантирующим поставщикам, энергосбытовым компаниям, прямым потребителям и доходной смежной сетевой организации в 2017 году и информация по убыткам прошлых лет в 2017 году;
* Сведения о фактически оказанных услугах по передаче электроэнергии по сетям ТСО, отраженные в бухгалтерском учете в 2017 году;
* Реестр актов оказания услуг по передаче электроэнергии ТСО за 2017 год;
* Информация по убыткам прошлых лет ПАО «Кубаньэнерго» в 2017 году за оказанные услуги по передаче электроэнергии (ТСО);
* Информация по затратам ПАО «Кубаньэнерго» за оказанные услуги по передаче электрической энергии ТСО, возникших в результате использования сумм ранее созданного резерва оценочных обязательств в 2014 2016 гг.;
* Информация по убыткам прошлых лет и затратам, списанным за счет резерва по оценочным обязательствам ПАО «Кубаньэнерго» в 2017 году за услуги по передаче (ТСО);
* Сводные акты оказания услуг по передаче электроэнергии по сетям смежных сетевых организаций за 2017 год, информация по убыткам прошлых лет и по расходам, списанным за счет созданного резерва по оценочным обязательствам;
* Расчет затрат ПАО «Кубаньэнерго» на оплату услуг ПАО «ФСК ЕЭС» за 2017 год;
* Реестр и копии актов об оказании услуг по передаче электрической энергии по договору от 19.12.2005 №163/П/107/30-636-РСК между ПАО «Кубаньэнерго» и ПАО «ФСК ЕЭС» за 2016 и 2017 годы;
* Реестр и копии актов приема-передачи электрической энергии (в целях компенсации потерь) по договору от 20.04.2012 №1310275/407/30-590 между ПАО «Кубаньэнерго» и ОАО «Кубаньэнергосбыт» за 2017 год;
* Форма №46-ЭЭ (передача) «Сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями» за 2017 год
* Пояснительная записка по формированию резерва оценочных обязательств за 2017 год;
* Расшифровка ПАО «Кубаньэнерго» к статье затрат «Резерв по оценочным обязательствам» за 2017 год;
* Пояснительная записка по формированию резерва сомнительных долгов в бухгалтерском учете ПАО «Кубаньэнерго» в 2017 году;
* Реестр резерва по сомнительным долгам по виду деятельности «передача электроэнергии» за 2017 год;
* Обосновывающие документы к формированию резерва оценочных обязательств и резерва сомнительных долгов в 2017 году;
* Реестр списания просроченной безнадежной дебиторской задолженности по виду деятельности «Передача электроэнергии» в 2017 году;
* Реестр актов о бездоговорном потреблении электроэнергии, отраженных в бухгалтерском учете филиалов ПАО «Кубаньэнерго» в 2017 году;
* Акты о бездоговорном потреблении электроэнергии за 2017 год;
* Реестр договоров по аренде имущества за 2017 год;
* Фактический размер платы по земельному налогу, налогу на имущество, по транспортному налогу, по водному налогу, плате за негативное воздействие на окружающую среду (НВОС) в целом по ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 г.;
* Налоговые декларации по налогу за имущество, транспортному налогу, налогу на землю, водному налогу, о плате за НВОС за 2017 г. по филиалам электрических сетей;
* Налоговые декларации по страховым взносам, взносам на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний за 2017 г. по филиалам электрических сетей;
* Расчет фактических выпадающих доходов ПАО «Кубаньэнерго» от предоставления льгот по технологическому присоединению заявителей с присоединяемой мощностью до 15 кВт за 2017 год;
* Реестры договоров на технологическое присоединение льготной категории заявителей с присоединяемой мощностью до 15 кВт к сетям ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 г.;
* Расчет размера расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемых состав платы за технологическое присоединение, на 2019-2022 годы;
* Расчет размера расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 150 кВт включительно, не включаемых состав платы за технологическое присоединение, на 2019-2022 годы;
* Информация по выпадающим доходам, связанным с технологическим присоединением к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «РЖД», для включения в НВВ на услуги по передаче электрической энергии по сетям ПАО «Кубаньэнерго»;
* Материалы по осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (ПС 110 кВ «Изумрудная») - договор от 26.09.2017 №560/ТП-М5/407/30-928 об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям (с приложением заявки на технологическое присоединение к электрическим сетям);
* Материалы по осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ «Курганная тяговая») - договор от 01.12.2017 №8487-09-17/С-КАВ/407/30-1134 об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «РЖД» (с приложением заявки на технологическое присоединение к электрическим сетям)
* Материалы по осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ «Кисляковка тяговая») - договор от 21.11.2017 8402-10-17/С-КАВ/407/30-1133 об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «РЖД» (с приложением заявки на технологическое присоединение к электрическим сетям)
* Материалы по осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «РЖД» (ПС 220 «Афипская») - договор от 27.09.2017 №116-08-17/С-КАВ/407/30-965 об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «РЖД» (с приложением заявки на технологическое присоединение к электрическим сетям).

ПАО «Кубаньэнерго» в рамках договора от 19.12.2005 №163/П оказания услуг по передаче электроэнергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети производит расчеты с ПАО «ФСК ЕЭС». Фактические затраты, понесенные ПАО «Кубаньэнерго» в 2017 году за оказанные услуги по передаче электроэнергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, подтверждены актами об оказании услуг по передаче электрической энергии, отражены на счетах бухгалтерского учета и составили 6 841 746,87 тыс. руб., в том числе:

* 6 841 713,71 тыс. руб. - затраты в соответствии с актами об оказании услуг за 2017 год, отнесенные на себестоимость;
* 33,16 тыс. руб. - затраты за 2016 год, отнесенные на убытки прошлых лет.

Сумма некомпенсированных затрат на услуги ПАО «ФСК ЕЭС» за 2017 год, по данным ПАО «Кубаньэнерго», составила 486 309,19 тыс. руб.

Фактические затраты на услуги по передаче электрической энергии по сетям сторонних организаций за 2017 год составили 12 917 696,55 тыс. руб., в том числе:

* 11 815 355,97 тыс. руб. - затраты в соответствии с актами об оказании услуг за 2017 год;
* 130 390,98 тыс. руб. - затраты, отнесенные на убытки прошлых лет;
* 911 092,91 тыс. руб. - затраты, списанные за счет ранее созданного в 2014, 2015, 2016 годах резерва по оценочным обязательствам;
* 60 856,69 тыс. руб. - затраты на услуги ТОО за счет ранее созданного резерва, неиспользованного в 2017 году.

Сумма некомпенсированных затрат на услуги ТСО за 2017 год, по данным ПАО «Кубаньэнерго», составила 893 578,50 тыс. руб.

Убытки прошлых лет за услуги по передаче электрической энергии 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 гг., выявленные в отчетном периоде по договорам оказания услуг со сбытовыми компаниями в соответствии с соглашениями по урегулированию разногласий и решением арбитражного суда, составили 221 958,14 тыс. руб.

Превышение фактических расходов по статье «Плата за аренду имущества» за 2017 год относительно утвержденных РЭК-ДЦТ КК составило 143 992,72 тыс. руб.

Снижение фактических расходов по плате за землю относительно утвержденных РЭК-ДЦТ КК на 2017 год составило 5 674,84 тыс. руб.

Снижение фактических расходов по налогу на имущество относительно утвержденных РЭК-ДЦТ КК на 2017 год составило 92 955,37 тыс. руб.

Снижение фактических расходов по прочим налогам и сборам относительно утвержденных РЭК-ДЦТ КК на 2017 год составило 1 283,88 тыс. руб.

Превышение фактических отчислений на социальные нужды (страховые взносы) относительно утвержденных РЭК-ДЦТ КК на 2017 год составило 351 121,04 тыс. руб.

Превышение фактических расходов по налогу на прибыль относительно утвержденных РЭК-ДЦТ КК на 2017 год составило 51 549,19 тыс. руб.

Величина резервов по сомнительным долгам, созданным в 2017 году, составила 454 768,78 тыс. руб.

Списание просроченной безнадежной дебиторской задолженности по виду деятельности «передача электроэнергии» в 2017 году составило 384,29 тыс. руб.

Фактические выпадающие доходы ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год от предоставления льгот по технологическому присоединению энергопринимающих устройств максимальной присоединенной мощностью заявителей до 15 кВт включительно составили 1 226 463,41 тыс. руб., в том числе:

* расходы на выполнение организационно-технических мероприятий в размере 401 812,52 тыс. руб. (без учета инвестиционной составляющей).
* расходы на строительство объектов электросетевого хозяйства в размере 824 650,89 тыс. руб.

Расчет выпадающих доходов произведен на основании:

* Фактически сложившихся расходов на технологическое присоединение льготной категории заявителей с присоединяемой мощностью до 15 кВт к сетям ПАО «Кубаньэнерго».

В обоснование фактически сложившихся расходов по технологическому присоединению при предоставлении льгот в 2017 году представлен реестр заявителей с присоединяемой мощностью энергопринимающих устройств до 15 кВт, с указанием наименования заявителя, номера и даты договора, уровня технологического напряжения, заявленной мощности, фактически понесенных расходов по строительству/реконструкции объектов электросетевого хозяйства и эксплуатационных затрат в разрезе каждого договора.

* Фактически сложившейся выручки по договорам технологического присоединения льготной категории заявителей с присоединяемой мощностью до 15 кВт в 2017 году.

Расчет фактических выпадающих доходов ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год от предоставления льгот по технологическому присоединению энергопринимающих устройств заявителей максимальной присоединенной мощностью до 15 кВт произведен на основании сложившегося факта для данной категории по исполненным в 2017 году договорам с мощностью энергопринимающих устройств до 15 кВт, а также неисполненным договорам с мощностью энергопринимающих устройств до 15 кВт, по которым исполнены мероприятия по строительству/реконструкции объектов электросетевого хозяйства в целях присоединения заявителей.

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

РЭК – департаментом размер компенсации фактически понесенных неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов на 2017 год, признан в размере 1 401 316,37 тыс. руб. РЭК - департаментом признаны экономически обоснованными неподконтрольные расходы в сумме 22 982 460,14 тыс. руб.

| **№ п/п** | **Наименование показателя** | **План на 2017 год, утвержденный РЭК-департаментом** | **Экономически обоснованный факт за 2017 год** | **Компенсация выпадающих доходов (+) / избыток средств (-) по данным РЭК - департамента** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** |
| 1. | Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности в сфере электроэнергетики, рассчитанные исходя из размера тарифов, установленных в отношении товаров и услуг указанных организаций | 19 352 174,11 | 19 920 544,88 | 568 370,77 |
| 1.1. | Расходы на услуги ПАО «ФСК ЕЭС» | 7 328 056,06 | 6 841 746.87 | -486 309,19 |
| 1.2. | Услуги TCO | 12 024 118,05 | 12 856 839.86 | 832 721,81 |
| 1.3. | Убытки прошлых лет |  | 221 958,14 | 221 958,14 |
| 2 | Плата за аренду имущества | 79 882,18 | 68 259,35 | -11 622,83 |
| 3 | Налоги | 719 540,59 | 619 626,50 | -99 914,09 |
| 4 | Отчисления на социальные нужды | 739 823,91 | 739 823,91 | 0 |
| 5 | Налог на прибыль | 590 848,81 | 642 398,00 | 51 549,19 |
| 6 | Выпадающие доходы от льготного ТП | 98 874,17 | 991 423,21 | 892 549,04 |
| 6.1. | Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий | 98 874,17 | 166 772,33 | 67 898.16 |
| 6.2. | Расходы на строительство объектов электросетевого хозяйства |  | 824 650,89 | 824 650,89 |
| 7 | Резервы по сомнительным долгам |  | 0 | 0 |
|
| 8 | Списание просроченной безнадежной дебиторской задолженности |  | 384,29 | 384,29 |
|  | **Итого неподконтрольных расходов** | **21 581 143,77** | **22 982 460,14** | **1 401 316,37** |

В соответствии с данными Экспертного заключения, по результатам анализа исключены из состава выпадающих (излишне полученных) доходов затраты на услуги территориальных сетевых организаций за счет ранее созданного резерва по оценочным обязательствам в сумме 60 856,69 тыс. руб. вследствие неурегулированности споров, а также резервы по сомнительным долгам в сумме 454 768,78 тыс. руб.

Расходы по статье «Плата за аренду имущества» признаны экономически обоснованными в сумме 68 259,35 тыс. руб. Расходы по арендной плате приняты в соответствии с п.28 Основ ценообразования, а именно: в составе расходов по арендной плате учтена величина амортизации, рассчитанная по максимальным срокам полезного использования, налога на имущество (в случае начисления) и прочих обязательных платежей, установленных законодательством РФ, относящихся к арендуемому имуществу (в случае начисления), участвующему в услугах по передаче электрической энергии.

Отчисления на социальные нужды признаны экономически обоснованными в размере утвержденных на 2017 г. значений 739 823,91 тыс. руб.

Выпадающие доходы от льготного технологического присоединения в части расходов на организационно-технические мероприятия определены в сумме 166 722,33 тыс. руб. Отклонение от плановых значений обусловлено увеличением количества заявителей с 22 848 шт. до 31 137 шт. и общей мощности присоединения с 182 716 кВт до 302 434 кВт. Выпадающие доходы от льготного технологического присоединения в части расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства признаны экономически обоснованными в полном объеме.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

Исполнитель отмечает, что принятая РЭК – департаментом корректировка неподконтрольных расходов по факту 2017 г. на 47,3% или 1 257 402,25 тыс. руб. меньше заявленной ПАО «Кубаньэнерго» суммы.

Исполнителем проведен анализ расчета величины корректировки неподконтрольных расходов по статьям на основании плановых значений неподконтрольных расходов, учтенных в НВВ ПАО «Кубаньэнерго» на 2017 год, и фактических затрат, понесенных ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год, на основании представленных данных.

Расходы на оплату услуг ПАО «ФСК ЕЭС» рассмотрены исполнителем в разделе 5.1. настоящего отчета.

* *Услуги ТСО*

Выпадающие доходы по статье «Услуги ТСО» заявлены ПАО «Кубаньэнерго» в размере 893 578,50 тыс. руб. при фактических затратах за 2017 год в размере 12 917 696,55 тыс. руб. Принятая РЭК – департаментом величина корректировки составила 832 721,81 тыс. руб. при принятых фактических затратах 12 856 839,86 тыс. руб.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Показатель** | **ТБР на 2017 г.** | **Факт ПАО «Кубаньэнерго»** | **Факт, принятых РЭК - департаментом** |
| Всего услуги ТСО | 12 024 118,05 | 12 917 696,55 | 12 856 839,86 |
| затраты в соответствии с актами об оказании услуг за 2017 год, в том числе |  | 11 815 355,97 | 11 815 355,97 |
| расходы на услуги ТСО, сч. 20 |  | 10 940 261,37 | 10 940 261,37 |
| расходы на услуги ТСО за счет резерва оценочных обязательств, созданного и использованного в 2017 г., сч. 96 |  | 875 094,6 | 875 094,6 |
| затраты, отнесенные на убытки прошлых лет |  | 130 390,98 | 130 390,98 |
| затраты, списанные за счет ранее созданного в 2014, 2015, 2016 годах резерва по оценочным обязательствам, сч. 9 |  | 911 092,91 | 911 092,91 |
| затраты на услуги ТОО за счет ранее созданного резерва, неиспользованного в 2017 году |  | 60 856,69 | 0,00 |

Исполнителем проанализированы представленные сведение о фактически оказанных услугах, а также реестры актов оказания услуг, соглашения о внесении корректировок с контрагентами, соглашения об урегулировании разногласий, скорректированные акты оказания услуг за прошлые периоды по убыткам прошлых лет. Отмечается, что исключенная РЭК – департаментом сумма в размере 60 856,69 тыс. рублей за затраты на услуги ТСО за счет ранее созданного резерва, неиспользованного в 2017 году относится к неурегулированным на 31.12.2017 г. разногласиям, тем самым подтверждена правомерность исключения данных затрат.

*Расходы на оплату услуг ТСО за 2017 г.*

Исполнителем проведен расчет расходов на оплату услуг ТСО на основе представленных данных.

**Расчет расходов на плату услуг ТСО за 2017 г.**

| № п/п | Территориальная сетевая организация | Фактический объем оказанных услуг, тыс. кВтч | Ставка на оплату технологического расхода (потерь), установленная РЭК - департаментом, руб./кВтч | Стоимость ЭЭ, тыс. руб. | Фактический объем оказанных услуг, МВт | Ставка на содержание электрических сетей, установленная РЭК - департаментом, руб./МВт\*мес. | Стоимость мощности, тыс. руб. | Стоимость по расчетам Исполнителя, тыс. руб. | Стоимость оказанных услуг по актам, тыс. руб. | Отклонение (расчет/  факт),% |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | ООО «Агропромышленные активы» | 6 385,86 | 0,000 | 0,00 | 5,00 | 285 749,42 | 15 716,22 | 15 716,22 | 15 716,22 | 9,1% |
| 2 | ООО «АКСОЙ» | 447 802,78 | 0,296 | 132 388,41 | 138,34 | 93 269,55 | 154 838,78 | 287 227,19 | 287 227,19 | 0,0% |
| 3 | ООО «Актон» | 25 441,21 | 0,000 | 0,00 | 21,57 | 229 778,50 | 59 482,85 | 59 482,85 | 59 482,85 | 0,0% |
| 4 | ООО «АЛГА» | 11 554,33 | 0,235 | 2 711,57 | 6,79 | 223 880,49 | 18 250,92 | 20 962,49 | 20 962,49 | 0,0% |
| 5 | ООО «Афипский НПЗ» | 4 375,01 | 1,433 | 6 268,34 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 6 268,34 | 6 268,34 | 0,0% |
| 6 | ООО «ВТ-Ресурс» | 13 413,62 | 0,255 | 3 418,86 | 6,027 | 100 157,25 | 6 640,53 | 10 059,39 | 10 059,39 | 8,1% |
| 7 | ООО «Газпромэнерго Северо-Кавказский филиал» | 49 365,68 | 0,531 | 26 230,95 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 26 230,95 | 26 230,95 | 0,0% |
| 8 | ООО «Каневскагропромэнерго» | 13 882,08 | 0,171 | 2 368,84 | 8,78 | 43 241,65 | 4 556,31 | 6 925,15 | 6 925,15 | 0,0% |
| 9 | ООО «КВЭП» | 52 821,33 | 0,000 | 0,00 | 10,55 | 243 277,73 | 30 798,96 | 30 798,96 | 30 798,96 | 0,0% |
| 10 | ЗАО «КНПЗ-КЭН» | 70 941,60 | 0,080 | 5 681,71 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 5 681,71 | 5 681,71 | 0,0% |
| 11 | ООО «Краснодар Водоканал» | 25 600,08 | 0,390 | 9 974,05 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 9 974,05 | 9 974,05 | 0,0% |
| 12 | ФГУ «Краснодарское водохранилище» | 9 284,57 | 0,133 | 1 234,75 | 30,96 | 16 331,70 | 5 561,03 | 6 795,78 | 6 795,78 | 7,4% |
| 13 | ООО «Краснодарэнерго» | 73 335,60 | 0,000 | 0,00 | 50,40 | 77 809,51 | 43 136,11 | 43 136,11 | 43 136,11 | 9,0% |
| 14 | ООО «Кубаньречфлот-сервис» | 4 580,55 | 0,160 | 733,76 | 3,57 | 91 133,72 | 3 248,92 | 3 982,68 | 3 982,68 | 16,3% |
| 15 | ООО «Кубаньэлектросеть» | 70 149,26 | 0,691 | 48 467,52 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 48 467,52 | 48 467,52 | 0,0% |
| 16 | ООО «Кубанская электросетевая компания» | 16 691,99 | 0,261 | 4 359,78 | 6,34 | 139 491,93 | 10 612,55 | 14 972,33 | 14 972,33 | 0,0% |
| 17 | ООО «Легион» | 33 089,74 | 0,000 | 0,00 | 17,16 | 144 802,54 | 29 816,00 | 29 816,00 | 29 816,00 | 0,0% |
| 18 | ОАО «Международный аэропорт Краснодар» | 2 654,71 | 2,145 | 5 693,79 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 5 693,79 | 5 693,79 | 0,0% |
| 19 | ОАО «Международный аэропорт Сочи» | 3 354,76 | 1,960 | 6 574,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 6 574,08 | 6 574,08 | 0,0% |
| 20 | ОАО «Нефтегазтехнология-Энергия» | 526 829,81 | 0,173 | 90 951,90 | 184,35 | 56 394,88 | 124 754,72 | 215 706,62 | 215 706,62 | 0,0% |
| 21 | ООО «Нефтестройиндустрия-Юг фирма» | 27 558,02 | 0,086 | 2 374,12 | 19,84 | 87 074,61 | 17 273,86 | 19 647,98 | 19 647,98 | 17,6% |
| 22 | ОАО «Новорослесэкспорт» | 130 635,90 | 0,068 | 8 844,05 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 8 844,05 | 8 844,05 | 0,0% |
| 23 | АО «Новороссийский морской торговый порт» | 71 973,00 | 0,065 | 4 663,13 | 18,14 | 80 675,44 | 17 558,53 | 22 221,66 | 22 221,66 | 0,0% |
| 24 | АО «НЭСК-электросети» | 5 735 354,04 | 0,646 | 3 706 415,20 | 1 270,83 | 321 523,94 | 4 903 227,22 | 8 609 642,42 | 8 609 642,42 | 0,0% |
| 25 | ОАО «Оборонэнерго» | 102 125,08 | 0,794 | 81 087,32 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 81 087,32 | 81 087,32 | 0,0% |
| 26 | ОАО «Прибой» | 4 250,09 | 0,805 | 3 423,07 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3 423,07 | 3 423,07 | 0,0% |
| 27 | ООО «Районная электросетевая компания» | 36 311,12 | 0,261 | 9 467,03 | 18,95 | 92 030,44 | 20 932,14 | 30 399,17 | 30 399,17 | 0,0% |
| 28 | ОАО «РЖД» | 2 419 261,42 | 0,046 | 110 705,40 | 665,83 | 65 463,79 | 523 053,06 | 633 758,47 | 633 758,47 | 0,0% |
| 29 | ООО «РОСТЭКЭЛЕКТРОСЕТИ» | 52 331,21 | 0,128 | 6 712,00 | 27,14 | 118 565,27 | 35 402,08 | 42 114,09 | 42 114,08 | 8,3% |
| 30 | ОАО «Сатурн» | 92 924,40 | 0,042 | 3 856,36 | 36,00 | 11 848,87 | 4 692,15 | 8 548,52 | 8 548,51 | 5,0% |
| 31 | ООО «ТранснефтьЭлектросетьСервис» | 122 740,61 | 0,013 | 1 637,36 | 29,88 | 46 244,06 | 15 199,50 | 16 836,86 | 16 836,86 | 8,2% |
| 32 | ООО «ТРАНСЭНЕРГО» | 20 621,39 | 0,000 | 0,00 | 21,20 | 151 832,46 | 35 403,99 | 35 403,99 | 35 403,99 | 9,1% |
| 33 | ООО «Трансэнергосеть» | 65 832,84 | 0,028 | 1 813,04 | 19,18 | 152 444,83 | 35 077,56 | 36 890,59 | 36 890,59 | 0,0% |
| 34 | ООО «ТСК» | 30 849,15 | 1,025 | 31 622,23 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 31 622,23 | 31 622,23 | 0,0% |
| 35 | ООО «ТЭС» | 13 643,53 | 0,000 | 0,00 | 11,37 | 198 983,98 | 27 149,37 | 27 149,37 | 27 149,37 | 0,0% |
| 36 | филиал ПАО «ФСК ЕЭС - Сочинская ПМЭС» | 184 167,80 | 0,433 | 79 656,26 | 21,76 | 4 021 469,00 | 1 050 134,24 | 1 129 790,50 | 1 129 790,50 | 0,0% |
| 37 | ООО «Эгида-Инвест» | 26 278,77 | 1,197 | 31 458,31 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 31 458,31 | 31 458,31 | 0,0% |
| 38 | ООО «ЭксТех» | 22 703,91 | 0,050 | 1 124,30 | 8,59 | 36 828,61 | 3 794,53 | 4 918,82 | 4 918,82 | 0,0% |
| 39 | ООО «Электротранзит» | 27 877,85 | 0,125 | 3 471,91 | 4,24 | 113 830,52 | 4 820,72 | 8 292,63 | 8 292,63 | 11,6% |
| 40 | ООО «ЭМ-Сеть» | 53 750,00 | 0,620 | 33 350,26 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 33 350,26 | 33 350,26 | 0,0% |
| 41 | ООО «Энергия Кубани» | 41 222,19 | 0,085 | 3 490,28 | 26,82 | 42 792,14 | 13 769,65 | 17 259,94 | 17 259,94 | 0,0% |
| 42 | ООО «ЭНЕРГОКОМ» | 19 169,78 | 0,000 | 0,00 | 9,37 | 124 408,73 | 11 654,61 | 11 654,61 | 11 654,61 | 20,0% |
| 43 | АО «Энергосервис» | 14 415,87 | 0,113 | 1 621,93 | 7,78 | 146 085,53 | 11 359,61 | 12 981,54 | 12 981,54 | 17,5% |
| 44 | ООО «Энерготрейд» | 18 040,56 | 0,256 | 4 614,96 | 10,79 | 47 514,67 | 5 643,71 | 10 258,66 | 10 258,66 | 5,0% |
| 45 | ООО «Югстрой-Электросеть» | 58 547,39 | 0,388 | 22 727,51 | 23,83 | 157 759,01 | 41 345,39 | 64 072,90 | 64 072,90 | 5,9% |
| 46 | ООО «ЮгЭнергоРесурс» | 17 836,30 | 1,640 | 29 255,81 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 29 255,81 | 29 255,81 | 0,0% |
|  | **ИТОГО за 2017 г.** | **10 871 976,76** | **0,42** | **4 530 450,16** | **2 741,67** | **222 309,83** | **7 284 905,82** | **11 815 355,98** | **11 815 355,97** | **0,2%** |

В соответствии с таблицей «Расшифровка расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании» (сформированная по результатам ведения раздельного учета доходов и расходов в соответствии с приказом Минэнерго РФ от 13.12.2011 №585) показатель «Оплата услуг по передаче электрической энергии, оказываемых другими сетевыми организациями» указан в размере 10 940 261 тыс. руб., что связано с учетом актов оказания услуг за не полный календарный год. Исполнитель считает обоснованной принятую РЭК – департаментом величину в части оказанных услуг за 2017 год в соответствии с представленными актами оказания услуг. Корректировка расходов на оплату услуг ТСО за 2017 г. по расчету исполнителя составляет (-208 762,08) тыс. руб. (утвержденный план в размере 12 024 118,05 тыс. руб. минус факт за 2017 г. в размере 11 815 355,97 тыс. руб.).

*Расходы на услуги ТСО за счет резерва оценочных обязательств, созданного и использованного в 2017 г*

В соответствии с «Реестром актов оказания услуг по передаче электроэнергии ТСО за 2017 год» часть стоимости услуг (в размере 875 094,60 тыс. руб.), определенных в соответствии с актами оказания услуг, списана за счет использования сумм созданного в 2017 г. резерва оценочных обязательств.

В соответствии с Положением об учетной политике ПАО «Кубаньэнерго» признает оценочные обязательства при выполнении условий признания в отношении следующих обязательств:

* не завершенных на отчетную дату судебных разбирательств, в которых Общество выступает истцом или ответчиком и решения, по которым могут быть приняты лишь в последующие отчетные периоды, приводящие к оттоку экономических выгод Общества;
* не разрешенных на отчетную дату разногласий с налоговыми органами по поводу уплаты платежей в бюджет;
* заключенных заведомо убыточных договоров;
* оплате вознаграждений работникам;
* других аналогичных обязательств.

ПАО «Кубаньэнерго» в соответствии с Положением об учетной политике создает следующие резервы под оценочные обязательства:

* резерв под разногласия с энергосбытовыми организациями;
* резерв под разногласия с территориальными сетевыми организациями;
* иные резервы при условии соответствия оценочного обязательства критериям, установленным в ПБУ 8/2010.

*Расходы на услуги ТСО за счет резервов оценочных обязательств, созданных в 2014, 2015, 2016 гг. и использованных в 2017 г.*

Исполнителем проанализирован представленный ПАО «Кубаньэнерго» реестр по затратам ПАО «Кубаньэнерго» за оказанные услуги по передаче электрической энергии ТСО, возникшим в результате использования сумм ранее созданного резерва оценочных обязательств в 2014-2016 гг. В реестре представлена информация о контрагенте, реквизиты договора, период оказанных услуг, сумма и причины использования резерва оценочных обязательств. Причинами по всем контрагентам являются вынесенные решения суда и урегулирования разногласий.

Исполнитель согласен с решением РЭК – департамента о принятии данной величины корректировки в размере 911 092,91 тыс. руб. в соответствии с указанными выше критериями, указанными в Положении об учетной политике.

*Расходы на услуги ТСО, отнесенные на убытки прошлых лет*

Исполнителем проанализирован представленный ПАО «Кубаньэнерго» реестр по убыткам прошлых лет и затратам, списанным за счет резерва по оценочным обязательствам ПАО «Кубаньэнерго» в 2017 году за услуги по передаче (ТСО). В реестре представлена информация о контрагенте, реквизиты договора, период оказания услуг, сумма и причины сформированных убытков. Причинами по всем контрагентам являются вынесенные решения суда, урегулирование разногласий и несвоевременное предоставление контрагентом первичных документов.

Исполнитель согласен с решением РЭК – департамента о принятии данной величины корректировки в размере 130 390,98 тыс. руб.

* *Убытки прошлых лет*

ПАО «Кубаньэнерго» выпадающие доходы по статье заявлены в размере 221 958,14 тыс. руб. РЭК – департаментом данная величина принята в полном объеме.

Исполнителем проанализирована информация по убыткам прошлых лет ПАО «Кубаньэнерго», выявленных в отчетном 2017 году, за услуги по передаче (ГП, ЭСО и доходной ТСО): период оказанных услуг (2012-2016 гг.), контрагент и пояснения по каждому случаю. Отмечено наличие соответствующих соглашений об урегулировании разногласий, соглашений о внесении корректировок в объем и стоимость оказанных услуг, Постановления Арбитражного суда Северо-Кавказского округа от 21.10.2016 №А32-9211/2015 в части контрагента ПАО «ТНС энерго Кубань».

Сумма убытков принята Исполнителем на уровне принятой РЭК – департаментом величины в размере 221 958,14 тыс. руб.

* *Плата за аренду имущества*

Расходы по статье «Плата за аренду имущества» признаны РЭК – департаментом экономически обоснованными в сумме 68 259,35 тыс. руб., что на 155 615,55 тыс. руб. меньше заявленной ПАО «Кубаньэнерго» величины. Корректировка по данной статье принята РЭК – департаментом в размере   
(-11 622,83) тыс. руб. относительно утвержденного на 2017 г. уровня.

На основании п. 28 Основ ценообразования № 1178 и позиции Высшего Арбитражного Суда Российской федерации (решение от 02.08.2013 по делу № ВАС-6446/13) в затраты, включаемые в необходимую валовую выручку регулируемых организаций по статье «Арендная плата», включаются расходы на аренду имущества в размере, не превышающем величину амортизации и налога на имущество и других платежей, установленных законодательством Российской Федерации.

Исполнителем проанализирован реестр действовавших договоров по аренде имущества с указанной детализацией стоимости аренды по амортизационным отчислениям, налогу на имущество, землю и другим обязательным платежам.

В соответствии с представленными реестрами, стоимость аренды, фактически сложившаяся в 2017 г. по виду деятельности «передача электроэнергии», составила 223 874,9 тыс. руб., на уровне, заявленном ПАО «Кубаньэнерго» 223 874,9 тыс. руб. Подтвержденный размер амортизации, налога на имущество и прочих платежей, установленных законодательством Российской Федерации, по данным договорам составил 14 002,13 тыс. руб. Таким образом, документально подтвержденный факт признан Исполнителем в соответствии с положением п. 28 Основ ценообразования № 1178 в размере 14 002,13 тыс. руб. В данной статье также учтена аренда земельных участков в размере 34 963,9 тыс. руб. Фактические расходы на аренду составили 48 966,03 тыс. руб.

Таким образом, корректировка по данной статье определена Исполнителем в размере (-30 916,15) тыс. руб. против (-11 622,83) тыс. руб., принятых РЭК – департаментом. Отклонение рассчитанной корректировки от принятой РЭК – департаментом составляет 19 293,32 тыс. руб.

* *Налоги*

Корректировка по статье «Налоги» заявлена ПАО «Кубаньэнерго» в размере -99 914,09 тыс. руб., включая следующие виды налогов:

* Плата за землю – (-5 674,84) тыс. руб.;
* Налог на имущество – (-92 955,37) тыс. руб.;
* Прочие налоги и сборы – (-1 283,88) тыс. руб.

РЭК – департаментом величина корректировки принята в полном объеме.

Исполнителем на основе представленных данных проведен анализ фактических расходов по статье за 2017 г. В соответствии с данными оборотно-сальдовой ведомости по счету 20 за 2017 г. и налоговыми декларациями за аналогичный период Исполнителем определены следующие значения налогов, оплаченные ПАО «Кубаньэнерго» в 2017 г.:

* Плата за землю – 6 603,83 тыс. руб. (на уровне, принятом РЭК – департаментом на 2017 г.);
* Налог на имущество – 605 456,36 тыс. руб. (на уровне, принятом РЭК – департаментом на 2017 г.)
* Транспортный налог - 7 267,59 тыс. руб. (на уровне, принятом РЭК – департаментом уровня на 2017 г.);
* Водный налог и плата за НВОС - 298,74 тыс. руб. (на уровне, принятом РЭК – департаментом на 2017 г.).

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **Утвержденный план на 2017 г., тыс. руб.** | **Заявлено ПАО «Кубаньэнерго», факт, тыс. руб.** | **Принято РЭК - департаментом, факт, тыс. руб.** | **Размер корректировки, принятый РЭК – департаментом, тыс. руб.** | **Расчет Исполнителя, факт, тыс. руб.** | **Размер корректировки по расчету Исполнителя, тыс. руб.** |
| Налоги, в т.ч. | 719 540,59 | 619 626,50 | 619 626,50 | -99 914,09 | 619 626,50 | -99 914,09 |
| плата за землю | 12 278,66 | 6 603,83 | 6 603,83 | -5 674,83 | 6 603,83 | -5 674,83 |
| налог на имущество | 698 411,73 | 605 456,36 | 605 456,36 | -92 955,37 | 605 456,36 | -92 955,37 |
| прочие налоги | 8 850,19 | 7 566,31 | 7 566,31 | -1 283,88 | 7 566,31 | -1 283,88 |

Таким образом, корректировка по статье «Налоги», по расчету Исполнителя составит (-99 914,09) тыс. руб., что соответствует принятой РЭК – департаментом величине.

* *Отчисления на социальные нужды*

Отчисления на социальные нужды (страховые взносы) приняты РЭК – департаментом на уровне плановых значений, корректировка по данной статье отсутствует. Заявленная ПАО «Кубаньэнерго» сумма корректировки составила 351 121,04 тыс. руб.

В соответствии с официальной позицией ФАС России (решение ФАС России по Алтайскому краю от 11.12.2018 №1728/18, приказ ФАС России от 19.11.2018 №1588/18), фактическая величина отчислений на социальные нужды, принимаемая в составе неподконтрольных расходов при проведении корректировки неподконтрольных расходов, должна соответствовать величине расходов на социальные нужды, рассчитанной от суммы расходов на оплату труда, учтенной в составе подконтрольных расходов на соответствующий период регулирования..

Согласно форме раскрытия информации о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями в 2017 г. фактические операционные расходы превысили плановые на 1 872 227 тыс. руб.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Подконтрольные расходы, план, установленный РЭК –департаментом на 2017 г.** | **Подконтрольные расходы, факт за 2017 г., млн. руб.** | **Отклонение Факт-план, млн. руб.** |
| 4 524 048 | 6 396 275 | 1 872 227 |

Таким образом, величина отчислений на социальные нужды, подлежащая учету в составе неподконтрольных расходов 2017 года при корректировке необходимой валовой выручки, рассчитывается от уровня расходов на оплату труда, учтенного в составе подконтрольных расходов на 2017 год, по фактически сложившейся ставке отчислений на социальные нужды в 2017 году.

Фактический уровень социальных взносов в 2017 году составил 28,9% от расходов на оплату труда.

В Экспертном заключении от 23.11.2016 г. № 90-Э отсутствует детализация подконтрольных расходов, социальные нужды приняты на уровне, заявленном ПАО «Кубаньэнерго». Анализ представленных ПАО «Кубаньэнерго» материалов к заявке об установлении тарифов на 2017 г. показал, что социальные взносы утверждены в размере 30,4% от оплаты труда. Уровень оплаты труда определен Исполнителем обратным счетом и составил 2 433 631,28 тыс. руб. (739 823,91 тыс. руб. /30,4%).

Исполнителем проведен расчет страховых взносов исходя из утвержденных на 2017 г. расходов на оплату труда и фактически сложившейся за 2017 г. ставки на социальные нужды.

|  |  |
| --- | --- |
| **Наименование** | **2017 г.  тыс. руб.** |
| Расходы на оплату труда, учтенные в составе подконтрольных расходов на 2017 г. | 2 433 631,28 |
| Процент отчислений на социальные нужды, факт 2017 г. | 28,9% |
| Отчисления на социальные нужды, рассчитанные Исполнителем | 703 319,44 |

По расчету Исполнителя величина отчислений на социальные нужды за 2017 год, принимаемая в составе неподконтрольных расходов при корректировке необходимой валовой выручки, составляет 703 319,44 тыс. руб. Корректировка по данной статье по расчетам Исполнителя составляет (-36 504,47) тыс. руб., против отсутствия корректировки РЭК – департаментом.

* *Налог на прибыль*

Фактические расходы по налогу на прибыль за 2017 г. заявлены ПАО «Кубаньэнерго» в размере 642 398,00 тыс. руб., корректировка по статье – 51 549,19 тыс. руб. РЭК – департаментом данная корректировка учтена в полном объеме.

Согласно пункту 20 Основ ценообразования № 1178 в необходимую валовую выручку включается величина налога на прибыль организаций по регулируемому виду деятельности, сформированная по данным бухгалтерского учета за последний истекший период.

При установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии учитывается величина налога на прибыль организаций, которая относится по данным раздельного учета к деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии и осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям.

Согласно пункту 2 статьи 11, пункту 1 статьи 246 Налогового кодекса Российской Федерации (далее – Налоговый кодекс РФ) налогоплательщиком налога на прибыль является организация (ПАО «Кубаньэнерго»).

Исполнитель провел анализ представленного Аудиторского заключения за 2017 г. и счета 68.04 «Налог на прибыл» за аналогичный период. В соответствии с данными счета 68.04. сумма налога на прибыль составила 630 427,89 тыс. руб. Данная величина подтверждается данными из Аудиторского заключения за 2017. Помимо текущего налога на прибыль у ПАО «Кубаньэнерго» имеются расходы (доходы) по отложенным налоговым обязательства и налоговым активам в сумме 11 970,11 тыс. руб.

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование показателя | За январь-декабрь 2017 г. тыс. руб. |
| **Выручка,** в том числе | **42 253 027** |
| выручка от передачи электроэнергии | 41 485 670 |
| выручка от тех. присоединения | 647 952 |
| доходы от аренды | 14711 |
| выручка от продажи прочей продукции, товаров, работ, услуг промышленного характера | 104 694 |
| **Себестоимость продаж** | **(38 258 835)** |
| в том числе |  |
| себестоимость передачи электроэнергии | (37 671 932) |
| себестоимость тех. присоединения | (515 844) |
| себестоимость услуг аренды | (7 339) |
| себестоимость прочей продукции, товаров, работ, услуг промышленного характера | (63 720) |
| **Валовая прибыль (убыток)** | **3 994 192** |
| Коммерческие расходы | - |
| Управленческие расходы | (110 122) |
| Прибыль (убыток) от продаж | 3 884 070 |
| Доходы от участия в других организациях | 277 |
| Проценты к получению | 47 248 |
| Проценты к уплате | (1 907 082) |
| Прочие доходы | 2 392 613 |
| Прочие расходы | (3 249 452) |
| **Прибыль (убыток) до налогообложения** | **1 167 674** |
| **Постоянные разницы** | **2 183 553** |
| **Налоговая база** | **3 152 140** |
| Текущий налог на прибыль | (630 428) |
| в т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы) | 436 710 |
| Изменение отложенных налоговых обязательств | (50 779) |
| Изменение отложенных налоговых активов | 10 962 |
| Прочее | 27 847 |
| Чистая прибыль (убыток) | 525 276 |

В соответствии с представленной ПАО «Кубаньэнерго» в материалах тарифного предложения бухгалтерской отчетностью, согласно форме «Отчет о прибылях и убытка» налог на прибыль в 2017 году составил 630 428 тыс. руб.

По данным раздельного учета к деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии и осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям размер налога на прибыль составляет 642 398,00 тыс. рублей.

Пунктом 20 Основ ценообразования № 1178 предусмотрено, что в необходимую валовую выручку включается величина налога на прибыль организаций по регулируемому виду деятельности, сформированная по данным бухгалтерского учета за последний истекший период (Решение № 25320/17 от 20.02.2017.). По данным Отчета о финансовых результатах по строке «Текущий налог на прибыль» отражается сумма, учтенная в налоговой декларации, которая составляет 630 427,89 тыс. руб.

* *Выпадающие доходы от льготного ТП*

ПАО «Кубаньэнерго» заявлена величина корректировки по статье в размере 1 127 589,24 тыс. руб., РЭК – департаментом принята величина корректировки в размере 892 549,04 тыс. руб.

тыс. руб.

| **Наименование показателя** | **План на 2017 год, утвержденный РЭК-департаментом** | **Факт ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год** | **Компенсация выпадающих доходов (+) / избыток средств (-) по данным ПАО «Кубаньэнерго»** | **Экономически обоснованный РЭК - департаментом факт за 2017 год** | **Компенсация выпадающих доходов (+) / избыток средств (-) по данным РЭК - департамента** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |
| Выпадающие доходы от льготного ТП | 98 874,17 | 1 226 463,41 | 1 127 589,24 | 991 423,21 | 892 549,04 |
| Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий | 98 874,17 | 401 812,52 | 302 938,35 | 166 772,33 | 67 898.16 |
| Расходы на строительство объектов электросетевого хозяйства |  | 824 650,89 | 824 650,89 | 824 650,89 | 824 650,89 |

Исполнителем проанализирован реестр заявителей с присоединяемой мощностью энергопринимающих устройств до 15 кВт, с указанием наименования заявителя, номера и даты договора, уровня технологического напряжения, заявленной мощности, фактически понесенных расходов по строительству/реконструкции объектов электросетевого хозяйства и эксплуатационных затрат в разрезе каждого договора. Отмечено наличие договоров на ТП с датой заключения начиная с 2008 г.

В соответствии с п. 16 Постановления Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 установлены максимальные сроки осуществления мероприятий по ТП:

1. в случаях осуществления технологического присоединения к электрическим сетям классом напряжения до 20 кВ включительно, при этом расстояние от существующих электрических сетей необходимого класса напряжения до границ участка, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности:

* 15 рабочих дней (если в заявке не указан более продолжительный срок) для осуществления мероприятий по технологическому присоединению, отнесенных к обязанностям сетевой организации, - при временном технологическом присоединении;
* 4 месяца – для заявителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет до 670 кВт включительно;
* 1 год – для заявителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет свыше 670 кВт;

1. в иных случаях:

* до 2 лет – для заявителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет не менее 670 кВт, в том числе при технологическом присоединении к объектам электросетевого хозяйства организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (для прочих случаев меньший срок).

1. Для заявителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет не менее 670 кВт, по инициативе (обращению) заявителя договором могут быть установлены иные сроки (но не более 4 лет).

В отчете по фактическим расходам на ТП до 15 кВт отмечено наличие договоров, заключенных с 2008 г., при этом сроки по таким договорам на технологическое присоединение не должны превышать 1 год в соответствии с указанной выше информацией. Таким образом, расходы по данным договорам не могут учитываться Исполнителем при расчете расходов по данной статье.

Исполнитель отмечает, что согласно п.20 Методических указаний № 228-э к выпадающим доходам сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей   
15 кВт включительно, относятся только расходы на выполнение организационно-технических мероприятий.

В соответствии с Приложением 1 «Расчет размера расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение» к Методическим указаниям № 215-э/1, приложенном в составе тарифной заявки, количество договоров в 2017 г. составило 31 137 шт., фактическая мощности подключения – 302 424,49 кВт. Расходы на организационно-технические мероприятия определены в размере 166 772,33 тыс. руб. как разница между:

* расходами на выполнение организационно-технических мероприятий в размере 181 285,34 тыс. руб. (ставка платы за единицу максимальной мощности в размере 599,42\*302 434,49 (фактическая мощность подключения)
* суммарным полученным размером платы за технологическое присоединение в размере 14 513,01 тыс. руб. Рассчитан как произведение платы за технологическое присоединение без НДС (550 руб. / 1,18 = 466,1 руб.) и количества договоров в 2017 г. в размере 31 137 шт.

| **Показатели** | **Расчетные фактические данные за 2017 г.** | | |
| --- | --- | --- | --- |
| **Стандарт. тарифная ставка (руб./кВт, руб./км)** | **Мощность, длина линий (кВт, км)** | **Расходы на строительство объекта (тыс. руб.)** |
| Расходы на выполнение организационных мероприятий, связанные с осуществлением технологического присоединения | 599,42 | 302 434,49 | 181 285,34 |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Показатели** | **Расчетные фактические**  **данные за 2017 г.** |
| 1. | Суммарный размер платы за технологическое присоединение, тыс. руб. | 14 513,01 |
| 1.1. | Размер платы за технологическое присоединение, руб. (без НДС) | 466,1 |
| 1.2. | Плановое количество договоров на осуществление технологического присоединения к электрическим сетям, шт. | 31 137 |

Таким образом, фактические расходы на льготное технологическое присоединение определены Исполнителем в размере 166 772,33тыс. руб. (без учета расходов на строительство).

тыс. руб.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование показателя** | **План на 2017 год, утвержденный РЭК-департаментом** | **Экономически обоснованный РЭК - департаментом факт за 2017 год** | **Компенсация выпадающих доходов (+) / избыток средств (-) по данным РЭК - департамента** | **Факт по расчету Исполнителя** | **Компенсация выпадающих доходов (+) / избыток средств (-) по расчету Исполнителя** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |
| Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий | 98 874,17 | 166 772,33 | 67 898.16 | 166 722,33 | 67 898,16 |

* *Резервы по сомнительным долгам*

Заявленная ПАО «Кубаньэнерго» корректировка по статье в размере 454 768,78 тыс. руб. не принята РЭК – департаментом в полном объеме.

В соответствии с п. 30 Основ ценообразования № 1178, в НВВ включаются внереализационные расходы, в том числе расходы на формирование резервов по сомнительным долгам. В соответствии с п. 16 Методических указаний № 20-э/2 определение состава расходов, включаемых в НВВ, и оценка их экономической обоснованности производится в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета. При оценке экономической обоснованности включения в НВВ расходов по формированию резервов по сомнительным долгам необходимо использовать критерии, установленные ст. 266 Налогового кодекса Российской Федерации (далее – НК РФ).

В соответствии с п.4 ст. 266 НК РФ сумма резерва по сомнительным долгам определяется по результатам проведенной на последнее число отчетного (налогового) периода инвентаризации дебиторской задолженности и исчисляется следующим образом:

1) по сомнительной задолженности со сроком возникновения свыше 90 календарных дней - в сумму создаваемого резерва включается полная сумма выявленной на основании инвентаризации задолженности;

2) по сомнительной задолженности со сроком возникновения от 45 до 90 календарных дней (включительно) - в сумму резерва включается 50 процентов от суммы выявленной на основании инвентаризации задолженности;

3) по сомнительной задолженности со сроком возникновения до 45 дней - не увеличивает сумму создаваемого резерва.

При этом сумма создаваемого резерва по сомнительным долгам, исчисленного по итогам налогового периода, не может превышать 10 процентов от выручки от реализации товаров (работ, услуг) за указанный налоговый период. При исчислении резерва по сомнительным долгам в течение налогового периода по итогам отчетных периодов его сумма не может превышать большую из величин - 10 процентов от выручки за предыдущий налоговый период или 10 процентов от выручки за текущий отчетный период.

По данным Пояснительной записки в ПАО «Кубаньэнерго» действует Положение по оценке величины резерва сомнительных долгов ПАО «Кубаньэнерго», утвержденное приказом от 31.01.2017 №63. В соответствии с разделом 5 Положения «резерв по сомнительным долгам создается в разрезе всех существенных контрагентов с учетом оценки вероятности погашения долга по каждому из них. Для целей Положения существенными признаются контрагенты, дебиторская задолженность которых превышает 200 000 рублей по одному договору. Спорная задолженность, возникшая по договорам оказания услуг по передаче электроэнергии, включается в резерв сомнительных долгов только в той части, по которой вероятность взыскания в судебном порядке оценивается как низкая (например, из-за отсутствия судебной практики, разночтений действующего законодательства и др.).

Резерв по сомнительным долгам может быть использован организацией лишь на покрытие убытков от безнадежных долгов, признанных таковыми согласно положениям НК РФ.

Исполнитель отмечает отсутствие указания оснований отнесения расходов к резерву по сомнительным долгам в представленном «Реестре по сомнительным долгам по виду деятельности передача электроэнергии», а также первичных документов, подтверждающих основания отнесения к сомнительным долгам, а именно договоров с указанием даты платежей; постановлений судебного пристава-исполнителя об окончании исполнительного производства, вынесенным в порядке, установленном Федеральным законом от 02.10.2007 № 229-ФЗ «Об исполнительном производстве»; судебных решений, решений органов государственной власти; а также прочих документов в соответствии с действующим законодательством.

Таким образом, Исполнитель согласен с РЭК – департаментом об исключении данной статьи в полном объеме из компенсации фактически понесенных неподконтрольных расходов. Исполнитель рекомендует формировать пакет обосновывающих документов согласно указанному перечню.

* *Списание просроченной безнадежной дебиторской задолженности*

Заявленная ПАО «Кубаньэнерго» корректировка по статье принята РЭК – департаментом в полном объеме – 384,29 тыс. руб.

В соответствии с пунктом 30 Основ ценообразования № 1178 в необходимую валовую выручку включаются внереализационные расходы, в том числе расходы на формирование резервов по сомнительным долгам. При этом в составе резерва по сомнительным долгам может учитываться дебиторская задолженность, возникшая при осуществлении соответствующего регулируемого вида деятельности. Возврат сомнительных долгов, для погашения которых был создан резерв, включенный в регулируемую цену (тариф) в предшествующий период регулирования, признается доходом и исключается из необходимой валовой выручки в следующем периоде регулирования с учетом уплаты налога на прибыль организаций.

ПАО «Кубаньэнерго» представлен Реестр по списанию просроченной безнадежной дебиторской задолженности в 2017 г. с указанием даты возникновения, наименования контрагентов, причин признания задолженности безнадежной и суммы списания.

Исполнитель считает обоснованным учесть сумму в размере 384,29 тыс. руб. в статье «Списание просроченной безнадежной дебиторской задолженности» в соответствии с положениями Основ ценообразования № 1178 и НК РФ.

### **Экспертиза обоснованности корректировки необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы.**

В соответствии с пунктом 42 Методических указаний № 228-э величина корректировки необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за истекший период определяется по формуле:

,

где:

 - 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;

 - объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на год (i-j), определяемый по формуле:



где:

 - 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.

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

В составе заявления об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2017 год ПАО «Кубаньэнерго» не заявлялась.

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

Согласно экспертному заключению РЭК-департамента Краснодарского края от 24.12.2018 № 144-э по расчету единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям для потребителей услуг на территории Краснодарского края и Республики Адыгея на 2019 год величина корректировки необходимой валовой выручки ПАО «Кубаньэнерго» регулирующим органом не принята к учету при определении НВВ от услуг по передаче электрической энергии на 2019 год.

Информация об определенной экспертами РЭК-Департамента величине корректировки НВВ ПАО «Кубаньэнерго» в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2017 год в экспертном заключении не представлена.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

В рамках проведение экспертизы обоснованности корректировки необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы Исполнителем принималась к учету информация согласно отчету о реализации инвестиционной программы ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год и утвержденной Минэнерго России в установленном порядке (приказ от 22.12.2016 № 1388) Инвестиционной программе ПАО «Кубаньэнерго» на 2016-2020 гг.

Корректировка параметров инвестиционной программы на 2017 год, произведенная в рамках процедуры корректировки ранее утвержденных параметров на 2017 год и утверждения плановых параметров на 2018-2022 годы (приказ Минэнерго России от 01.12.2017 № 21@), в составе проводимой экспертизы Исполнителем не принималась к учету в виду несоответствия требованиям пункта 42 Методических указаний № 228. В связи с этим информация об утвержденном плане финансирования согласно отчету о реализации инвестиционной программы ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год принималась в соответствии параметрами Инвестиционной программы ПАО «Кубаньэнерго», утвержденной приказом Минэнерго от 22.12.2016 № 1388.

Исполнитель отмечает, что согласно Методическим указаниям № 228-э в расчете величины корректировки 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 НДС.

Исполнитель обращает внимание, что в составе экспертного заключению РЭК-Департамента Краснодарского края от 24 декабря 2018 года № 144-э информации о пообъектном анализе исполнения инвестиционной программы ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год, проводимом с целью определения экономически обоснованного уровня фактически использованных собственных тарифных источников, не представлено.

На основании информации из утвержденной в 2016 году инвестиционной программы и информации из формы «Источники финансирования инвестиционной программы» согласно отчету о реализации инвестиционной программы за 2017 год Исполнителем проведен сравнительный анализ утвержденной плановой и фактической структуры источников финансирования.

**Информация об утвержденной и фактической структуре источников финансирования инвестиционной программы**

**ПАО «Кубаньэнерго» на 2017 год**

| **№ п/п** | **Источники финансирования** | **Плановый объем финансирования ИПР на 2017 год, млн руб.** | **Фактический объем финансирования ИПР в 2017 году, млн руб.** | **Отклонение (факт/план)** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ИПР от 22.12.2016** | **Отчет за 2017 г.** | **млн руб.** | **%** |
| **Всего по инвестиционной программе** | | **14 741,02** | **8 942,61** | **-5 798,41** | **-39,3%** |
| **1** | **Собственные средства всего, в том числе:** | **6 445,96** | **5 237,05** | **-1 208,91** | **-18,8% =** |
| 1.1. | Прибыль, направляемая на инвестиции, в том числе полученная от реализации продукции и оказанных услуг по регулируемым ценам (тарифам) в части: | 0,00 | 1 513,65 | 1 513,65 | - |
| 1.1.1. | оказания услуг по передаче электрической энергии | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1.1.2. | технологического присоединения | 0,00 | 1 513,65 | 1 513,65 | - |
| 1.1.3. | прочая прибыль | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1.2. | Амортизация основных средств | 3 245,96 | 3 239,55 | -6,42 | -0,2% |
| 1.2.1. | учтенная в ценах (тарифах) от оказания услуг по передаче эл. энергии на 2019 год | 3 245,96 | 3 239,55 | -6,42 | -0,2% |
| 1.3. | Возврат налога на добавленную стоимость | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1.4. | Прочие собственные средства | 3 200,00 | 483,85 | -2 716,15 | -84,9% |
| 1.4.1. | средства допэмиссии | 3 200,00 | 0,00 | -3 200,00 | -100,0% |
| 1.4.2. | иные прочие средства | 0,00 | 483,85 | 483,85 | - |
| **2** | **Привлеченные средства** | **8 295,06** | **3 705,56** | **-4 589,50** | -55,3% |

Исполнитель отмечает, что в соответствии с применяемым ПАО «Кубаньэнерго» методом тарифного регулирования, в составе НВВ электросетевой организации учитывается возврат инвестированного капитала и доход на инвестированный капитал, определяемые в соответствии с Методическими указаниями № 228-э. При этом амортизационные отчисления в составе НВВ в прямом виде не выделяются.

Плановый размер финансирования инвестиционной программы на 2017 год в расчет корректировки НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы принят Исполнителем в соответствии с утвержденной от 22.12.2016 г. инвестиционной программой в размере утвержденных в качестве источника финансирования инвестиционной программы амортизационных отчислений (согласно форме «Раздел 3. Источники финансирования инвестиционной программы ПАО «Кубаньэнерго» - приложение 7 к приказу Минэнерго России от 22.12.2016 № 1388), и составляет 3 245,96 млн руб.

Объем фактического финансирования инвестиционной программы в 2017 году за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) в расчет корректировки НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы принят Исполнителем в соответствии с отчетной формой об источниках финансирования инвестиционной программы в размере утвержденных в качестве источника финансирования инвестиционной программы амортизационных отчислений и составляет 3 239,55 млн руб.

В виду отсутствия информации об анализе исполнения инвестиционной программы ПАО «Кубаньэнерго» со стороны регулирующего органа, а также с учетом проведенного Исполнителем анализа структуры источников финансирования и наличия отклонений фактического использования источников финансирования от их утвержденного планового уровня, Исполнитель отмечает наличие риска пересмотра регулирующим органом решения о величине фактического использования собственных тарифных источников финансирования капитальных вложений за 2017 год и соответственно величины корректировки НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы.

Для оценки состава и причин сформированных по итогам реализации инвестиционной программы за 2017 год отклонений фактического объема финансирования инвестиционных проектов от утвержденного планового уровня, Исполнителем проведен пообъектный анализ исполнения инвестиционной программы ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год в части тарифных источников (в составе, отраженном в рамках отчета о реализации инвестиционной программы ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год).

Исполнителем определено, что 33 инвестиционных проекта инвестиционной программы, в отношении которых утвержденной в 2016 году инвестиционной программой предусмотрено использование тарифных источников для финансирования капитальных вложений, в соответствии с утвержденной приказом Минэнерго России от 01.12.2017 № 21@ корректировкой инвестиционной программы на 2017 год, исключены из состава реализующихся ПАО «Кубаньэнерго» мероприятий(реализация мероприятий таких инвестиционных проектов приостановлена или отменена). Тарифный источник в размере 280,22 млн руб. не использован для реализации данных инвестиционных проектов.

| **№** | **Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)** | **Идентификатор инвестиционного проекта** | **Объем финансирования (в части тарифных источников), млн. руб. с НДС** | | **Отклонение  (факт-план)** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **План  (Утв. в 2016 году)** | **Факт** | **млн. руб.** |
| **Всего по инвестиционным проектам** | | | 280,22 | - | -280,22 |
| 1 | Реконструкция системы ПА. Этап-3 | ЭG\_prj\_107000\_49936 | 103,57 | - | -103,57 |
| 2 | Реконструкция ВЛ 110 кВ "Яблоновская-Набережная" 1 и 2 цепь | G\_prj\_107000\_50486 | 46,13 | - | -46,13 |
| 3 | Реконструкция ВЛ 35 кВ Хаджох-Даховская, ВЛ 35 кВ Даховская - Хамышки в части расширения просек | G\_prj\_107000\_49873 | 39,19 | - | -39,19 |
| 4 | Приобретение 3 шт. камер ультрафиолетового излучения для диагностики состояния подвесной и опорной изоляции | G\_ prj\_107000\_49985 | 12,00 | - | -12,00 |
| 5 | Строительство РП 10кВ на площадке "ПС 110/35/10 кВ "Зеленый дом" | F\_prj\_107000\_48199 | 10,09 | - | -10,09 |
| 6 | Приобретение трансформатора ТДНС-6300/35 У1 для пополнения аварийного запаса - 7 шт. | G\_prj\_107000\_50867 | 9,43 | - | -9,43 |
| 7 | Реконструкция ВЛ-10 кВ Ап5 | G\_prj\_107000\_49920 | 8,03 | - | -8,03 |
| 8 | Реконструкция ПС 35/10 кВ "Ленинградская" | F\_prj\_107000\_48142 | 6,00 | - | -6,00 |
| 9 | Реконструкция сети 0,4 кВ с заменой проводов СИП Тимашевского ПЭС. Приморско - Ахтарский район, х. Огородный от КТП СД-5-80» | F\_prj\_107000\_48148 | 5,09 | - | -5,09 |
| 10 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП И145-101 в ст. Убинской Северского района | G\_prj\_107000\_50584 | 5,09 | - | -5,09 |
| 11 | Реконструкция ПС 35/10 кВ "Калинино" (этап установка Т-3 16 МВА) (проектно-изыскательские работы) | ЭG\_prj\_107000\_50842 | 4,54 | - | -4,54 |
| 12 | Реконструкция КЛ 6 кВ РП 5 - ТП Х 232 | G\_prj\_107000\_49912 | 4,46 | - | -4,46 |
| 13 | Реконструкция ВЛ-10 кВ СЕ-5 в ст. Северской Северского района | G\_prj\_107000\_49917 | 4,34 | - | -4,34 |
| 14 | Приобретение терминала защиты БЭ2704V041, БЭ2704V051 для пополнения аварийного запаса - 26 шт. | G\_prj\_107000\_50872 | 4,21 | - | -4,21 |
| 15 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП И145-102 в ст. Убинской Северского района | G\_prj\_107000\_50585 | 3,39 | - | -3,39 |
| 16 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП И145-100 в ст. Убинской Северского района | G\_prj\_107000\_50583 | 2,10 | - | -2,10 |
| 17 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Лорис» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50708 | 1,76 | - | -1,76 |
| 18 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Моревская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50729 | 1,76 | - | -1,76 |
| 19 | Реконструкция ПС 110/6 кВ «Галицина» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50737 | 1,76 | - | -1,76 |
| 20 | Приобретение терминала защиты БЭ2704V085 для пополнения аварийного запаса - 6 шт. | G\_prj\_107000\_50874 | 1,29 | - | -1,29 |
| 21 | Приобретение терминала защиты БЭ2704V015, БЭ2704V021 для пополнения аварийного запаса - 17 шт. | G\_prj\_107000\_50870 | 1,18 | - | -1,18 |
| 22 | Оснащение ИТСО производственной базы ПАО "Кубаньэнерго" | F\_prj\_107000\_48183 | 0,83 | - | -0,83 |
| 23 | Реконструкция системы ПА. Этап-4 | ЭG\_prj\_107000\_49937 | 0,76 | - | -0,76 |
| 24 | Приобретение терминала защиты БЭ2704V016 для пополнения аварийного запаса - 9 шт. | G\_prj\_107000\_50871 | 0,70 | - | -0,70 |
| 25 | Приобретение терминала защиты БЭ2704V073 для пополнения аварийного запаса - 6 шт. | G\_prj\_107000\_50873 | 0,59 | - | -0,59 |
| 26 | Приобретение устройства «Сириус-2-АЧР-220В-И1» для пополнения аварийного запаса - 24 шт. | G\_prj\_107000\_50881 | 0,47 | - | -0,47 |
| 27 | Приобретение силового трансформатора ТМГ-630/10-11 УХЛ1 10/0,4 Д/Y0 -15 шт. | G\_prj\_107000\_50826 | 0,36 | - | -0,36 |
| 28 | Приобретение калибратора УИ 300.1 для проведения калибровочных работ - 2 шт. | G\_prj\_107000\_50857 | 0,28 | - | -0,28 |
| 29 | Приобретение силового трансформатора ТМГ-400/10-11 УХЛ1 10/0,4 Д/Y0 - 14 шт. | G\_prj\_107000\_50825 | 0,26 | - | -0,26 |
| 30 | Приобретение силового трансформатора ТМГ-250/10-11 УХЛ1 10/0,4 Y/Y0 - 15 шт. | G\_prj\_107000\_50824 | 0,19 | - | -0,19 |
| 31 | Приобретение терминала защиты линии БЭ2502А0101 для пополнения аварийного запаса - 7 шт. | G\_prj\_107000\_49983 | 0,19 | - | -0,19 |
| 32 | Приобретение терминала защиты линии БЭ2502А0103 для пополнения аварийного запаса - 10 шт. | G\_prj\_107000\_50869 | 0,10 | - | -0,10 |
| 33 | Приобретение устройства «Сириус-ЦС-220В-И1» для пополнения аварийного запаса - 9 шт. | G\_prj\_107000\_50876 | 0,09 | - | -0,09 |

В рамках анализа фактического использования собственных тарифных источников, предполагаемых для финансирования инвестиционных проектов выявлено, что:

* 21 инвестиционный проект, включенный в утвержденную в 2016 году инвестиционную программу, профинансированы с превышением утвержденного плана по использованию собственных тарифных источников – фактическое использование собственных тарифных источников составило 882,08 млн руб. (превышение на 266,06 млн. руб. или 43%);
* 86 инвестиционных проектов профинансированы в 2019 году при нулевом утвержденном плане финансирования – фактическое использование собственных тарифных источников составило 773,85 млн руб.;
* финансирование капитальных вложений в 2019 году за счет собственных тарифных источников осуществлено в отношении 110 инвестиционных проектов, не включенных в утвержденную в 2016 году инвестиционную программу (новые инвестиционные проекты) - фактическое использование собственных тарифных источников составило 253,39 млн руб.

**Фактическое использование собственных тарифных источников, на финансирование инвестиционных проектов, включенных в утвержденную в 2016 году инвестиционную программу (с превышением утвержденного плана)**

| **№ п/п** | **Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)** | **Идентификатор инвестиционного проекта** | **Объем финансирования (в части тарифных источников), млн. руб. с НДС** | | **Отклонение (факт-план)** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **План  (Утв. в 2016 году)** | **Факт** | **млн. руб.** | **%** |
| **Всего по инвестиционным проектам** | | | **616,02** | **882,08** | **266,06** | **43%** |
| 1 | Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ «Северная». Замена трансформаторов 31,5 МВА и 25 МВА на трансформаторы 2х40 МВА | F\_prj\_107000\_48157 | 47,51 | 114,22 | 66,71 | 140% |
| 2 | Оснащение системы плавки гололеда на ВЛ-110 кВ «Варениковская-Гостагаевская» с установкой оборудования на ПС-110кВ «Варениковская» и ПС-110кВ «Гостагаевская» (в части замены трансформатора на 25 МВА и реконструкции маслосборника и сети маслостоков) | F\_prj\_107000\_49381 | 63,78 | 114,31 | 50,53 | 79% |
| 3 | Организация каналов связи и передачи данных с использованием ВОЛС "Краснодар - Динская - Кореновская - Тихорецк, Кореновская - Усть-Лабинск" | F\_prj\_107000\_19833 | 35,40 | 69,06 | 33,66 | 95% |
| 4 | Реконструкция ПС 110/6 кВ "НовоРЭС" (устройство блочно-модульного здания ОПУ и ЗРУ с вакуумными выключателями) | F\_prj\_107000\_48155 | 204,48 | 229,79 | 25,31 | 12% |
| 5 | Внедрение композитных опор на ВЛ-10 кВ от оп. №20 до оп. №46 от ПС «Садки» ф.1 | G\_prj\_107000\_50834 | 3,33 | 23,99 | 20,66 | 619% |
| 6 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ "Хаджох" | F\_prj\_107000\_19816 | 179,49 | 199,81 | 20,32 | 11% |
| 7 | Реконструкция системы ПА. Этап: «Организация каналов ПА Витаминкомбинат-Западная-2-Военгородок», с реконструкцией ВЛ 110 кВ, на которые подвешивается ВОК | ЭG\_prj\_107000\_49934 | 53,43 | 71,70 | 18,27 | 34% |
| 8 | Внедрение композитных опор ВЛ 6 кВ ф.84 от ПС 35/6 Ширванская | G\_prj\_107000\_50833 | 2,70 | 20,88 | 18,17 | 673% |
| 9 | Реконструкция здания для размещения технического персонала СочЭС | G\_prj\_107000\_49956 | 12,82 | 18,34 | 5,52 | 43% |
| 10 | Реконструкция ВЛ 10 кВ Хт-5 от ПС 110/27,5/10 кВ "Ханская-Тяговая" с заменой Ж/Б опор и заменой провода на СИП в пролетах опор №53-99 | F\_prj\_107000\_48885 | 4,04 | 7,21 | 3,17 | 79% |
| 11 | Приобретение приемопередатчика высокочастотной защиты ПВЗУ-Е (ВЧ) для пополнения аварийного запаса - 17 шт. | G\_prj\_107000\_50875 | 1,27 | 2,47 | 1,21 | 95% |
| 12 | Приобретение КСО 298 ES «СИГМА» для пополнения аварийного запаса - 10 комплектов | G\_prj\_107000\_49982 | 0,90 | 1,57 | 0,67 | 75% |
| 13 | Приобретение устройства «Сириус-2-Л-5А-220В-И1» для пополнения аварийного запаса - 20 шт. | G\_prj\_107000\_50880 | 0,15 | 0,77 | 0,63 | 428% |
| 14 | Приобретение 2 комплектов систем мониторинга изоляции силовых трансформаторов методом частичных разрядов | G\_prj\_107000\_49986 | 1,91 | 2,24 | 0,33 | 17% |
| 15 | Приобретение установки УППУ МЭ 3.3Т для проведения калибровочных работ - 11 шт. | G\_prj\_107000\_50886 | 0,59 | 0,86 | 0,27 | 46% |
| 16 | Приобретение влагомера трансформаторного масла "ВТМ-МК" - 1 шт. | G\_prj\_107000\_49991 | 0,58 | 0,83 | 0,25 | 43% |
| 17 | Приобретение прибора определения температуры вспышки масла АТВ-21 - 7 шт. | G\_prj\_107000\_50806 | 0,83 | 0,98 | 0,14 | 17% |
| 18 | Приобретение устройства «Сириус-2-МЛ-5А-220В-И1», «Сириус-ТН-220В-И1» для пополнения аварийного запаса - 22 шт. | G\_prj\_107000\_50877 | 0,32 | 0,43 | 0,11 | 33% |
| 19 | Приобретение устройства «Сириус-Т-5/5-220В-И1» для пополнения аварийного запаса - 7 шт. | G\_prj\_107000\_50882 | 0,10 | 0,18 | 0,07 | 72% |
| 20 | Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ «Северная» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50689 | 1,76 | 1,80 | 0,05 | 3% |
| 21 | Приобретение испытательного аппарата АИД-70/50 - 12 шт. | G\_prj\_107000\_50802 | 0,62 | 0,64 | 0,02 | 4% |

**Фактическое использование собственных тарифных источников, на финансирование инвестиционных проектов, включенных в утвержденную в 2016 году инвестиционную программу (при нулевом утвержденном плане)**

| **№ п/п** | **Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)** | **Идентификатор инвестиционного проекта** | **Объем финансирования (в части тарифных источников), млн. руб. с НДС** | | **Отклонение (факт-план)** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **План  (Утв. в 2016 году)** | **Факт** | **млн. руб.** |
| **Всего по инвестиционным проектам** | | | **0,00** | **773,85** | **773,85** |
| 1 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Шапсуг» с переводом на напряжение 110/35/10 кВ с двумя трансформаторами 40 МВА | G\_prj\_107000\_50400 | 0,00 | 114,84 | 114,84 |
| 2 | Строительство двух КЛ 110 кВ "Джемете -Пионерская" с установкой ячеек 110 кВ на ПС 110 кВ "Джемете" | F\_prj\_107000\_48194 | 0,00 | 80,97 | 80,97 |
| 3 | Реконструкция транзитов ВЛ 110 кВ «Лермонтово-Туапсе», ВЛ 110 кВ «Шепси-Дагомыс», ВЛ 110 кВ «Краснополянская ГЭС-Хоста» в части расширения просек. 1 этап ВЛ 110 кВ «Лермонтово-Туапсе», ВЛ 110 кВ «Шепси-Дагомыс» | F\_prj\_107000\_48286 | 0,00 | 70,78 | 70,78 |
| 4 | Приобретение автокрана КС-55713 , колесная формула 6х6, грузоподъемность 25т. - 12 шт. | F\_prj\_107000\_48933 | 0,00 | 44,14 | 44,14 |
| 5 | Реконструкция ПС 110/10 кВ "Тургеневская". Установка Т-3 мощностью 40 МВА | F\_prj\_107000\_49079 | 0,00 | 38,60 | 38,60 |
| 6 | Реконструкция ПС 110/10 кВ Юго-Западная. Установка Т-3 мощностью 40 МВА | F\_prj\_107000\_49078 | 0,00 | 38,23 | 38,23 |
| 7 | Строительство ПС 110/35/10 кВ «Адыгейская» с установкой тр-ов 2х16 МВА. с заходами ВЛ-110 кВ от ВЛ-110 кВ «Шенджи-Мартанская» (2х0,5км) и ВЛ-35 кВ ПС Адыгейская - НС-15. 2 этап строительства | ЭG\_prj\_107000\_49947 | 0,00 | 37,85 | 37,85 |
| 8 | Реконструкция ОРУ-110 кВ ПС «Геленджик» с разделением систем шин 110 кВ | F\_prj\_107000\_49889 | 0,00 | 30,39 | 30,39 |
| 9 | Реконструкция ПС 110/35/6 кВ "Северная". Установка Т-3 мощностью 40 МВА | F\_prj\_107000\_49073 | 0,00 | 26,56 | 26,56 |
| 10 | Приобретение производственной базы расположенной по адресу: г. Краснодар, ул. Новороссийская, 47 и г. Белореченск, ул. Красная, 1а. | F\_prj\_107000\_48203 | 0,00 | 24,28 | 24,28 |
| 11 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ "Родниковская" (установка защит двух ВЛ 110 кВ на СМВ 110 кВ, ОПУ). | G\_prj\_107000\_49892 | 0,00 | 23,79 | 23,79 |
| 12 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ "Лорис" с заменой Т-2 25 МВА на тр-р 40 МВА и установка Т-3 25 МВА | F\_prj\_107000\_49082 | 0,00 | 20,74 | 20,74 |
| 13 | Реконструкция ПС 110/10 кВ "ОБД" с заменой трансформаторов 2×16 МВА на 2×40 МВА 110/10 кВ | F\_prj\_107000\_49075 | 0,00 | 17,40 | 17,40 |
| 14 | Реконструкция ПС 110/6-10 кВ "Северо-Восточная". Установка Т-3 мощностью 40 МВА | F\_prj\_107000\_49081 | 0,00 | 17,30 | 17,30 |
| 15 | Приобретение автогидроподъемника на полноприводном автомобиле, высота подъема 28м -2 шт. | G\_prj\_107000\_49999 | 0,00 | 13,41 | 13,41 |
| 16 | Приобретение грузовых автомобилей с краном манипулятором - 2 шт. | G\_prj\_107000\_50003 | 0,00 | 12,66 | 12,66 |
| 17 | Приобретение бурильно-крановых машин на полноприводном автомобиле - 2 шт. | G\_prj\_107000\_50001 | 0,00 | 11,68 | 11,68 |
| 18 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Найденовская» с заменой аккумуляторной батареи типа СК-8 | F\_prj\_107000\_48883 | 0,00 | 8,95 | 8,95 |
| 19 | Реконструкция ВЛ-110 кВ "Кирилловская-Южная 1,2цепь" (пролеты опор №21-22) с реконструкцией отпаек на ПС 110 кВ "ДСК" | F\_prj\_107000\_48160 | 0,00 | 8,86 | 8,86 |
| 20 | Приобретение автогидроподъемника на полноприводном автомобиле с 5-ти местной кабиной, высота подъема 18м - 2 шт. | G\_prj\_107000\_50000 | 0,00 | 8,69 | 8,69 |
| 21 | Приобретение автомобильных тягачей с длинномерным бортовым полуприцепом -3 шт. | G\_prj\_107000\_50005 | 0,00 | 8,23 | 8,23 |
| 22 | Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. П-2 в пролетах опор от №1 до №67, от опоры №20 до оп. №9/12 | F\_prj\_107000\_48893 | 0,00 | 7,90 | 7,90 |
| 23 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Гиагинская» с заменой трансформаторов 2,5 МВА и 4 МВА на трансформаторы 2х6,3 МВА | F\_prj\_107000\_48145 | 0,00 | 7,77 | 7,77 |
| 24 | Реконструкция ВЛ-110 кВ «Никитинская-Варениковская» (Оснащение СПГ) | F\_prj\_107000\_49379 | 0,00 | 7,25 | 7,25 |
| 25 | Оснащение ИТСО ПС 110 кВ "Лорис" | F\_prj\_107000\_48179 | 0,00 | 6,71 | 6,71 |
| 26 | Реконструкция ПС 110 кВ «Джигинская» с заменой Т-1 и Т-2 2х16 МВА на 2х25 МВА | F\_prj\_107000\_49890 | 0,00 | 6,52 | 6,52 |
| 27 | Реконструкция ВЛ-110 кВ «Варениковская-Джигинская» (Оснащение СПГ) | F\_prj\_107000\_49380 | 0,00 | 6,48 | 6,48 |
| 28 | Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. П-7 от оп. №1 до №67, до оп. 4/6 | F\_prj\_107000\_48892 | 0,00 | 6,40 | 6,40 |
| 29 | Приобретение автокрана на полноприводном автомобиле, грузоподъемность 16т - 2 шт. | G\_prj\_107000\_49998 | 0,00 | 6,03 | 6,03 |
| 30 | Приобретение автогидроподъемников ПСС-131.22Э (АПТ-22) , колесная формула 4х4, высота подъема 22м. - 6 шт. | F\_prj\_107000\_48937 | 0,00 | 5,53 | 5,53 |
| 31 | Приобретение серверного оборудования - (12 платформ) | G\_prj\_107000\_49994 | 0,00 | 4,76 | 4,76 |
| 32 | Реконструкция ПС 110/10 кВ "Набережная" с заменой ДГР-10 1,2,3,4 СШ 10 кВ | F\_prj\_107000\_48884 | 0,00 | 4,67 | 4,67 |
| 33 | Приобретение передвижной ЭТЛ-35 кВ - 9 шт. | F\_prj\_107000\_48922 | 0,00 | 4,01 | 4,01 |
| 34 | Приобретение компьютеров и оргтехникив для филиалов ПАО "Кубаньэнерго" - 56 ед. | G\_prj\_107000\_49996 | 0,00 | 3,76 | 3,76 |
| 35 | Реконструкция ВЛ-110 кВ Черемушки-Хаджох, Хаджох-Новосвободная в части расширения просек | F\_prj\_107000\_49870 | 0,00 | 3,35 | 3,35 |
| 36 | Реконструкция ПС 110 кВ «Раевская» с заменой Т-1 6,3 МВА на 16 МВА | F\_prj\_107000\_49891 | 0,00 | 3,29 | 3,29 |
| 37 | Реконструкция существующей котельной Лабиснких ЭС для здания химлаборатории | G\_prj\_107000\_49957 | 0,00 | 2,79 | 2,79 |
| 38 | Реконструкция ПС 110/10 кВ Архипо-Осиповка с устройством шумоизолирующих стен | G\_prj\_107000\_49894 | 0,00 | 2,48 | 2,48 |
| 39 | Монтаж пожарной сигнализации и системы оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией Ленинградских ЭС | G\_prj\_107000\_49953 | 0,00 | 2,23 | 2,23 |
| 40 | Реконструкция ПС 110/10 кВ «Южная» в части работ по водоотведению (проектно-изыскательские работы) | G\_prj\_107000\_49893 | 0,00 | 1,90 | 1,90 |
| 41 | Реконструкция аккумуляторного хозяйства и системы автоматики объекта 30/34 | F\_prj\_107000\_48189 | 0,00 | 1,90 | 1,90 |
| 42 | Реконструкция ВЛ 110 кВ "Псебай-Курджиново" в части расширения просек | F\_prj\_107000\_48881 | 0,00 | 1,86 | 1,86 |
| 43 | Создание сухогрузного района морского порта Тамань. Железнодорожные пути, развитие существующей железнодорожной инфраструктуры общего пользования в направлении сухогрузного района морского порта Тамань. Строительство ЛЭП-220кВ «Тамань – Порт» 1, 2 цепь | F\_prj\_107000\_48958 | 0,00 | 1,84 | 1,84 |
| 44 | Строительство РП - «Вокзал». Строительство КЛ 6 кВ от С.Ш. 6 кВ ПС 110/10/6 кВ «Сочи» до I и II С.Ш. 6 кВ РП -«Вокзал». Телемеханизация | G\_prj\_107000\_49948 | 0,00 | 1,72 | 1,72 |
| 45 | Реконструкция ВЛ-10 кВ А161-А401/А4/А402 | F\_prj\_107000\_48889 | 0,00 | 1,63 | 1,63 |
| 46 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ "Советсткая" с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | F\_prj\_107000\_48916 | 0,00 | 1,00 | 1,00 |
| 47 | Приобретение устройства «Сириус-Д3-35-5А-220В-И1» для пополнения аварийного запаса - 11 шт. | G\_prj\_107000\_50879 | 0,00 | 0,84 | 0,84 |
| 48 | Реконструкция ПС 110/6 кВ "Ейск-2" с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУ-6 кВ | F\_prj\_107000\_48918 | 0,00 | 0,83 | 0,83 |
| 49 | Внедрение сети 0,95 кВ в ст. Васюринская Динского района ВЛ от ТП 10/0,4 кВ ВС1-601 | F\_prj\_107000\_48176 | 0,00 | 0,79 | 0,79 |
| 50 | Реконструкция ПС 110/10 кВ "Псебай" с оснащением быстродействующими защитами от дуговых замыканий КРУН-10 кВ | F\_prj\_107000\_48919 | 0,00 | 0,75 | 0,75 |
| 51 | Реконструкция ПС 110/10 кВ "КПТФ" с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | F\_prj\_107000\_48921 | 0,00 | 0,65 | 0,65 |
| 52 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ "Новотроицкая" с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | F\_prj\_107000\_48920 | 0,00 | 0,65 | 0,65 |
| 53 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ "Старощербиновская" с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | F\_prj\_107000\_48917 | 0,00 | 0,64 | 0,64 |
| 54 | Реконструкция ВЛ-10 кВ Ф-5, проходящей на территории СОШ №3 ст.Фастовецкая | F\_prj\_107000\_48896 | 0,00 | 0,60 | 0,60 |
| 55 | Реконструкция ВЛ-10 кВ ф.КН-2, проходящей на территории СОШ №1 в ст. Каневской | F\_prj\_107000\_48891 | 0,00 | 0,55 | 0,55 |
| 56 | Организация каналов связи и телемеханики модернизация и расширение ССПИ ПАО "Кубаньэнерго"Организация каналов связи и передачи данных с использованием ВОЛС Армавирские ЭС - МГТС г. Армавир - 1 этап. | F\_prj\_107000\_48150 | 0,00 | 0,51 | 0,51 |
| 57 | Оснащение инженерно-техническими средствами охраны (ИТСО) ПС 110/10/6 "Троицкий водозабор" | F\_prj\_107000\_48180 | 0,00 | 0,50 | 0,50 |
| 58 | Реконструкция ВЛ-10 кВ Г-3 с участием совместного подвеса ВЛ-0,4 кВ Г-3-321 Ф-2, проходящей на территории СОШ №9 Гречаная балка | F\_prj\_107000\_48894 | 0,00 | 0,47 | 0,47 |
| 59 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП ЕК 3-287, проходящей на территории СШ №1 ст. Крыловская | F\_prj\_107000\_48913 | 0,00 | 0,31 | 0,31 |
| 60 | Реконструкция ВЛ-10 кВ З-1, проходящей на территории НСШ №42 х. Привольный | F\_prj\_107000\_48895 | 0,00 | 0,31 | 0,31 |
| 61 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ с неизолированными проводами, проходящих по территориям школьных и дошкольных учреждений Крымского района. Реконструкция ВЛ-6 кВ ТВ-2 (инвентарный № 001912) | G\_prj\_107000\_50791 | 0,00 | 0,30 | 0,30 |
| 62 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП ТР9-762, проходящей на территории СОШ №12 ст. Терновская | F\_prj\_107000\_48910 | 0,00 | 0,22 | 0,22 |
| 63 | Рекострукция ПС 35/10 кВ "Садки" | F\_prj\_107000\_48171 | 0,00 | 0,20 | 0,20 |
| 64 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП Л7-1064, проходящей на территории СШ №9 п. Октябрьский | F\_prj\_107000\_48914 | 0,00 | 0,20 | 0,20 |
| 65 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ с неизолированными проводами, проходящих по территориям школьных и дошкольных учреждений Крымского района. Реконструкция ВЛ-6 кВ НУ-1 (инвентарный № 001528) | G\_prj\_107000\_50796 | 0,00 | 0,19 | 0,19 |
| 66 | Реконструкция ПС 35/10 кВ Энем с заменой тр-ов 2х5,6 МВА на 2х10 МВА | F\_prj\_107000\_48144 | 0,00 | 0,18 | 0,18 |
| 67 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП ПР1-1079, проходящей на территории ДС №20 п. Октябрьский | F\_prj\_107000\_48915 | 0,00 | 0,17 | 0,17 |
| 68 | Реконструкция ВЛ-10 кВ П-3, проходящей на территории СОШ №10 ст. Павловская | F\_prj\_107000\_48897 | 0,00 | 0,17 | 0,17 |
| 69 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП Е5-526, проходящей на территории СОШ №28 ст. Е-Борисовская | F\_prj\_107000\_48901 | 0,00 | 0,16 | 0,16 |
| 70 | Реконструкция ПС 110/6 кВ «Таманский водовод» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50742 | 0,00 | 0,15 | 0,15 |
| 71 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП А-1-233, проходящей на территории СОШ №20 ст. Краснооктябрьская | F\_prj\_107000\_48904 | 0,00 | 0,14 | 0,14 |
| 72 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП Ш3-925, проходящей на территории СОШ №39 ст. Юго-Северная | F\_prj\_107000\_48900 | 0,00 | 0,14 | 0,14 |
| 73 | Реконструкция двухцепной ВЛ-110 кВ «КТЭЦ-Южная» и «КТЭЦ-Парфюмерная» с заменой опоры № 7 | G\_prj\_107000\_49872 | 0,00 | 0,14 | 0,14 |
| 74 | Реконструкция ПС 35/10 кВ Понежукай с заменой тр-ов 2х2,5 МВА на 2х6,3 МВА | F\_prj\_107000\_48143 | 0,00 | 0,14 | 0,14 |
| 75 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП З1-603, проходящей на территории НСШ №42 х. Привольный | F\_prj\_107000\_48902 | 0,00 | 0,13 | 0,13 |
| 76 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП РП-1-1-405, проходящей на территории СШ №6 ст. Октябрьская | F\_prj\_107000\_48906 | 0,00 | 0,12 | 0,12 |
| 77 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП РП-1-1-409, проходящей на территории СШ №7 ст. Октябрьская | F\_prj\_107000\_48907 | 0,00 | 0,12 | 0,12 |
| 78 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП К-102-327, проходящей на территории СШ №3 ст. Крыловская | F\_prj\_107000\_48905 | 0,00 | 0,11 | 0,11 |
| 79 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ с неизолированными проводами, проходящих по территориям школьных и дошкольных учреждений Крымского района. Реконструкция ВЛ-0,4 кВ (инвентарный № 001911) | G\_prj\_107000\_50790 | 0,00 | 0,07 | 0,07 |
| 80 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТД-3-274 ф. №1, проходящей по территории СОШ №9 в х.Труд Каневского района | F\_prj\_107000\_48899 | 0,00 | 0,07 | 0,07 |
| 81 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП ТР7-710, проходящей на территории ДС "Аленушка" ст. Терновская | F\_prj\_107000\_48912 | 0,00 | 0,05 | 0,05 |
| 82 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП З5-356, проходящей на территории ДС "Солнышко" ст. Архангельская | F\_prj\_107000\_48903 | 0,00 | 0,05 | 0,05 |
| 83 | СМР+ПИР. Реконструкция ВЛ 110 кВ Крымск - Тоннельная, ВЛ 110 кВ Крымск - Неберджаевская, ВЛ 110 кВ Новороссийск - Неберджаевская, ВЛ 110 кВ Кирилловская - Раевская, ВЛ 110 кВ Кирилловская - Солнечная, ВЛ 110 кВ Анапская - Сукко, ВЛ 110 кВ Кирилловская - РИП, ВЛ 110 кВ Кирилловская - Тоннельная, ВЛ 35 кВ КНПС - Баканская, ВЛ 35 кВ КНПС - Саук Дере, ВЛ 35 кВ Тоннельная - Атакай, ВЛ 35 кВ Атакай - Баканская с расширением просек | F\_prj\_107000\_49869 | 0,00 | 0,04 | 0,04 |
| 84 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ с неизолированными проводами, проходящих по территориям школьных и дошкольных учреждений Крымского района. Реконструкция ВЛ-0,4 кВ (инвентарный № 001740) | G\_prj\_107000\_50795 | 0,00 | 0,02 | 0,02 |
| 85 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ с неизолированными проводами, проходящих по территориям школьных и дошкольных учреждений Крымского района. Реконструкция ВЛ-10 кВ ШК-5 (инвентарный № 017421) | G\_prj\_107000\_50793 | 0,00 | 0,01 | 0,01 |
| 86 | Строительство ПС 110/10/6 кВ Дальняя с установкой трансформаторов 2х16 МВА. Демонтаж существующей ПС 110/35/6 кВ с переводом нагрузки на новую ПС | F\_prj\_107000\_49084 | 0,00 | 0,01 | 0,01 |

**Фактическое использование собственных тарифных источников на финансирование новых инвестиционных проектов, не включенных в утвержденную в 2016 году инвестиционную программу**

| **№ п/п** | **Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)** | **Идентификатор инвестиционного проекта** | **Объем финансирования (в части тарифных источников), млн. руб. с НДС** | | **Отклонение (факт-план)** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **План  (Утв. в 2016**  **году)** | **Факт** | **млн. руб.** |
| **Всего по инвестиционным проектам** | | | - | 253,39 | 253,39 |
| 1 | Приобретение ИБП, АВР для организации системы резервирования особых зон здания ГМЦ в г. Сочи | H\_prj\_107000\_51070 | - | 66,74 | 66,74 |
| 2 | Приобретение программно-аппаратного комплекса для работы подсистем мониторинга информационной безопасности и межсетевого экранирования ИТС и конечных узлов – 1 комплекс | H\_prj\_107000\_51049 | - | 31,44 | 31,44 |
| 3 | Приобретение грузовых бортовых автомобилей с крано-манипуляторной установкой ИНМАН ИМ-240 (2017 год) - 3 шт. | H\_prj\_107000\_50980 | - | 20,20 | 20,20 |
| 4 | Реконструкция ПС 110/35/6 кВ «Армавирская ТЭЦ» со строительством ОПУ. Этап строительства 1 | ЭF\_prj\_107000\_48156 | - | 12,90 | 12,90 |
| 5 | Приобретение автогидроподъемников ПСС-131.18Э с 5-ти местной кабиной (2017 год) - 3 шт. | H\_prj\_107000\_50973 | - | 12,90 | 12,90 |
| 6 | Приобретение выключателя ВЭБ-УЭТМ-110 IV-40/2500 УХЛ1 - 2 шт. | H\_prj\_107000\_60000 | - | 12,27 | 12,27 |
| 7 | Приобретение трансформатора ТМН-6300/35/6 У1 для пополнения аварийного запаса (2017 год) - 1 шт. | H\_prj\_107000\_50996 | - | 9,18 | 9,18 |
| 8 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Бриньковская» с перезаводом ВЛ-35 кВ «Бриньковская-Труд» на II сш-35 кВ, строительством секционного элегазового выключателя 35 кВ, заменой силового трансформатора Т-1 типа ТМ-3200/35 мощностью 3,2 МВА на силовой трансформатор Т-1 типа ТМН-4000/35 мощностью 4 МВА. | H\_prj\_107000\_51071 | - | 8,74 | 8,74 |
| 9 | НИОКР. Создание системы автоматизированного проектирования молниезащиты ПС и ВЛ | H\_prj\_107000\_51080 | - | 8,01 | 8,01 |
| 10 | Приобретение автогидроподъемников ПСС-141.29Э (2017 год) – 1 шт. | H\_prj\_107000\_50976 | - | 7,50 | 7,50 |
| 11 | Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Краснодарского края и Республики Адыгея на 2017-2021 годы – 1 программа | H\_prj\_107000\_60049 | - | 6,50 | 6,50 |
| 12 | Реконструкция перехода через реку Кубань ВЛ-110 кВ «Армавирская ТЭЦ-Речная» с заменой опор №29 и №30, провода и грозозащитного троса в пролете опор №29-30» | H\_prj\_107000\_60093 | - | 5,85 | 5,85 |
| 13 | Приобретение 3 шт. камер ультрафиолетового излучения для диагностики состояния подвесной и опорной изоляции | G\_prj\_107000\_49985 | - | 5,55 | 5,55 |
| 14 | НИОКР. Разработка методики и многофункционального программного комплекса расчета поражения элементов ЛЭП молнией на основе вероятностного подхода | H\_prj\_107000\_51081 | - | 4,85 | 4,85 |
| 15 | Приобретение выключателя ВГБ-35 (с электромагнитным приводом переменного тока со встроенным выпрямителем) для пополнения аварийного запаса (2017 год) – 2 шт. | H\_prj\_107000\_50998 | - | 3,60 | 3,60 |
| 16 | НИОКР. Разработка профилей стандарта IEC 61850 для устройств/шкафов РЗА и АСУ ТП, обеспечивающих их взаимозаменяемость | H\_prj\_107000\_60052 | - | 2,99 | 2,99 |
| 17 | Приобретение высоковольтных пунктов учета ВПУ 10 кВ - 123 шт. | H\_prj\_107000\_50986 | - | 2,90 | 2,90 |
| 18 | Реконструкция ПС 35 кВ «Голубицкая». Монтаж второй очереди. Установка Т-2 мощностью 6,3 МВА, монтаж ОРУ, КРУН | H\_prj\_107000\_51000 | - | 2,76 | 2,76 |
| 19 | Оснащение дополнительных 25 рабочих мест операторов CAII-центра в исполнительном аппарате, Краснодарских и Сочинских электрических сетях (2017 год) | H\_prj\_107000\_50988 | - | 1,90 | 1,90 |
| 20 | Оснащение инженерно-техническими средствами охраны (ИТСО) ПС-110/10 «Тонкий мыс» - 1 этап | ЭF\_prj\_107000\_48178 | - | 1,73 | 1,73 |
| 21 | Приобретение высоковольтного ввода типа ГКЛПIII-90-126/2000 (заводской чертеж ИВУЕ.686352.234-01) для пополнения аварийного запаса (2017 год) – 2 шт. | H\_prj\_107000\_51005 | - | 1,35 | 1,35 |
| 22 | Реконструкция системы гарантированного питания серверных исполнительного аппарата ПАО "Кубаньэнерго" | H\_prj\_107000\_60090 | - | 1,28 | 1,28 |
| 23 | НИОКР. Компенсация потребления ТЭР за счет использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на объектах ПАО «Кубаньэнерго» | H\_prj\_107000\_51011 | - | 1,09 | 1,09 |
| 24 | Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ «Речная" с установкой элегазового выключателя ВЛ 110кВ "Армавирская ТЭЦ" | I\_prj\_107000\_60213 | - | 0,99 | 0,99 |
| 25 | Реконструкция ПС 35/10 кВ Запорожская Установка т-2 мощностью 4 МВА | I\_prj\_107000\_60211 | - | 0,91 | 0,91 |
| 26 | Приобретение устройства "Сириус 2 ОПМ (1А/5/А)-(110В/220В)-И1 для пополнения аварийного запаса - 10 шт. | H\_prj\_107000\_51006 | - | 0,88 | 0,88 |
| 27 | Реконструкция сети 10, 0,4 кВ в ст. Бриньковской (ВЛ-10 кВ БР-5, ВЛ-10 кВ БР-2, КТП 10/0,4 кВ БР-2-400, КТП 10/0,4 кВ БР-5-555) | H\_prj\_107000\_51072 | - | 0,86 | 0,86 |
| 28 | Оснащение системы плавки гололеда на ВЛ-110 кВ «Варениковская-Гостагаевская» с установкой оборудования на ПС-110кВ «Варениковская» и ПС-110кВ «Гостагаевская» | H\_prj\_107000\_51095 | - | 0,85 | 0,85 |
| 29 | Реконструкция ВЛ 35 кВ «Бриньковская-Труд» в пролете опор №25-32, входящая в состав ЭСК ПС 35/10 кВ «Бриньковская» с прилегающими ВЛ | H\_prj\_107000\_51042 | - | 0,79 | 0,79 |
| 30 | Рек-ия распред сетей 0,4-10кВ, входящих в зону гостевых маршрутов Темрюкского,Славянского,Красноарм. р-ов ВЛ-0,4кВ Ф-2 МИ-1-151, Ф-4 МИ-1-185 | I\_prj\_107000\_60233 | - | 0,62 | 0,62 |
| 31 | Реконструкция ПС 35 кВ «Анапа» с заменой трансформатора Т-2 3,2 МВА на 6,3 МВА | H\_prj\_107000\_50999 | - | 0,55 | 0,55 |
| 32 | Реконструкция ПС 110 кВ "Славянская" с заменой трансформатора Т-2 мощностью 6,3 МВА на 10 МВА" | I\_prj\_107000\_60212 | - | 0,50 | 0,50 |
| 33 | Приобретение компьютеров и оргтехникив для филиалов ПАО "Кубаньэнерго" (2017 год) - 7 ед. | H\_prj\_107000\_50972 | - | 0,50 | 0,50 |
| 34 | Приобретение дополнительных автоматизированных рабочих мест для САЦ ЧМ-2018 - 7 комплектов | H\_prj\_107000\_50985 | - | 0,50 | 0,50 |
| 35 | «Реконструкция ПС 35/10 кВ «Агроном-II» с установкой Т-2, напряжением 35/10 кВ, мощностью 2,5 МВА» | I\_prj\_107000\_60210 | - | 0,50 | 0,50 |
| 36 | Реконструкция ПС 110/10 кВ «ИКЕА» (замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х25 МВА) , | I\_prj\_107000\_60255 | - | 0,50 | 0,50 |
| 37 | Приобретение трансформатора 110/10 кВ мощностью 16,0 МВА для пополнения аварийного запаса - 1 шт | H\_prj\_107000\_51089 | - | 0,50 | 0,50 |
| 38 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ №2 от КТП 10/0,4 кВ Кб-1-56/100 кВА. Республика Адыгея, Гиагинский район, ст. Келермесская (ориентировочная протяженность 1,241 км.). | H\_prj\_107000\_50957 | - | 0,49 | 0,49 |
| 39 | Приобретение электрозарядных станций "ФОРА" ЭЗС-АС - 2 шт. | H\_prj\_107000\_60002 | - | 0,49 | 0,49 |
| 40 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ №1 от КТП 10/0,4 кВ Кб-1-59/100 кВА. Республика Адыгея, Гиагинский район, ст. Келермесская (ориентировочная протяженность 0,90 км.). | H\_prj\_107000\_50958 | - | 0,47 | 0,47 |
| 41 | Реконструкция ЗТПП Пп-11-706 - 2 выключателя | H\_prj\_107000\_50962 | - | 0,45 | 0,45 |
| 42 | Реконструкция ЗТПП Кв-1-2421 - 2 выключателя | H\_prj\_107000\_50961 | - | 0,45 | 0,45 |
| 43 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ №3 от КТП 10/0,4 кВ В-1-33/100 кВА. Краснодарский край, Белореченский район, с.Великовечное (ориентировочная протяженность 0,742 км.). | H\_prj\_107000\_50955 | - | 0,44 | 0,44 |
| 44 | Приобретение трансформатора 110/10 кВ мощностью 25,0 МВА для пополнения аварийного запаса - 1 шт | H\_prj\_107000\_51090 | - | 0,42 | 0,42 |
| 45 | Реконструкция ПС 110 Новороссийск (замена аккумуляторной батареи) | H\_prj\_107000\_51046 | - | 0,41 | 0,41 |
| 46 | Приобретение аккумуляторных батарей для ПС 110 кВ «Икеа АБ1, АБ2», Тургеневская АБ1» - 51 шт. | H\_prj\_107000\_50987 | - | 0,41 | 0,41 |
| 47 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ №3 от КТП 10/0,4 кВ Пп3-168/160 кВА. Краснодарский край, Белореченский район,ст. Пшехская (ориентировочная протяженность 2,929 км.). | H\_prj\_107000\_50959 | - | 0,40 | 0,40 |
| 48 | Приобретение трансформатора 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА для пополнения аварийного запаса - 1 шт | H\_prj\_107000\_51091 | - | 0,40 | 0,40 |
| 49 | Реконструкция ПС 35 кВ «Котлома» с заменой трансформатора Т-1 6,3 МВА на 10 МВА | H\_prj\_107000\_51001 | - | 0,40 | 0,40 |
| 50 | Устройство грозозащиты в пролетах опор №№18-36 ВЛ 110 кВ «Крымская-КПТФ» | H\_prj\_107000\_51043 | - | 0,39 | 0,39 |
| 51 | Реконструкция ПС 110 кВ «Гостагаевская» с заменой трансформатора Т-1 6,3 МВА на 16 МВА | H\_prj\_107000\_50997 | - | 0,34 | 0,34 |
| 52 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/35/10/6 кВ Варениковская | H\_prj\_107000\_60081 | - | 0,31 | 0,31 |
| 53 | Консолидация электросетевых активов ТП-4-619П, ВЛ-0,4 кВ С6-848П | H\_prj\_107000\_60045 | - | 0,30 | 0,30 |
| 54 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ №1 от КТП 10/0,4 кВ Пп3-579/100 кВА. Краснодарский край, Белореченский район, ст.Пшехская (ориентировочная протяженность 0,761 км.). | H\_prj\_107000\_50960 | - | 0,27 | 0,27 |
| 55 | Реконструкция ПС-35/10 кВ Платнировская-2 с установкой Т-2 мощностью 4 МВА | H\_prj\_107000\_51092 | - | 0,26 | 0,26 |
| 56 | Реконструкция систем пожарной сигнализации в административных здании ОАО «Кубаньэнерго» в части оповещения о пожаре и управления эвакуацией» | H\_prj\_107000\_50968 | - | 0,26 | 0,26 |
| 57 | Приобретение прибора "Ультраскан 2004" - 1 шт. | H\_prj\_107000\_60004 | - | 0,24 | 0,24 |
| 58 | Реконструкция ВЛ-0,4кВ Ф-1, Ф-2 от ТП-10/0,4кВ ЗП-9-851 (ориентировочная протяженность 2,77 км.). | H\_prj\_107000\_50956 | - | 0,23 | 0,23 |
| 59 | Оснащение зданий РПБ «Западная-2» филиала ПАО «Кубаньэнерго» Краснодарские электрические сети. Реконструкция автоматической пожарной сигнализации, с организацией системы оповещения о пожаре, здания расположенного по адресу: г. Краснодар, ул. Академика Лукьяненко, 119» | H\_prj\_107000\_50964 | - | 0,22 | 0,22 |
| 60 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Красноармейская | H\_prj\_107000\_60054 | - | 0,20 | 0,20 |
| 61 | Приобретение тепловизора Testo 875-1i - 1 шт. | H\_prj\_107000\_60001 | - | 0,20 | 0,20 |
| 62 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/35/6 кВ Выселки | H\_prj\_107000\_60063 | - | 0,18 | 0,18 |
| 63 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/35/10 кВ Кореновская | H\_prj\_107000\_60064 | - | 0,17 | 0,17 |
| 64 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Центральная | H\_prj\_107000\_60055 | - | 0,16 | 0,16 |
| 65 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Воронцовская» с заменой трансформатора Т-1 2,5 МВА на 4 МВА | H\_prj\_107000\_51003 | - | 0,16 | 0,16 |
| 66 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Бузиновская | H\_prj\_107000\_60062 | - | 0,14 | 0,14 |
| 67 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Рассвет | H\_prj\_107000\_60061 | - | 0,13 | 0,13 |
| 68 | Сочинский РРЭС (Верещагинская-Бочаров Ручей) | I\_prj\_107000\_60237 | - | 0,13 | 0,13 |
| 69 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/35/6 кВ Абинская | H\_prj\_107000\_60083 | - | 0,10 | 0,10 |
| 70 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/10 кВ Юго-Западная | H\_prj\_107000\_60079 | - | 0,10 | 0,10 |
| 71 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Северская | H\_prj\_107000\_60076 | - | 0,09 | 0,09 |
| 72 | Приобретение динамометра растяжения ДМР-МГ4 - 1 шт. | H\_prj\_107000\_60005 | - | 0,08 | 0,08 |
| 73 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/35/10 кВ Старокорсунская | H\_prj\_107000\_60074 | - | 0,08 | 0,08 |
| 74 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/10/10 кВ Набережная | H\_prj\_107000\_60065 | - | 0,08 | 0,08 |
| 75 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/35/10/6 кВ ВНИИРис | H\_prj\_107000\_60077 | - | 0,08 | 0,08 |
| 76 | Реконструкция ИТСО Адлерского РЭС (51-ТП) | H\_prj\_107000\_50924 | - | 0,08 | 0,08 |
| 77 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ ИКЕА | H\_prj\_107000\_60066 | - | 0,07 | 0,07 |
| 78 | Реконструкция ПС 35 кВ «Сельхозтехника» с заменой трансформатора Т-1 6,3 МВА на 10 МВА | H\_prj\_107000\_51008 | - | 0,07 | 0,07 |
| 79 | Приобретение инструмента для удаления наружного покрова и изоляции IT-1000-024 - 1 шт. | H\_prj\_107000\_60011 | - | 0,06 | 0,06 |
| 80 | Реконструкция систем автоматической установки пожаротушения в помещении «Серверной» к.24 здание Литер «В» исполнительного аппарата ПАО «Кубаньэнерго» г. Краснодар, ул. Ставропольская 2А | H\_prj\_107000\_50969 | - | 0,06 | 0,06 |
| 81 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/10/6 кВ Восточная | H\_prj\_107000\_60069 | - | 0,06 | 0,06 |
| 82 | Приобретение вакуумного матраса COMBIMATT Spenser - 1 шт. | H\_prj\_107000\_60003 | - | 0,06 | 0,06 |
| 83 | Приобретение инструмента IT-1000-001-CEE02 - 1 комплект | H\_prj\_107000\_60009 | - | 0,06 | 0,06 |
| 84 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/10 кВ «Почтовая» | H\_prj\_107000\_60067 | - | 0,06 | 0,06 |
| 85 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Аэропорт | H\_prj\_107000\_60071 | - | 0,06 | 0,06 |
| 86 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Нововеличковская | H\_prj\_107000\_60080 | - | 0,06 | 0,06 |
| 87 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/6 кВ Юго-Восточная | H\_prj\_107000\_60084 | - | 0,06 | 0,06 |
| 88 | Реконструкция ПС 35 кВ «Динская» с заменой трансформатора Т-2 4 МВА на 6,3 МВА | H\_prj\_107000\_51002 | - | 0,06 | 0,06 |
| 89 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/10 кВ Пашковская | H\_prj\_107000\_60070 | - | 0,05 | 0,05 |
| 90 | Реконструкция ИТСО административного здания Хостинского РЭС | H\_prj\_107000\_50921 | - | 0,05 | 0,05 |
| 91 | Реконструкция ИТСО административного здания РДП Сочинского ФЭС | H\_prj\_107000\_50923 | - | 0,05 | 0,05 |
| 92 | Приобретение блокирующего устройства со стальным тросом L-15 м, ТР ТС 019/2011, ГОСТ РЕН 3630-2008 - 1 шт. | H\_prj\_107000\_60006 | - | 0,05 | 0,05 |
| 93 | Приобретение ящика с набором газовой горелки FH-1630-PIE-MC10 - 1 шт. | H\_prj\_107000\_60008 | - | 0,05 | 0,05 |
| 94 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/10-6 кВ «ХБК» | H\_prj\_107000\_60068 | - | 0,05 | 0,05 |
| 95 | Реконструкция ИТСО ПС 110 кВ «Кудепста» | H\_prj\_107000\_50922 | - | 0,03 | 0,03 |
| 96 | Оснащение ПС 110 кВ «Лорис», «Афипская», цифровыми устройствами регистрации аварийных событий | I\_prj\_107000\_60242 | - | 0,03 | 0,03 |
| 97 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/35/10 кВ Лорис | H\_prj\_107000\_60072 | - | 0,03 | 0,03 |
| 98 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Динская | H\_prj\_107000\_60073 | - | 0,03 | 0,03 |
| 99 | Реконструкция ИТСО ПС 110 кВ «Адлер» | H\_prj\_107000\_50919 | - | 0,03 | 0,03 |
| 100 | Реконструкция ИТСО Хостинского РЭС (8-ТП) | H\_prj\_107000\_50925 | - | 0,03 | 0,03 |
| 101 | Реконструкция ИТСО ПС 110/10кВ «Южная» | H\_prj\_107000\_50920 | - | 0,03 | 0,03 |
| 102 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/10 кВ Гостагаевская | H\_prj\_107000\_60082 | - | 0,03 | 0,03 |
| 103 | Реконструкция ИТСО административного здания Адлерского РЭС | H\_prj\_107000\_50918 | - | 0,03 | 0,03 |
| 104 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/35/6 кВ Афипская | H\_prj\_107000\_60075 | - | 0,03 | 0,03 |
| 105 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Ханьковская | H\_prj\_107000\_60056 | - | 0,02 | 0,02 |
| 106 | Реконструкция системы ПА на ПС 110/6 кВ кВ Курчанская | H\_prj\_107000\_60057 | - | 0,02 | 0,02 |
| 107 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Темрюк | H\_prj\_107000\_60058 | - | 0,02 | 0,02 |
| 108 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Старотитаровская | H\_prj\_107000\_60059 | - | 0,02 | 0,02 |
| 109 | Реконструкция системы ПА на ПС 110 кВ Вышестеблиевская | H\_prj\_107000\_60060 | - | 0,02 | 0,02 |
| 110 | Переустройство ВЛ 10кВ, ВЛ 0,4кВ в КЛ-10кВ, КЛ-0,4кВ от опоры №5-7/3-3-3 до ТП 10/0,4кВ СЕ1-41 п в ст. Северской Краснодарского края | I\_prj\_107000\_60234 | - | 0,02 | 0,02 |

По результатам анализа Исполнителем определено 65 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 титулам составило 1 011,8 млн руб.

| **№** | **Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)** | **Идентификатор инвестиционного проекта** | **Объем финансирования (в части тарифных источников), млн. руб. с НДС** | | **Отклонение (факт-план)** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **План  (Утв. в 2016 году)** | **Факт** | **млн. руб.** | **%** |
| **Всего по инвестиционным проектам** | | | **1477,75** | **465,96** | **-1011,80** | **-68%** |
| 1 | Реконструкция ПС 110 кВ "Адлер", с выполнением ОПУ, РУ 6-10 кВ, ДГР и ЩСН | F\_prj\_107000\_10236 | 187,63 | 11,41 | -176,21 | -94% |
| 2 | Строительство заходов КЛ 110 кВ КТЭЦ – ЗИП, ОБД – Северная (4 КЛ-110 кВ, L=2,5 км) и Лорис-Пашковская (2-х цепная ВЛ-110 кВ, L=0,7 км) на ПС 220 Восточная Промзона | F\_prj\_107000\_48192 | 174,18 | 7,65 | -166,53 | -96% |
| 3 | Реконструкция ПС 35/10 кВ "Пионерская" с переводом на уровень напряжения 110 кВ и установкой трансформаторов 2х40 МВА напряжением 110/35/10 кВ | F\_prj\_107000\_48154 | 325,11 | 166,67 | -158,44 | -49% |
| 4 | Реконструкция ПС 110/10/10 кВ «Набережная». Установка Т-3 мощностью 40 МВА | G\_prj\_107000\_50487 | 115,02 | 7,92 | -107,10 | -93% |
| 5 | Реконструкция ПС-110 кВ "Туапсе город" | F\_prj\_107000\_48153 | 148,39 | 77,40 | -70,99 | -48% |
| 6 | Реконструкция ПС 110/6 кВ Водозабор | F\_prj\_107000\_48170 | 60,92 | 13,20 | -47,72 | -78% |
| 7 | Реконструкция РЗА и ПА на подстанциях 110 кВ ПАО "Кубаньэнерго" сети 110 кВ, прилегающей к ПС 500 кВ "Центральная" | F\_prj\_107000\_48289 | 37,56 | 2,39 | -35,16 | -94% |
| 8 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Горячий ключ» с установкой трансформатора 16 МВА | G\_prj\_107000\_49896 | 35,13 | 1,44 | -33,69 | -96% |
| 9 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Забайкаловская | F\_prj\_107000\_48290 | 54,51 | 22,14 | -32,37 | -59% |
| 10 | Строительство ВЛ 0,4-10 кВ с установкой новых ТП для электроснабжения п. Никитино Мостовского района | F\_prj\_107000\_19850 | 32,40 | 0,21 | -32,19 | -99% |
| 11 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Белореченская - ДМ8 в части расширения просек | G\_prj\_107000\_49859 | 20,83 | 0,00 | -20,83 | -100% |
| 12 | Реконструкция ВЛ 110 кВ "Центральная-Северная" и транзита ВЛ 110 кВ "Центральная-Армавир" в части расширения просек | F\_prj\_107000\_48882 | 20,11 | 6,32 | -13,79 | -69% |
| 13 | Приобретение коммутаторов для построения структурированной кабельной сети исполнительного аппарата ПАО "Кубаньэнерго" - 14 комплектов | G\_prj\_107000\_49997 | 12,15 | 0,00 | -12,15 | -100% |
| 14 | Приобретение программного-аппаратного комплекса системы защиты персональных данных - 12 комплектов | F\_prj\_107000\_48190 | 11,31 | 0,00 | -11,31 | -100% |
| 15 | Организация АСТУ Тихорецкого РЭС Тихорецких электрических сетей I этап | ЭF\_prj\_107000\_48151 | 54,00 | 43,13 | -10,87 | -20% |
| 16 | Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Мясокомбинат с заменой аккумуляторной батареи типа СК-8 | G\_prj\_107000\_49874 | 10,82 | 0,74 | -10,07 | -93% |
| 17 | Реконструкция ПС 110/10/10 кВ «Военгородок» с заменой устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю на 1, 2, 3, 4, СШ-10 кВ | G\_prj\_107000\_50517 | 10,01 | 0,00 | -10,01 | -100% |
| 18 | НИОКР. Разработка устройств релейной защиты воздушных и кабельных линий электропередачи среднего напряжения на основе многофазных преобразователей тока и напряжения | F\_prj\_107000\_49512 | 7,49 | 0,00 | -7,49 | -100% |
| 19 | Реконструкция устройств плавки гололёда на ВЛ 110 кВ Крымская-Неберджаевская 2 цепь | F\_prj\_107000\_49384 | 4,56 | 0,00 | -4,56 | -100% |
| 20 | Приобретение защиты ближнего резервирования силовых трансформаторов для ПС филиала ПАО "Кубаньэнерго" (тип: ПУМА 3431.05) в монтажном шкафу с модулем ввода данных МВД -104 комплекта | G\_prj\_107000\_49970 | 17,89 | 14,40 | -3,49 | -20% |
| 21 | Приобретение трансформатора тока ТОГФ-110 для пополнения аварийного запаса - 31 шт. | G\_prj\_107000\_49981 | 3,27 | 0,00 | -3,27 | -100% |
| 22 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Большевик» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50763 | 3,52 | 0,32 | -3,19 | -91% |
| 23 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Новопластуновская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50734 | 3,52 | 0,32 | -3,19 | -91% |
| 24 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Фастовецкая» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50713 | 3,52 | 0,35 | -3,16 | -90% |
| 25 | НИОКР. Устройство дифференциально-фазной защиты линии электропередачи с двухсторонним питанием с функцией дальнего резервирования релейных защит и коммутационных аппаратов подстанций, подключенных к ответвлениям | F\_prj\_107000\_49509 | 7,68 | 5,42 | -2,26 | -29% |
| 26 | НИОКР. Разработка рефлектометрического комплекса мониторинга линий электропередач ВЛ 35-220 кВ, для определения мест их повреждений и гололедных отложений на них | F\_prj\_107000\_49508 | 8,35 | 6,35 | -2,00 | -24% |
| 27 | Приобретение бытовых вагончиков для проведения предрейсовых медосмотров - 14 шт. | G\_prj\_107000\_49989 | 1,77 | 0,00 | -1,77 | -100% |
| 28 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Шкуринская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50732 | 1,76 | 0,00 | -1,76 | -100% |
| 29 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Анапская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50697 | 1,76 | 0,07 | -1,68 | -96% |
| 30 | Реконструкция ПС 110/6 кВ «ДСК» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50681 | 1,76 | 0,07 | -1,68 | -96% |
| 31 | Реконструкция ПС 110/10 кВ «Терновская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50717 | 1,76 | 0,14 | -1,62 | -92% |
| 32 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Новонекрасовская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50746 | 1,76 | 0,15 | -1,61 | -92% |
| 33 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Шохры» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50706 | 1,76 | 0,15 | -1,61 | -92% |
| 34 | Реконструкция ПС 35/10 кВ «Хоперская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50761 | 1,76 | 0,15 | -1,61 | -91% |
| 35 | Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Восток» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50696 | 1,76 | 0,18 | -1,58 | -90% |
| 36 | Реконструкция ПС 110/10 кВ «Новониколаевская» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50747 | 1,76 | 0,33 | -1,43 | -81% |
| 37 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ с неизолированными проводами, проходящих по территориям школьных и дошкольных учреждений Крымского района. Реконструкция ВЛ-0,4 кВ (инвентарный № 001525) | G\_prj\_107000\_50797 | 1,47 | 0,05 | -1,42 | -97% |
| 38 | Приобретение прибора контроля выключателя ПКВ/М7 - 18 шт | G\_prj\_107000\_50803 | 1,28 | 0,00 | -1,28 | -100% |
| 39 | НИОКР. Научные исследования, разработка методических рекомендаций по выбору оптимальных мощностей и технических характеристик энергосберегающих трансформаторов, в том числе с сердечниками из аморфных сплавов, исходя из требований замены устаревших трансформаторов, условий эксплуатации оборудования и экономических показателей | F\_prj\_107000\_49511 | 1,23 | 0,00 | -1,23 | -100% |
| 40 | Оснащение ИТСО ПС 110 кВ "Вышестеблиевская" | F\_prj\_107000\_48181 | 1,11 | 0,00 | -1,11 | -100% |
| 41 | Реконструкция ПС 110/10 кВ «Упорная» с оснащением быстродействующими защитами от дуговых коротких замыканий КРУН-10 кВ | G\_prj\_107000\_50724 | 1,76 | 0,76 | -1,00 | -57% |
| 42 | Монтаж систем видеонаблюдения, охранной сигнализации на объекте 30/34 | F\_prj\_107000\_48185 | 0,95 | 0,02 | -0,93 | -98% |
| 43 | Приобретение бригадного штатного набора инструмента ТК-2 (с гидравлическим прессом и матрицами) - 44 комплекта | G\_prj\_107000\_50814 | 0,78 | 0,00 | -0,78 | -100% |
| 44 | Реконструкция ВЛ 0,4 кВ с неизолированными проводами, проходящих по территориям школьных и дошкольных учреждений Крымского района. Реконструкция ВЛ-0,4 кВ (инвентарный №001738) | G\_prj\_107000\_50792 | 0,64 | 0,05 | -0,60 | -92% |
| 45 | Приобретение Сириус-Д3-35-220В-И3 (дистанционная защита линий напряжения 6-35 кВ с автоматикой управления выключателем) - 19 шт. | G\_prj\_107000\_50862 | 0,55 | 0,00 | -0,55 | -100% |
| 46 | Приобретение испытательного устройства РЕТОМ-61850 для проверки релейной защиты и автоматики - 8 шт. | G\_prj\_107000\_49964 | 0,53 | 0,00 | -0,53 | -100% |
| 47 | Приобретение блока однофазного преобразователя тока РЕТ-10 для проверки релейной защиты и автоматики - 25 шт. | G\_prj\_107000\_49962 | 0,48 | 0,00 | -0,48 | -100% |
| 48 | Приобретение измерителя параметров изоляции "Тангенс-2000" - 9 шт. | G\_prj\_107000\_50801 | 0,90 | 0,45 | -0,45 | -50% |
| 49 | Приобретение трансформатора тока ТОЛ-СВЭЛ-35 для пополнения аварийного запаса - 68 шт. | G\_prj\_107000\_50865 | 1,89 | 1,49 | -0,40 | -21% |
| 50 | Приобретение отбойного молотка ТЕ 1500AVR-Hitli - 5 шт. | G\_prj\_107000\_50817 | 0,40 | 0,00 | -0,40 | -100% |
| 51 | Приобретение устройства «Сириус-2-РН-5А-220В-Л2-И1» для пополнения аварийного запаса - 11 шт. | G\_prj\_107000\_50884 | 0,27 | 0,00 | -0,27 | -100% |
| 52 | Приобретение устройства «Орион-РТЗ-3» для пополнения аварийного запаса - 18 шт. | G\_prj\_107000\_50885 | 0,27 | 0,00 | -0,27 | -100% |
| 53 | Приобретение сушильных камер для спецодежды и спецобуви без утеплителя стен - 89 шт. | G\_prj\_107000\_50830 | 0,70 | 0,50 | -0,20 | -29% |
| 54 | Приобретение набора инструментов для работы с кабелем 6-35кВ - 8 комплектов | G\_prj\_107000\_50819 | 0,19 | 0,00 | -0,19 | -100% |
| 55 | Приобретение комплекта для ВЛ под НН 110 кВ: Штанга оперативная с дугогасящим устройством ШО-110ДУ, Индикатор наведенного напряжения УВНсТФ 0,02-15 кВ, ЗПЛ-110-50 - 47 комплектов | G\_prj\_107000\_50832 | 0,18 | 0,00 | -0,18 | -100% |
| 56 | Приобретение комплекта РЕТ-Микро (блок выпрямительный БВ и усилитель дифференциальный ДУ) для проверки релейной защиты и автоматики - 27 комплектов. | G\_prj\_107000\_49961 | 0,18 | 0,00 | -0,18 | -100% |
| 57 | Приобретение прибора для измерения переходного сопротивления МИКО-1 - 23 шт. | G\_prj\_107000\_50798 | 0,36 | 0,18 | -0,18 | -51% |
| 58 | Приобретение бензинового генератора Hitachi E42 МС - 6 шт. | G\_prj\_107000\_50816 | 0,17 | 0,00 | -0,17 | -100% |
| 59 | Приобретение генератора технической частоты ГТЧ-03М для проверки релейной защиты и автоматики - 9 шт. | G\_prj\_107000\_49968 | 0,15 | 0,00 | -0,15 | -100% |
| 60 | Приобретение трансформатора ТДНС-10000/35 для пополнения аварийного запаса - 5 шт. | G\_prj\_107000\_50866 | 14,51 | 14,38 | -0,13 | -1% |
| 61 | Приобретение блока трехфазного преобразователя напряжения РЕТ-ТН для проверки релейной защиты и автоматики - 34 шт. | G\_prj\_107000\_49960 | 0,13 | 0,00 | -0,13 | -100% |
| 62 | Приобретение комплекта для ВЛ под НН 10 кВ: Штанга оперативная с дугогасящим устройством ШО-110ДУ, Индикатор наведенного напряжения УВНсТФ 0,02-15 кВ, КШЗ 6-10 S-25 - 50 комплектов | G\_prj\_107000\_50831 | 0,12 | 0,00 | -0,12 | -100% |
| 63 | Приобретение вольтамперфазометра ВАФ-ПАРМА (ВАФ-А с двумя токоизмерительными клещами) для проверки релейной защиты и автоматики - 4 шт. | G\_prj\_107000\_49969 | 0,06 | 0,00 | -0,06 | -100% |
| 64 | Приобретение автомобилей повышенной проходимости 4х4, комплектация "Комфорт" - 23 шт. | G\_prj\_107000\_50773 | 16,93 | 16,90 | -0,02 | 0% |
| 65 | Установка БСК на ПС 110/35/10 кВ «Кореновская» | F\_prj\_107000\_10355 | 42,15 | 42,13 | -0,02 | 0% |

Таким образом, в части инвестиционных проектов, предусмотренных утвержденной инвестиционной программой (без учета групповых инвестиционных проектов по ТП), финансирование которых осуществлялось с использованием собственных тарифных источников, совокупный объем недоиспользования предусмотренных, принятыми тарифно-балансовыми решениями на 2017 год, источников (недофинансирования) составил 259,8 млн руб.

| **№ п/п** | **Направление реализации инвестиционных проектов** | **Объем финансирования в 2017 году (за счет тарифных источников), млн. руб.** | | **Отклонение  (факт-утверждено)** | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Утверждено ИПР в 2016 году** | **Факт по утвержденным проектам** | **млн. руб.** | **%** |
| **Всего по инвестиционной программе** | | 3 246,0 | 2 986,2 | -259,8 | -8,0% |
| 1 | Технологическое присоединение\* | 828,8 | 822,9 | -5,9 | -0,7% |
| 2 | Реконструкция, модернизация, техническое перевооружение | 1 837,7 | 1 517,9 | -319,8 | -17,4% |
| 3 | Инвестиционные проекты, реализация которых обуславливается схемами и программами перспективного развития электроэнергетики | 174,2 | 126,5 | -47,7 | -27,4% |
| 4 | Прочее новое строительство объектов электросетевого хозяйства | 42,5 | 1,9 | -40,6 | -95,5% |
| 5 | Покупка земельных участков для целей реализации инвестиционных проектов | 0,0 | 0,0 | 0,0 | - |
| 6 | Прочие инвестиционные проекты | 362,8 | 516,9 | 154,1 | 42,5% |

*\* В целях сопоставимости учтено на уровне факта согласно отчету за 2017 г.*

С учетом результатов пообъектного анализа исполнения инвестиционной программы ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год, объем финансирования ИПР за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) составляет:

* Базовая оценка: 99,8% от утвержденного планового значения - при учете результатов финансирования новых инвестиционных проектов согласно данным формы «Источники финансирования инвестиционной программы»;
* Оценка с учетом пообъектного анализа: 92% от утвержденного планового значения - при учете результатов финансирования только инвестиционных проектов, предусмотренных утвержденной в установленном порядке ИПР от 22.12.2016 г.

Расчетная величина собственных средств на реализацию инвестиционной программы, учтенная регулирующим органом при установлении тарифов на 2017 год для расчета величины корректировки НВВ, определена Исполнителем согласно формуле п. 42 Методическими указаниями № 228, исходя из следующих значений:

* величина возврата инвестированного капитала, установленная для ПАО «Кубаньэнерго» в рамках тарифно-балансовых решений на 2017 год, – 2 710 225 тыс. руб.;
* величина дохода на инвестированный капитал, установленная для ПАО «Кубаньэнерго» в рамках тарифно-балансовых решений на 2017 год, – 5 179 556 тыс. руб.;
* величина изменения НВВ, определяемого в целях сглаживания тарифов, установленная для ПАО «Кубаньэнерго» в рамках тарифно-балансовых решений на 2017 год (Приказ РЭК - департамента от 30.12.2016 № 57/2016-э «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Краснодарского края и Республики Адыгея»), – 2 112 905 тыс. руб.;
* величина фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности в 2017 году – 1 907 082,00 тыс. руб. (определено Исполнителем согласно отчетной форме ПАО «Кубаньэнерго» о раздельном учете доходов и расходов за 2017 год - Таблица 1.6. «Расшифровка расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям»);
* величина выпадающих доходов ПАО «Кубаньэнерго» от льготного технологического присоединения в 2017 году в части расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства согласно Отчету об исполнении инвестиционной программы за 2017 г. приняты Исполнителем в размере 922 358,6 тыс. руб.
* величина фактических расходов из прибыли в 2017 году – 1 774 385,00тыс. руб. (ввиду отсутствия данных о признанном регулирующим органом обоснованном уровне расходов, соответствующая величина принята Исполнителем в размере фактических прочих расходов из прибыли согласно отчетной форме ПАО «Кубаньэнерго» о раздельном учете доходов и расходов за 2017 год - Таблица 1.6. «Расшифровка расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям»).

Исполнитель отмечает, что в рамках тарифно-балансовых решений на 2018 год величина корректировки необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы по результатам 9 месяцев 2017 года (в соответствии с Экспертным заключением РЭК-департамента от 20 декабря 2017 года № 134-э) не учитывалась.

Расчет величины корректировки НВВ по результатам исполнения (неисполнения) ИПР за 2017 год выполнен Исполнителем, основываясь на результатах базовой оценки исполнения утвержденного плана. Параметры, принятые Исполнителем в расчет величины корректировки НВВ по результатам исполнения (неисполнения) ИПР за 2017 год, а также результаты оценки размера корректировки приведены ниже.

| **№ п/п** | **Наименование показателя** | **Величина составляющей корректировки НВВ, тыс. руб.** |
| --- | --- | --- |
| 1 | Возврат капитала, учтенный при расчете НВВ | 2 710 225 |
| 2 | Доход на капитал, учтенный при расчете НВВ | 5 179 556 |
| 3 | Сглаживание, учтенное при расчете НВВ | 2 112 905 |
| 4 | Фактическая стоимость обслуживания заемных средств (процентов) | 1 907 082,00 |
| 5 | Фактические расходы из прибыли (экономически обоснованные) | 1 774 385,00 |
| 6 | Выпадающие доходы от льготного ТП (стройка) | 922 358,6 |
| 7 | **Объем собственных средств на реализацию ИПР** | 5 398 860,4 |
| 8 | Плановый размер финансирования ИПР | 3 245 962 |
| 9 | Фактический размер финансирования ИПР | 3 239 545 |
| *9.1.* | *отклонение по исполнению ИПР* | -6 417 |
| *9.2.* | *% исполнения ИПР* | -0,20% |
| 10 | **Величина корректировки НВВ в связи с изменением (неисполнением) ИПР** | -10 673,1 |

По расчету Исполнителя, выполненному по формуле согласно п. 42 Методических указаний № 228-э, величина корректировки НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы ПАО «Кубаньэнерго» в 2017 году составляет (-10 673,1) тыс. руб.

В дополнение к этому, в случае учета РЭК-департаментом в рамках формирования тарифно-балансовых решений последующих периодов регулирования скорректированных результатов исполнения инвестиционной программы за предыдущие периоды регулирования (относящиеся к периодам тарифного регулирования с применением метода RAB), Исполнитель рекомендует прилагать в составе материалов заявления на установление тарифов документы, подтверждающие экономическую обоснованность фактически понесенных за рассматриваемый период расходов/выпадающих доходов в части:

* стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности за соответствующие периоды;
* выпадающих доходов от льготного технологического присоединения за соответствующие периоды (в части расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства);
* фактических расходов из прибыли (в том числе направленных на погашение кредитов).

### **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**

ПАО «Кубаньэнерго» по корректировке НВВ с учетом показателей надежности и качества заявлена сумма в размере 321 788,27 тыс. руб.

Данная величина определена ПАО «Кубаньэнерго» исходя из собственной необходимой валовой выручки, утвержденной на 2017 год, с учетом оплаты услуг ПАО «ФСК ЕЭС».

В обоснование данной суммы ПАО «Кубаньэнерго» были представлены следующие материалы:

* Расчет корректировки НВВ с учетом достижения показателей надежности и качества;
* Форма 8.1 «Журнал учета данных первичной информации по всем прекращениям передачи электрической энергии, произошедших на объектах сетевой организации за 2017 год»;
* Форма 7.1. Показатели уровня надежности и уровня качества оказываемых услуг ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год (для долгосрочных периодов регулирования, начавшихся до 2014 года);
* Форма 7.2 - Расчет обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год (для долгосрочных периодов регулирования, начавшихся до 2014 года);
* Форма 1.1. Журнал учета текущей информации и прекращении передачи электрической энергии для потребителей услуг электросетевой организации;
* Форма 1.2. Расчёт показателя средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии за 2017 г.;
* Форма 6.1 - Расчет значения индикатора информативности за 2017 год (для долгосрочных периодов регулирования, начавшихся до 2014 года);
* Форма 6.2 - Расчет значения индикатора исполнительности за 2017 год (для долгосрочных периодов регулирования, начавшихся до 2014 года);
* Форма 6.3 - Расчет значения индикатора результативности обратной связи за 2017 год (для долгосрочных периодов регулирования, начавшихся до 2014 года);

По данным Писем, направленных в адрес РЭК – департамента от 28.04.2018 №КЭ/1200/178 и от 27.12.2018 №10/033/2502 расчет фактических значений за 2017 год произведен в соответствии с требованиями пункта 2.2 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, утвержденных приказом Минэнерго России от 29.11.2016 №1256 (далее - Методические указания). Таким образом, для целей расчета значений показателя рассматривались прекращения передачи электрической энергии потребителю услуг в результате технологических нарушений на объектах ПАО «Кубаньэнерго», за исключением случаев обстоятельств, исключающих ответственность сетевой организации. Под технологическим нарушением рассматриваются события, указанные в постановлении Правительства от 28.10.2009 №846 «Об утверждении Правил расследования причин аварий в электроэнергетике».

Следует отметить, что порядок расчета показателя Пп для долгосрочного периода регулирования, начавшегося до 2018 года, отличается от порядка расчета показателя Пsaidi для долгосрочного периода регулирования, начавшегося с 2018 года. Так в форме 8.1 Методических указаний предусмотрено внесение информации в том числе по плановым отключениям и по внерегламентным отключениям, где ответственность ПАО «Кубаньэнерго» отсутствует. Кроме того, в форме 8.1 Методических указаний по всем прекращениям передачи электрической энергии реализован функционал учета поэтапного восстановления электроснабжения, учитывающий требования пункта 2 приложения к форме 8.1 Методических указаний.

В соответствии с п. 5.1. 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 ПАО «Кубаньэнерго» определило значение Обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг (Kоб) в размере 0,65.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Расчет корректировки НВВ с учетом фактических показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг за 2017 г.** | | |
|  |  |  |
| **Наименование показателя** |  | **2017 год** |
| НВВ утвержденная, тыс. руб. | НВВ*утв* | 24 752 943,70 |
| 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 корректировка НВВ, тыс.руб.** | КНК\*НВВ*утв* | **321 788,27** |

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

Корректировка с учетом достижения показателей надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) за 2017 год принята РЭК - департаментом в размере 226 523,54 тыс. руб., исходя из собственной необходимой валовой выручки, утвержденной на 2017 год, без учета оплаты услуг ПАО «ФСК ЕЭС».

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

На основе представленных данных и проведенного анализа Исполнитель отмечает следующее: РЭК – департаментом величина корректировки НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг принята в размере 226 523,54 тыс. руб., что на -29,6% ниже заявленного ПАО «Кубаньэнерго» уровня. Данное различие связано с учетом оплаты услуг ПАО «ФСК ЕЭС» ПАО «Кубаньэнерго» при расчете корректировки.

Пунктом 42 Методических указаний № 228-э определено, что коэффициент по показателям качества и надежности применяется к скорректированной необходимой валовой выручки i-2 года, для 2019 года это 2017 год. За 2017 год величина скорректированной необходимой валовой выручки на содержание   
ПАО «Кубаньэнерго» составляет 24 752 943,70 тыс. рублей.

На основании отчетных данных за 2017 год, представленных ПАО «Кубаньэнерго» в РЭК - департамент, Исполнитель произвел расчет корректировки необходимой валовой выручки за 2017 год, исходя из применения понижающего (повышающего) коэффициента, корректирующего необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг).

Согласно пункту 5 Методических указаний № 254-э/1 от 26.01.2010 расчет понижающих (повышающих) коэффициентов производится по следующей формуле:

, (1)

где:

- понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в году i;

- обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг в году i,

- максимальный процент корректировки, определяемый, определяется для каждого года долгосрочного периода регулирования:

начиная с 2013 года:  = 2%.

Таким образом, для ПАО «Кубаньэнерго» максимальный коэффициент для 2017 года применяется в размере 2%.

В таблице далее представлены плановые и фактические значения показателей за 2017 г., а также оценка достижения в соответствии с допустимым отклонением. В соответствии с п. 4.1.3. Методических указаний № 1256 применяется коэффициент допустимого отклонения фактических значений от плановых на первый долгосрочный период регулирования, который установлен равным 30% на начиная с четвертого расчетного периода регулирования первого долгосрочного периода регулирования.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Наименование показателя** | **План 2017 г.** | **Факт 2017 г.** | **Оценка достижения** |
| Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии, Пп | 0,0926 | 0,0085 | 1 |
| Показатель уровня качества оказываемых услуг территориальной сетевой организации, Птсо | 1,0102 | 0,8574 | 0 |

Обобщенный показатель уровня надежности и качества и оказываемых услуг ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год составляет 0,65.

В соответствии с пунктом 5.1.2. Методических указаний № 1256 от 29.11.2016 значение обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг для территориальных сетевых организаций, долгосрочные периоды регулирования которых начались до 2014 года, рассчитывается по формуле:

LAW220786_32810_20200225_132822 ;

где:

 и E:\LAW220786_32812_20200225_132822.png - коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:

, E:\LAW220786_32814_20200225_132822.png

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

Kкач - коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг.

Расчет обобщенного показателя уровня надежности и качества и оказываемых услуг ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год представлен в таблице ниже:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование | № формулы Методических указаний | Значение |
| 1. Коэффициент значимости показателя уровня надежности оказываемых услуг, альфа |  | 0,65 |
| 2. Коэффициент значимости показателя уровня качества оказываемых услуг, бета |  | 0,35 |
| 3. Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, Кнад | 20 | 1 |
| 4. Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг, Ккач | 20 | 0 |
| 5. Обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг, Коб | 20 | 0,65 |

Применяя положения пункта 42 Методических указаний № 228-э, размер корректировки по расчетам Исполнителя составляет 321 788,27 тыс. рублей.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Расчет корректировки НВВ с учетом фактических показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг за 2017 г.** | | |
| **Наименование показателя** |  | **2017 год (ТСО)** |
| НВВ содержание эл сетей утвержденная, тыс. руб. | НВВ*утв* | 24 752 943,70 |
| 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* | **321 788,27** |

Размер корректировки НВВ с учетом фактических показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг за 2017 г. по расчетам Исполнителя составляет 321 788,27 тыс. рублей, что соответствует заявленной   
ПАО «Кубаньэнерго» величине.

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

В соответствии с абзацем 11 п. 7 Основ ценообразования № 1178 исключение экономически необоснованных доходов и расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, выявленных в том числе по результатам проверки их хозяйственной деятельности, учет экономически обоснованных расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доходов, недополученных при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования по независящим от организации, осуществляющей регулируемую деятельность, причинам, в целях сглаживания изменения тарифов могут осуществляться в течение периода, в том числе относящегося к разным долгосрочным периодам регулирования, который не может быть более 5 лет.

В соответствии с п. 8 Методических указаний № 228-э величина распределяемых в целях сглаживания изменения тарифов исключаемых необоснованных доходов и расходов, выявленных в том числе по результатам проверки хозяйственной деятельности регулируемой организации, учитываемых экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доходов, недополученных при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования, а также результаты деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала долгосрочного периода регулирования методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки или до изменения метода регулирования согласно [абзацу второму пункта 39](https://login.consultant.ru/link/?req=doc&base=LAW&n=342649&date=20.01.2020&dst=547&fld=134) Основ ценообразования.

Распределение в целях сглаживания изменения тарифов исключаемых необоснованных доходов и расходов, выявленных в том числе по результатам проверки хозяйственной деятельности регулируемой организации, учитываемых экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доходов, недополученных при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования, осуществляется на период не более 5 лет.

Распределяемые в целях сглаживания изменения тарифов исключаемые необоснованные доходы и расходы, выявленные в том числе по результатам проверки хозяйственной деятельности регулируемой организации, учитываемые экономически обоснованные расходы, не учтенные при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, 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.

 принимать как положительные, так и отрицательные значения.

 не определяется для территориальных сетевых организаций, необходимая валовая выручка которых с учетом расходов на оплату потерь и оплату услуг других территориальных сетевых организаций за 3 последних периода регулирования не превысила 10 процентов суммарной необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций, учтенной при установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, за исключением результатов деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала долгосрочного периода регулирования методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки или до изменения метода регулирования согласно [абзацу второму пункта 39](https://login.consultant.ru/link/?req=doc&base=LAW&n=342649&date=20.01.2020&dst=547&fld=134) Основ ценообразования.

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

ПАО «Кубаньэнерго» заявлена на 2019 г. величина экономически обоснованных расходов, не учтенных в предыдущие периоды регулирования (2016-2017 гг.) в размере 7 443 543,17 тыс. руб., в том числе предусмотренная к включению согласно Протоколу РЭК - департамента от 20.12.2017 года №134-э при утверждении тарифов на передачу на 2018 год.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **п/п** | **Показатели** | **2019 год тыс. руб.** |
| 1 | Выпадающие/излишне полученные доходы регулируемой организации, возникающие в результате отличия фактических значений параметров регулирования за 2016 год от установленных при утверждении тарифов на 2016 год | 1 224 796,1 |
| 2 | Выпадающие/излишне полученные доходы регулируемой организации, возникающие в результате отличия фактических значений параметров регулирования за 2016 год от установленных при утверждении тарифов на 2016 год, с учетом индексов потребительских цен | 1 372 433,91 |
| 3 | Выпадающие/излишне полученные доходы регулируемой организации, возникающие в результате отличия фактических значений параметров регулирования за 2017 год от установленных при утверждении тарифов на 2017 год | 5 651 528,49 |
| 4 | Выпадающие/излишне полученные доходы регулируемой организации, возникающие в результате отличия фактических значений параметров регулирования за 2017 год от установленных при утверждении тарифов на 2017 год, с учетом индексов потребительских цен | 6 071 109,27 |
|  | ИТОГО корректировка | 7 443 543,17 |

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

РЭК – департаментом величина выпадающих (излишне полученных) доходов ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год, возникших в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов на 2017 год принята в размере 3 709 033,72 тыс. руб. без учета ИПЦ на 2018 и 2019 гг. (3 984 399,80 тыс. руб. с учетом ИПЦ на 2018 и 2019 гг.) Компенсация указанных расходов учтена РЭК - департаментом в 2019 году в размере 1 797 189,78 тыс. руб. В соответствии с п. 7 Основ ценообразования, учет выпадающих (излишне полученных) доходов ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год в размере 2 036 049,62 тыс. руб. будет осуществлен РЭК – департаментом в последующие периоды в соответствии с законодательством Российской Федерации.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **п/п** | **Показатели** | **2019 год тыс. руб.** |
| 1 | Выпадающие/излишне полученные доходы регулируемой организации, возникающие в результате отличия фактических значений параметров регулирования за 2017 год от установленных при утверждении тарифов на 2017 год | 1 672 984,10 |
| 2 | Выпадающие/излишне полученные доходы регулируемой организации, возникающие в результате отличия фактических значений параметров регулирования за 2017 год от установленных при утверждении тарифов на 2017 год, с учетом индексов потребительских цен | 1 797 189,78 |

Компенсация выпадающих/излишне полученных доходов, возникших в результате отличия фактических значений параметров регулирования за 2016 год от установленных при утверждении тарифов на 2016 год, подлежащая к учету в соответствии с экспертным заключением РЭК - департамента от 20.12.2017 №134-э принята РЭК - департаментом в размере 1 364 409,33 тыс. руб., с учетом ИПЦ на 2017 год - 3,7%, на 2018 год 2,7%, на 2019 год - 4,6% в соответствии с Прогнозом социально- экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (октябрь 2018), опубликованного на сайте Минэкономразвития РФ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **п/п** | **Показатели** | **2019 год тыс. руб.** |
| 1 | Выпадающие/излишне полученные доходы регулируемой организации, возникающие в результате отличия фактических значений параметров регулирования за 2016 год от установленных при утверждении тарифов на 2016 год | 1 224 796,1 |
| 2 | Выпадающие/излишне полученные доходы регулируемой организации, возникающие в результате отличия фактических значений параметров регулирования за 2016 год от установленных при утверждении тарифов на 2016 год, с учетом индексов потребительских цен | 1 364 409,33 |

Суммарная корректировка на 2019 г. принята РЭК – департаментом размере 3 161 599,11 тыс. руб.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

Расчет РЭК - департамента произведен корректно с учетом требований Методических указаний №228-э.

В соответствии с Экспертным заключением РЭК - департамента от 20.12.2017 №134-э сумма не учтенных при установлении тарифов на 2016 г. расходов для учета в 2019 г. составила 1 224 796,10 тыс. руб. без учета ИПЦ. В соответствии с Экспертным заключением РЭК - департамента от 24.12.2018 г. №144-э сумма не учтенных при установлении тарифов на 2017 г. расходов составила 1 672 984,10 тыс. руб. без учета ИПЦ.

В соответствии с Прогнозом социально- экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (октябрь 2018) ИПЦ на 2017 г. составил 3,7%, на 2018 г. – 2,7%, на 2019 г. – 4,6%.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **п/п** | **Показатели** | **2019 год тыс. руб.** |
| 1 | Выпадающие/излишне полученные доходы регулируемой организации, возникающие в результате отличия фактических значений параметров регулирования за 2016 год от установленных при утверждении тарифов на 2016 год | 1 224 796,10 |
| 2 | Выпадающие/излишне полученные доходы регулируемой организации, возникающие в результате отличия фактических значе ний параметров регулирования за 2016 год от установленных при утверждении тарифов на 2016 год, с учетом индексов потребительских цен | 1 364 409,33 |
| 3 | Выпадающие/излишне полученные доходы регулируемой организации, возникающие в результате отличия фактических значений параметров регулирования за 2017 год от установленных при утверждении тарифов на 2017 год | 1 672 984,10 |
| 4 | Выпадающие/излишне полученные доходы регулируемой организации, возникающие в результате отличия фактических значений параметров регулирования за 2017 год от установленных при утверждении тарифов на 2017 год, с учетом индексов потребительских цен | 1 797 189,78 |
| **5** | **Итого неучтенных расходов за прошлые периоды** | **3 161 599,11** |

Таким образом, Исполнителем определен размер неучтенных расходов за прошлые периоды в размере 3 161 599,11тыс. руб. с учетом ИПЦ, что соответствует рассчитанной РЭК – департаментом величине.

Исполнитель отмечает, что ставки на содержание сетей и одноставочные тарифы на передачу электрической энергии, утвержденные приказом Региональной энергетической комиссий – департаментом цен и тарифов Краснодарского края от 28.12.2018 № 90/2018-э «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Краснодарского края и Республики Адыгея» по всем диапазонам напряжения, в 2019 году не превышают предельных максимальных уровней тарифов, установленных приказом ФАС России от 19.12.2018 № 1819/18. Включение дополнительных затрат повлекло бы за собой превышение предельного максимального уровня тарифов.

В Экспертном заключении отсутствует расчет РЭК – департамента Краснодарского края по обоснованию переноса части неучтенных расходов за 2017 год в размере 2 036 049,62 тыс. руб. (как разница определенных за 2017 г. неучтенных расходов в размере 3 709 033,72 тыс. руб. и учтенных в тарифах на 2019 г. в размере 1 672 984,10 тыс. руб.) на последующие периоды регулирования, как это было сделано с расходами за 2016 г.

РЭК - департамент в течение нового долгосрочного периода 2018-2022 года должен применить нормативное определение к данным расходам - неучтенные расходы филиала ПАО «Кубаньэнерго» в долгосрочный период регулирования по независящим от организации причинам», и соответственно применять к таким расходам положения пункта 7 Основ ценообразования №1178, в части учета параметров Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, то есть индексировать остаток данных расходов на индекс инфляции на каждый год долгосрочного периода регулирования, в котором учитывается сумма недополученного дохода за предыдущий долгосрочный период регулирования.

### **Экспертиза расчета экономии от снижения фактического объема технологических потерь от установленного при утверждении тарифов на 2017 год**

Согласно пункту 25 Методических указаний № 228-э ежегодно производится расчет экономии от снижения объема технологических потерь электрической энергии (учитываются в составе необходимой валовой выручки в течение 5 лет).

Экономия потерь на каждый год долгосрочного периода регулирования рассчитывается как:

,

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.

,

где:

j - количество лет, предшествующих году i периода регулирования;

ЭПi-j - 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;

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

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

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

ПАО «Кубаньэнерго» заявлена величина корректировки необходимой валовой выручки с учетом экономии от снижения объема технологических потерь в размере 349 767,77 тыс. рублей, исходя из следующих значений:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Наименование показателя** | **Ед. изм.** | **Значение в формуле** | **Расчет  ПАО «Кубаньэнерго»** |
| 1 | Утвержденная РЭК средневзвешенная цена покупки электрической энергии в целях компенсации нормативной величины потерь на 2017 год | руб./МВтч | ЦП2017 | 2 607,81 |
| 2 | Фактический объем потерь в 2017 году | млн. кВтч | Пф2017 | 2 728,98 |
| 3 | Фактический объем отпуска в сеть в 2017 году | млн. кВтч | ПРф2017 | 22 633,26 |
| 4 | Плановый отпуск электроэнергии в сеть в 2017 году | млн. кВтч | ПР2017 | 23 043,97 |
| 5 | Нормативный объем потерь на 2017 год | млн. кВтч | П2017 | 2 915,06 |
| 6 | Норматив потерь на 2017 год | % | N2017 | 12,65% |
| 7= (3\*6-2)\*1 | Экономия от снижения фактического объема потерь от установленного при утверждении тарифов | тыс. руб. | ЭП2017 | 349 767,77 |

В обоснование заявленной суммы ПАО «Кубаньэнерго» представлены:

* Пояснительная записка к расчету;
* Расчет компенсации выпадающих доходов ПАО «Кубаньэнерго» на покупку потерь, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов на 2017 год;
* Договор купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь электроэнергии при ее передаче от 20.04.2017 №1310275/408/30-590;
* Реестр актов приема-передачи электрической энергии (в целях компенсации потерь) за 2017 год по данным ПАО «Кубаньэнерго» (договор от 20.04.2017 №1310275/408/30-590);
* Акты приема-передачи электрической энергии, приобретаемой в целях компенсации потерь помесячно за 2017 г. с ОАО «Кубаньэнергосбыт»;
* Форма №46-ЭЭ (передача) «Сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями» за 2017 г.

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

В соответствии с Экспертным заключением РЭК – департаментом проведен анализ представленного расчета. По расчету РЭК - департамента в соответствии пунктом 25 Методики RAB, определяемая на каждый расчетный год по соответствующей формуле, сумма экономии компенсации, учтенная на 2019 год, составила 87 441,94 тыс. руб.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

Исполнитель отмечает, что принятая РЭК – департаментом величина корректировки необходимой валовой выручки с учетом экономии от снижения объема технологических потерь в 4 раза меньше заявленной ПАО «Кубаньэнерго» величины, что связано с некорректным применением ПАО «Кубаньэнерго» п. 25 Методических указаний №228-э, а именно отсутствия деления экономии от снижения технологических потерь на 2017 г. на 4. и Исполнитель подтверждает верность расчета РЭК – департаментом экономии от снижения потерь в соответствии с п. 25 Методических указаний № 228-э.

В соответствии с пунктом 8 статьи 25 Федерального закона № 261-ФЗ при переходе на расчеты за энергетические ресурсы на основании данных, определенных при помощи приборов учета используемых энергетических ресурсов, в подлежащую учету при установлении регулируемых цен (тарифов) на услуги по передаче соответствующих энергетических ресурсов необходимую валовую выручку организаций, осуществляющих передачу энергетических ресурсов, могут включаться затраты таких организаций на реализацию действий по сокращению потерь энергетических ресурсов, возникающих при их передаче, на период не более чем пять лет при условии обеспечения экономического эффекта для потребителей от такого сокращения в виде уменьшения стоимости используемых энергетических ресурсов в сопоставимых условиях. При осуществлении государственного регулирования цен (тарифов) на товары, услуги организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, должно предусматриваться сохранение за такими организациями экономии, полученной ими при осуществлении регулируемых видов деятельности в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов (в том числе потерь энергетических ресурсов при их передаче). При этом указанная экономия должна быть сохранена за организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, и не может быть исключена из необходимой валовой выручки таких организаций на период не менее чем пять лет, а для организаций, которые оказывают услуги по передаче электрической энергии, и гарантирующих поставщиков, - на десять лет с начала периода регулирования, следующего за периодом, в котором указанная экономия была достигнута.

Исполнитель отмечает, что ПАО «Кубаньэнерго» в адрес РЭК – департамента письмом от 31.01.2018 № КЭ/008/140 был направлен отчет о выполнении программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности за 2017 год. Также отчет был предоставлен в формате шаблона ЕИАС PROG.ESB.EE.3.23.Y. Также отмечается, что в соответствии с пояснениями ПАО «Кубаньэнерго» финансирование соответствующих расходов не осуществлялось за счет бюджетных средств, в том числе в форме субсидий, дотации и т.д. Также в соответствии с паспортом программы энергосбережения и энергетической эффективности ПАО «Кубаньэнерго» на 2018-2022 г. не предусмотрено финансирование данных мероприятий в инвестиционной программе.

Таким образом, величина экономии от снижения фактического объема технологических потерь от установленного за 2017 г. составляет 87 441,94 тыс. руб.

### **Экспертиза расчета экономии операционных расходов, учтенной регулирующим органом в необходимой валовой выручке ПАО «Кубаньэнерго» на 2019 год.**

Согласно п. 16 Методических указаний № 228-э проводится расчет экономии операционных расходов, достигнутой организацией, в каждом году долгосрочного периода регулирования, в том числе в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов. Экономия учитывается в составе необходимой валовой выручки в течение 5 лет и рассчитывается по формулам:

* для первого года очередного долгосрочного периода регулирования:

,

* для второго и последующих годов периода регулирования:



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;

,

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;

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

**ПОЗИЦИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

В составе заявления об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год ПАО «Кубаньэнерго» не заявлена экономия операционных расходов за 2017 г.

**ПОЗИЦИЯ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ**

Согласно Экспертному заключению РЭК-департамента об установлении тарифов на 2019 г. информация об определенной экспертами РЭК-Департамента величине экономии операционных расходов за 2017 год не представлена.

**ПОЗИЦИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

Исполнитель отмечает, что согласно форме раскрытия информации о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями в 2017 г. фактические операционные расходы превысили плановые на 1 872 227 тыс. руб. В связи с данным фактом экономия операционных расходов отсутствует.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **План, установленный РЭК –департаментом на 2017 г.** | **Факт за 2017 г., млн. руб.** | **Отклонение Факт-план, млн. руб.** |
| 4 524 048 | 6 396 275 | 1 872 227 |

### **Анализ экономически обоснованных выпадающих расходов/недополученных доходов, полученных ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 гг. в результате принятых Региональной энергетической комиссией – Департаментом цен и тарифов Краснодарского края тарифно-балансовых решений, в том числе анализ соответствия фактической товарной выручки ПАО «Кубаньэнерго» 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).

В 2017 году в результате принятых РЭК – департаментом Краснодарского края тарифно-балансовых решений у ПАО «Кубаньэнерго» сформировались недополученные доходы/выпадающие расходы, учтенные РЭК - департаментом в НВВ ПАО «Кубаньэнерго» на 2019 год в установленном законодательством порядке (корректировка НВВ в части соответствующих показателей).

Анализ экономически обоснованных выпадающих расходов/недополученных доходов за рассматриваемый период выполнен Исполнителем на основании представленных ПАО «Кубаньэнерго» обосновывающих материалов.

Общая (суммарная) величина отклонений фактических расходов   
ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год по всем статьям (включая операционные расходы, неподконтрольные расходы, затраты на покупную электроэнергию, приобретаемую в целях компенсации потерь в сетях, расходы на оплату услуг смежных ТСО) от соответствующей плановой величины составила 3 294 640,43 тыс. руб. при утвержденной величине корректировки НВВ (в части рассматриваемых расходов) в размере 2 037 238,18 тыс. руб. (Обоснованная величина соответствующей корректировки по расчету Исполнителя составляет 243 074,99тыс. руб.).

| **Наименование показателя** | **Отклонение факт/план за 2017 год, тыс. руб.** | **Корректировки, учтенные РЭК - департаментом при формировании НВВ на 2019 г.\*, тыс. руб.** | **Корректировки (позиция Исполнителя) \*, тыс. руб.** |
| --- | --- | --- | --- |
| Операционные расходы | -61 807,96 | -61 807,96 | -61 807,96 |
| Неподконтрольные расходы | 1 765 140,12 | 568 594,56 | -1 009 553,97 |
| Затраты на покупную электроэнергию, приобретаемую в целях компенсации потерь в сетях | 697 729,77 | 697 729,77 | 481 715,11 |
| Расходы на оплату услуг ТСО | 893 578,50 | 832 721,81 | 832 721,81 |
| Расходы на оплату услуг ТСО по актам за 2017 г. | -208 762,08 | -208 762,08 | -208 762,08 |
| Расходы на оплату услуг ТСО за счет резервов оценочных обязательств, а также отнесенные на убытки прошлых лет | 1 102 340,58 | 1 041 483,89 | 1 041 483,89 |
| **ИТОГО** | **3 294 640,43** | **2 037 238,18** | **243 074,99** |
| \*без учета индексации |  |  |  |

При этом Исполнитель отмечает, что утвержденная величина корректировки НВВ ПАО «Кубаньэнерго», возникающей в связи с отличием фактической выручки от реализации услуг по регулируемому виду деятельности за 2017 год от утвержденной при установлении тарифов, составляет 1 553 052,90 тыс. руб. при величине соответствующего показателя по расчету Исполнителя в размере 2 877 530,76 тыс. руб. (без учета индексации).

Необходимая валовая выручка ПАО «Кубаньэнерго» без учета оплаты потерь, утвержденная РЭК – департаментом на 2017 г., составила 32 562 171,86тыс. руб. Фактический размер полученной выручки без учета оплаты потерь в соответствии с представленными материалами составил 29 684 641,10 тыс. руб. Фактический объем отпуска электроэнергии ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 г. составил 18 204,05 млн. кВтч при утвержденном РЭК – департаментом плановом объеме 18 471,62 млн. кВтч.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Наименование показателя** | **Утверждено РЭК – департаментом на** **2017 год** | **Факт ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год** |
| Утвержденная НВВ без учета оплаты потерь, тыс. руб. | 32 562 171,86 | 29 684 641,10 |
| *изменение, %* |  | *-8,8%* |
| Объем отпуска электроэнергии, млн. кВтч | 18 471,62 | 18 204,05 |
| *изменение, %* |  | *-1,4%* |

Снижение фактической выручки обусловлено следующими причинами:

* снижением полезного отпуска в соответствии с утвержденной величиной;
* изменением структуры полезного отпуска по уровням напряжения (перераспределением структуры полезного отпуска электрической энергии с высокого уровня напряжения на более низкий) и изменением доли потребителей, оплачивающих электрическую энергию по двухставочному тарифу на услуги по передаче электроэнергии.

Подробный анализ представлен в разделе «Экспертиза обоснованности определения величины корректировки, возникающей в связи с отличием фактической выручки от реализации услуг по регулируемому виду деятельности от утвержденной при установлении тарифов, корректировки, возникающей в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов, корректировке неподконтрольных расходов по оплате услуг ПАО «ФСК ЕЭС»» настоящего отчета.

Далее представлен детальный анализ указанных отклонений в части выпадающих расходов/недополученных доходов ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год.

* Утвержденная величина компенсации операционных расходов   
  ПАО «Кубаньэнерго» на 2019 г., связанной с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа на 2017 г. значениям, составила (-61 807,96) тыс. руб. По результатам выполненного анализа экономической обоснованности Исполнитель подтверждает обоснованность принятого РЭК - департаментом уровня корректировки подконтрольных расходов.
* Утвержденная величина корректировки неподконтрольных расходов (без учета расходов на оплату услуг ТСО) составила 568 594,56 тыс. руб. По расчету Исполнителя величина соответствующей корректировки составляет (-1 009 553,97) тыс. руб. с учетом расходов на оплату услуг ПАО «ФСК ЕЭС» (детальное описание позиции Исполнителя представлено в разделе 5.3 настоящего отчета).
* Утвержденная величина корректировки в части расходов на оплату услуг ТСО составляет 832 721,81 тыс. руб. По расчет Исполнителя корректировка составляет 832 721, 81 тыс. руб.
* Величина корректировки необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы рассчитана Исполнителем в размере (-10 673,1) тыс. руб.

| **№ п/п** | **Наименование** | **Ед. изм.** | **ТБР 2017** | **Факт по данным ПАО «Кубаньэнерго» 2017** | **Отклонение** | | **Факт, принятый РЭК - департаментом 2017, тыс. руб.** | **Корректировки, учтенные РЭК - департаментом при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 г., тыс. руб.\*** | **Корректировки (позиция Исполнителя) \*** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **тыс. руб.** | **%** |
| 1. | Подконтрольные расходы | тыс. руб. | 4 524 048,46 | 6 396 275,0 | 1 872 226,54 | 41,4% | - | -61 807,96 | -61 807,96 |
| 2. | Неподконтрольные расходы | тыс. руб. | 9 557 025,6 | 11 100 207,7 | 1 543 182,2 | 16,1% | 9 903 662,1 | 346 636,4 | -1 009 553,97 |
| 2.1. | Расходы на услуги ПАО "ФСК ЕЭС" | тыс. руб. | 7 328 056,06 | 6 841 746,9 | -486 309,19 | -6,6% | 6 841 746,9 | -486 309,19 | -1 172 038,87 |
| 2.2. | Плата за аренду имущества и лизинг | тыс. руб. | 79 882,18 | 223 874,9 | 143 992,72 | 180,3% | 68 259,35 | -11 622,83 | -30 916,15 |
| 2.3. | Налоги, всего (кроме налога на прибыль) | тыс. руб. | 719 540,59 | 619 626,5 | -99 914,09 | -13,9% | 619 626,50 | -99 914,09 | -99 914,09 |
| 2.4. | Отчисления на социальные нужды (страховые взносы) | тыс. руб. | 739 823,91 | 1 090 945,0 | 351 121,04 | 47,5% | 739 823,91 | - | -36 504,47 |
| 2.5. | Налог на прибыль | тыс. руб. | 590 848,81 | 642 398,0 | 51 549,19 | 8,7% | 642 398,00 | 51 549,19 | 39 579,08 |
| 2.6. | Выпадающие доходы от льготного ТП | тыс. руб. | 98 874,00 | 1 226 463,4 | 1 127 589,41 | 1140,4% | 991 423,21 | 892 549,0 | 67 898,10 |
| 2.7. | Резервы по сомнительным долгам | тыс. руб. |  | 454 768,8 | 454 768,78 | - | - | 0,00 | 0,00 |
| 2.8. | Списание просроченной безнадежной дебиторской задолженности | тыс. руб. |  | 384,3 | 384,29 | - | 384,29 | 384,29 | 384,29 |
| 2.9. | Убытки прошлых лет (ЭСК) | тыс. руб. |  | 221 958,1 | 221 958,14 | - | 221 958,14 | 221 958,14 | 221 958,14 |
| 3. | Возврат инвестированного капитала | тыс. руб. | 2 710 224,92 | 3 729 830,0 | - | 37,6% | - |  |  |
| 4. | Доход на инвестированный капитал | тыс. руб. | 5 179 555,76 | 2 459 633,0 | - | -52,5% | - |  |  |
| 5. | Сглаживание | тыс. руб. | 2 112 904,60 | - | - | - | - |  |  |
| 6. | НВВ на содержание | тыс. руб. | 24 083 759,29 | 23 685 945,7 | -397 813,59 | -1,7% | 9 903 662,1 |  |  |
| 7. | НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии | тыс. руб. | 7 601 924,99 | - | 697 729,77 | - | - | 697 729,77 | 481 715,11 |
| 8. | НВВ собственная (без ТСО) | тыс. руб. | 31 685 684,28 | 23 685 945,7 | -7 999 738,58 | -25,2% | 9 903 662,1 |  |  |
| 9. | Расходы на оплату услуг ТСО | тыс. руб. | 12 024 118,05 | 12 917 696,6 | 893 578,50 | 7,4% | 12 856 839,9 | 832 721,81 | 832 721,81 |
| 9.1. | Расходы на оплату услуг ТСО по актам за 2017 г. | тыс. руб. | - | 11 815 355,97 | -208 762,08 | - | 11 815 355,97 | -208 762,08 | -208 762,08 |
| 9.2. | Расходы на оплату услуг ТСО за счет резервов оценочных обязательств, а также отнесенные на убытки прошлых лет | тыс. руб. | - | 1 102 340,58 | 1 102 340,58 | - | 1 041 483,89 | 1 041 483,89 | 1 041 483,89 |
| 10. | Корректировка на основе фактических данных | тыс. руб. | 669 184,24 | - | - | - | - |  |  |
| 11. | Экономия от снижения фактического объема технологических потерь | тыс. руб. | - | - | 349 767,77 | - | - | 87 441,94 | 87 441,94 |
| 12. | Корректировка в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы | тыс. руб. | - | - | - | - | - | - | -10 673,1 |
| 13. | НВВ котловая (котел ПАО "Кубаньэнерго") | тыс. руб. | 44 378 986,74 | 42 371 866,44 | 1 975 819,59 | -4,5% | 42 825 933,8 | 1 553 052,90 | 2 877 530,76 |

*\* без учета индексации*

### **Экономическая оценка результатов деятельности ПАО «Кубаньэнерго» за 2017год по оказанию услуг по передаче электрической энергии.**

Оценка результатов деятельности ПАО «Кубаньэнерго» за 2017 год по оказанию услуг по передаче электрической энергии выполнена Исполнителем на основании форм бухгалтерской отчетности за 2017 год.

**Анализ бухгалтерского баланса ПАО «Кубаньэнерго»**

тыс. руб**.**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **На 31.12.2015** | **на 31.12.2016** | **на 31.12.2017** | **на 31.12.2018** |
| Баланс | 64 318 398 | 67 288 201 | 71 856 753 | 75 908 815 |
| Внеоборотные активы, в т.ч. | 54 833486 | 56 898 713 | 60 765 010 | 63 613 935 |
| основные средства | 53 710 490 | 55 910 737 | 59 659 050 | 62 534 635 |
| финансовые вложения | 45 588 | 45 588 | 36 004 | 37 556 |
| Оборотные активы, в т.ч. | 9 484 912 | 10 389 488 | 11 091 743 | 12 294 880 |
| дебиторская задолженность | 4 900 772 | 7 119 419 | 6 847 388 | 7 057 410 |
| денежные средства и денежные  эквиваленты | 2 577 455 | 1 245 575 | 1 667 698 | 2 194 482 |
| прочие оборотные активы | 708 381 | 609 432 | 989 980 | 1 179 000 |
| Собственный капитал | 32 330 542 | 35 398 409 | 35 408 918 | 35 238 546 |
| Долгосрочные обязательства, в т.ч. | 10 591 711 | 20 469 947 | 23 786 133 | 14 970 633 |
| заемные средства | 10 000 000 | 18 912 239 | 22 617 796 | 13 283 239 |
| Краткосрочные обязательства, в т.ч. | 21 396 145 | 11 419 845 | 12 661 702 | 25 699 636 |
| заемные средства | 7 071 346 | 79 078 | 91 064 | 11 395 279 |
| доходы будущих периодов | 115 298 | 130 231 | 126616 | 123239 |
| оценочные обязательства | 2 409 749 | 2 930 335 | 1 399 272 | 1 348 029 |

В 2017-2018 гг. рост валюты баланса обусловлен ростом внеоборотных активов за счет увеличения стоимости основных средств (наиболее влияющего на активы баланса показателя). Рост стоимости основных средств обусловлен реализацией ПАО «Кубаньэнерго» в 2017-2018 гг. значительного объема инвестиционных проектов.

Коэффициент автономии характеризует долю собственных средств в общей величине активов. Величина коэффициента автономии в 2017 и 2018 году была ниже рекомендуемого значения (0,5) на 1,4% и на 7% соответственно, что говорит об ухудшении финансовой устойчивости ПАО «Кубаньэнерго».

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **2016 г.** | **2017 г.** | **2018 г.** |
| Коэффициент автономии | 0,52 | 0,49 | 0,46 |
| Соотношение заемных и собственных средств | 0,90 | 1,02 | 1,15 |

Коэффициент соотношения заемных и собственных средств показывает, сколько приходится заемных средств на 1 руб. собственных средств. Значение коэффициента соотношения заемных и собственныхсредств в 2017 и 2018 году было выше рекомендуемых значений (0,5-0,7). Стоит отметить, что данный показатель не в полной мере отражает финансовую устойчивость компании, обобщая краткосрочные и долгосрочные обязательства и не отражая зависимость компании от заёмных средств, однако в первом приближении указывает на возможный дефицит собственного капитала в перспективе.

В соответствии с представленными ПАО «Кубаньэнерго» данными о размере долгового портфеля на долгосрочный период регулирования 2018-2022 г. ожидается снижение долговой нагрузки к 2022 г. на 38,2% относительно 2018 г.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Показатель | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2022 год |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | Сумма заемных средств на начало периода | 20 679 488 | 22 120 579 | 20 243 896 | 15 669 430 | 14 669 430 |
| 2 | Сумма заемных средств на конец периода | 22 120 579 | 20 243 896 | 15 669 430 | 14 669 430 | 13 669 430 |
| 3 | Проценты по кредитам банков | 2 217 273,91 | 2 253 013,26 | 1 879 282,04 | 1 558 716,11 | 1 269 683,24 |

Однако в 2019 г. произошло увеличение долгового портфеля   
ПАО «Кубаньэнерго». Размер долгового портфеля на начало 2019 г. оценивается ПАО «Кубаньэнерго» на уровне 24 875 427 тыс. рублей, что сопоставимо с необходимой валовой выручкой на содержание, утвержденной на 2019 г. в размере 28 574 636 тыс. руб.

Отмечается, что размер заемных средств, направляемых на финансирование Инвестиционной программы, утвержденной приказом Минэнерго России от 10.12.2018 № 18@, на 2018-2022 гг. составляет 5 530 261,59 тыс. рублей.

В соответствии с данными раздельного учета за 2017 г. и Аудиторского заключения независимого аудитора размер списания дебиторской задолженности, по которой истек срок исковой давности составил 5 143 тыс. руб. В целом дебиторская задолженность на 01.01.2017 составила 7 119 419 тыс. руб., в том числе платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев – 12 614 тыс. руб., платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев – 7 106 805 тыс. руб. По данным Аудиторского заключения просроченная дебиторская задолженность на 01.01.2017 г. составляет 3 228 858 тыс. руб. Принимая во внимание вышесказанное, и в с связи с необходимостью дополнительного анализа параметров за более долгий ретроспективный период (за прошлый долгосрочный период регулирования   
ПАО «Кубаньэнерго» 2011-2017 гг.) оценка Исполнителем коэффициента отношения собственных и заемных средств будет дана в рамках анализа тарифно-балансовых решений на 2017-2018 гг.

**Показатели ликвидности**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **2016 г.** | **2017 г.** | **2018 г.** |
| Коэффициент текущей ликвидности | 0,92 | 0,88 | 0,48 |
| Коэффициент срочной ликвидности | 0,79 | 0,76 | 0,41 |

Коэффициент текущей ликвидности показывает какую часть по кредитам и расчетам можно погасить, мобилизовав все оборотные средства. Коэффициент срочной ликвидности показывает какая часть текущей (краткосрочной) задолженности может быть погашена за счет собственных средств в течение непродолжительного времени. Значение коэффициента в 2016-2018 году ниже нормального (1,5), что говорит о дефиците оборотных средств. Коэффициент срочной ликвидности показывает, на сколько возможно будет погасить текущие обязательства, если положение станет действительно критическим, при этом исходя из предположения, что товарно-материальные запасы вообще не имеют никакой ликвидационной стоимости. В основном, этот коэффициент важен для банков. Значение коэффициента ниже нормальных значений (0,7) в 2018 г., что обусловлено резким увеличением краткосрочных обязательств, а именно заёмных средств и авансов полученных на момент формирования баланса.

**Анализ дебиторской и кредиторской задолженности**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **2016 г.** | **2017 г.** | **2018 г.** |
| Соотношение дебиторской и кредиторской задолженности | 0,73 | 0,57 | 0,50 |
| Период оборачиваемости дебиторской задолженности, дн. | -62,4 | 59,2 | 54,7 |
| Период оборачиваемости кредиторской задолженности, дн | -99,2 | ,114,8 | 115,0 |

Период оборачиваемости кредиторской задолженности показывает, скорость, интенсивность погашения предприятием своих обязательств перед поставщиками, подрядчиками. Период оборачиваемости дебиторской задолженности оказывает интенсивность погашения дебиторской задолженности предприятия и характеризует, как быстро организация получает деньги за проданную продукцию. Положительная динамика коэффициента оборачиваемости дебиторской задолженности говорит об улучшении расчетов и организации работы с дебиторами. Однозначного вывода по динамике дебиторской задолженности в абсолютном выражении за 2016-2017 гг. по представленным данным сделать нельзя. Необходим анализ за более длительный ретроспективный период.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **на 01.01.2016** | **на 01.01.2017** | **на 31.12.2017** |
| Дебиторская задолженность, тыс. руб. | 4 900 772 | 7 119 419 | 6 847 388 |

Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности ниже коэффициента оборачиваемости кредиторской задолженности. Это отрицательный факт, свидетельствующий о том, что на предприятии на конкретную дату сумма кредиторской задолженности больше, чем сумма дебиторской задолженности, создает угрозу финансовому положению предприятия за счет вероятности невозможности погашения краткосрочных обязательств оборотными активами ввиду отсутствия средств.

Наблюдается рост выручки ПАО «Кубаньэнерго» за 2016-2018 гг. за счет роста выручки за услуги по передаче электрической энергии. Данный рост обусловлен, в том числе, увеличением объема оказанных услуг (на 3,1% в 2018 г. относительно 2017 г.).

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | **2016г.** | **2017 г.** | **2018 г.** |
| Выручка, тыс. руб., в том числе | 41 726 201 | 42 253 027 | 46 401 079 |
| выручка за услуги по передаче электроэнергии | 39 262 365 | 41 485 670 | 45 583 484 |
| *изменение, %* |  | *5,66%* | *9,88%* |
| выручка от техприсоединения | 2 380 524 | 647 952 | 602 467 |
| прочее | 83 312 | 119 405 | 215 128 |
| Фактический полезный отпуск электроэнергии, млн. кВтч | 18 059,12 | 18 204,05 | 18 766,49 |
| *изменение, %* |  | *0,80%* | *3,09%* |

Показатель достаточно низкого отношения долга к EBITDA говорит об устойчивом финансовом состоянии ПАО «Кубаньэнерго».

**Долговая нагрузка\***

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **2016 г.** | **2017 г.** | **2018 г.** |
| EBITDA | 9,02 | 6,85 | 7,16 |
| Долг | 18,99 | 22,71 | 24,68 |
| Коэффициент отношение долга к EBITDA8 | 2,11 | 3,32 | 3,45 |

**Отчет о финансовых результатах.**

| **Наименование** | **Значение показателя, тыс. руб.** | | | **Изменение** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2017/2016 гг.** | | **2018/2017 гг.** | | |
| **на 31.12.2016** | **на 31.12.2017** | **на**  **31.12.2018** | **тыс. руб.** | **%** | | **тыс. руб.** | **%** |
| Выручка | 41 726 201 | 42 253 027 | 46 401 079 | 526 826 | 1% | | 4 148 052 | 10% |
| на передачу | 39 262 365 | 41 485 670 | 45 583 484 | 2 223 305 | 6% | | 4 097 814 | 10% |
| *доля показателя на деятельность на передачу,* | *94%* | *98%* | *98%* |  |  | |  |  |
| на ТП | 2 380 524,0 | 647 952 | 602 467 | -1 732 572 | -73% | | -45 485 | -7% |
| продажа ЭЭ и прочая деятельность | 83 312 | 119 405 | 215 128 | 36 093 | 43% | | 95 723 | 80% |
| Себестоимость | -35 829 877 | -38 258 835 | -41 461 392 | -2 428 958 | 7% | | -3 202 557 | 8% |
| на передачу | -35 129 542 | -37 671 932 | -40 465 545 | -2 542 390 | 7% | | -2 793 613 | 7% |
| *доля показателя на деятельность на передачу,* | *98%* | *98%* | *98%* |  |  | |  |  |
| на ТП | -661 086 | -515 844 | -833 487 | --145 242 | -22% | | -317 643 | 62% |
| продажа ээ и прочая деятельность | -39 249 | -71 059 | -162 360 | -31 810 | 81% | | -91 301 | 128% |
| Валовая прибыль | 5 896 324 | 3 994 192 | 4 939 687 | -1 902 132 | -32% | | 945 495 | 24% |
| Управленческие расходы | -97 873 | -110 122 | -155 482 | -12 249 | 13% | | -45 360 | 41% |
| *доля управленческих расходов в затратах на передачу* | *0%* | *0%* | *0%* |  |  | |  |  |
| Прибыль (убыток) от продаж | 5 798 451 | 3 884 070 | 4 784 205 | -1 914 381 | -33% | | 900 135 | 23% |
| Чистая прибыль | 2 140 500 | 525 276 | 151 198 | -1 615 224 | -75% | | -374 078 | -71% |

При увеличении выручки Общества в 2018 году наблюдается уменьшение чистой прибыли на 71% в сравнении с 2017 г. Это связано, в основном, с увеличением прочих расходов из прибыли, а также налога на прибыль в связи с изменением расчетной налогооблагаемой базы в соответствии с Главой 25 Налогового кодекса РФ .

**Показатели рентабельности**

| **Наименование** | **2016 г.** | **2017 г.** | **2018 г.** |
| --- | --- | --- | --- |
| Коэффициент общей рентабельности | 8% | 3% | 3% |
| Рентабельность продаж | 14% | 9% | 10% |
| Рентабельность собственного капитала | -6,09 | 1,48% | 0,43% |

Общий коэффициент рентабельности показывает, сколько получает прибыли с каждой единицы затрат. Рентабельность продаж показывает, какую сумму прибыли получает предприятие с каждого рубля проданной продукции. Рентабельность собственного капитала – показатель, отражающий доходность использования собственного капитала.

Рентабельность продаж используется как основной индикатор оценки финансовой эффективности компаний с относительно небольшими объемами основных средств и собственного капитала. Оценка рентабельности продаж дает возможность объективно взглянуть на состояние дел. Показатель рентабельности продаж характеризует главный аспект работы компании - реализацию основной продукции.

| **Наименование** | **2016г.** | **2017 г.** | **2018 г.** |
| --- | --- | --- | --- |
| Выручка за услуги по передаче электроэнергии | 39 262 365 | 41 485 670 | 45 583 484 |
| *изменение, %* |  | *5,66%* | *9,88%* |
| Себестоимость передачи электроэнергии | -35 129 542 | -37 671 932 | -40 465 545 |
| *изменение, %* |  | *7,24%* | *7,42%* |
| Чистая прибыль | 2 140 500 | 525 276 | 151 198 |
| *изменение, %* |  | *-75,5%* | *-71,2%* |

При сопоставимом росте выручки и себестоимости на услуги по передаче электроэнергии наблюдется снижение общей рентабельности и рентабельности продаж, а также снижение чистой прибыль ПАО «Кубаньэнерго». При этом за данный период наблюдается превышение фактических расходов (подконтрольных, неподконтрольных, расходов на оплату потерь) ПАО «Кубаньэнерго» над утвержденными при установлении тарифов в среднем на 11%.

| Показатель | ТБР 2016 | Факт 2016 | ТБР 2017 | Факт 2017 | ТБР 2018 | Факт 2018 | Отклонение факт/ТБР, % | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 2016 | 2017 | 2018 |
| Подконтрольные расходы | 4 360 639 | 5 778 959 | 4 524 048 | 6 396 275 | 7 458 826 | 7 033 167 | 32,5% | 41,4% | -5,7% |
| Неподконтрольные расходы | 10 205 672 | 9 630 314 | 9 557 026 | 9 843 434 | 18 275 133 | 18 487 292 | -5,6% | 3% | 6,5% |
| НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии | 6 806 943 | 7 918 421 | 7 601 925 | 7 830 248 | 7 711 783 | 7 704 477 | 16,3% | 3,0% | -0,1% |