

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра Производственного менеджмента и экономики энергетике  
(полное название кафедры)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Колковой Натальи Александровны

(фамилия, имя отчество автора – студента-выпускника)

Совершенствование системы тарифного регулирования  
(тема работы)

территориальных сетевых организаций

Направление подготовки 080.200.02 (38.03.02) - Менеджмент  
(код и наименование направления подготовки бакалавра)

Руководитель

Чернов В. С. С.

(фамилия, И., О.)

(уч. степень, уч. звание)

(подпись, дата)

Автор

Колкова Н. А.

(фамилия, И., О.)

ЭН-ЭК-12

(факультет, группа)

(подпись, дата)

22.06.2015

Контроль: Хвостенко П. В.  
Суханов Сергей С., Архипов О. С.

Новосибирск, 2015 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра Производственного менеджмента и экономики энергетики  
(полное название кафедры)

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой Гернов СС  
(фамилия, И.О.)  
[Подпись]  
(подпись, дата)

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ БАКАЛАВРА**

студенту(ке) Колковой Наталье Александровне  
(фамилия, имя, отчество)

Направление подготовки 18.02.01 (38.03.02) - Менеджмент  
(код и наименование направления подготовки бакалавра)

Факультет Энергетики  
(факультет)

Тема Верификация системы таргетного регулирования ТСО  
(полное название темы выпускной квалификационной работы бакалавра)

Исходные данные (или цель работы) Исследование влияния таргетного регулирования территориальных электрических компаний и районов

Структурные части работы Введение;

Глава первая - теоретические основы таргетного регулирования в энергетике;  
Глава вторая - направления совершенствования механизмов системы таргетного регулирования;  
Глава третья - проект экономического обоснования тарифов на услуги по передаче электроэнергии (ПД);  
Глава четвертая - безопасность труда; Заключение; Список литературы;  
Приложение

# План-график выполнения работы

№ п/п	Наименование этапа	Планируемые сроки выполнения
1	Выбор темы и поиск литературы	3.02.2015 - 2.03.2015
2	Изучение современных исследований по маркетингу рп.	2.03.2015 - 1.04.2015
3	Анализ конкурентной среды системы маркетинга	1.04.2015 - 5.05.2015
4	Разработка маркетинговой стратегии маркетинга на участке по передаче энергии	5.05.2015 - 1.06.2015
5	Защита диплома, защита диплома	1.06.2015 - 22.06.2015

Задание согласовано и принято к исполнению

Руководитель

*Иванов С.С.*

(фамилия, И., О.)

(уч. степень, уч. звание)

*[Подпись]*

(подпись, дата)

Автор

*Колесова Н.А.*

(фамилия, И., О.)

*ФЭН, ЭК-12*

(факультет, группа)

*[Подпись]* 22.06.2015

(подпись, дата)

Тема утверждена приказом по НГТУ № 978/2 от «02» 03 2015 г.

(подпись секретаря экзаменационной комиссии по защите ВКР, дата)

(фамилия, имя, отчество секретаря экз. комиссии по защите ВКР)

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

## ОТЗЫВ

руководителя к.э.н., доцента каф. ПМиЭЭ Чернова С.С. о выпускной работе  
(фамилия, инициалы, должность и др.)

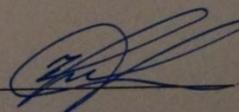
студента (ки) Колковой Н.А. факультета энергетики  
(фамилия, инициалы)

Выпускная квалификационная работа Колковой Н.А. выполнена на актуальную тему. Электросетевой бизнес относится к монопольным видам деятельности, в отношении которого применяются различные методы государственного регулирования, в т.ч. в сфере тарифообразования. Адекватный тариф на услуги территориальных электросетевых компаний является залогом надежного функционирования и стабильного развития предприятия. В настоящее время в сфере тарифного регулирования имеет место некоторый диссонанс, который заключается в завышении тарифов для одних электросетевых компаний и его занижении для других, что не позволяет сформировать финансовую основу устойчивого развития электросетевого бизнеса. В этой связи исследование методов тарифного регулирования деятельности территориальных электросетевых организаций и разработка направлений совершенствования системы тарифообразования представляется достаточно актуальным.

Колкова Н. А. показала себя хорошим исследователем, способным успешно решать поставленные задачи. В процессе выполнения выпускной квалификационной работы бакалавра Колкова Н.А. проявила большую самостоятельность в части выбора объекта исследования, сбора исходных данных, их обработки, подошла к выполнению задания достаточно ответственно.

Считаю, что выпускная квалификационная работа, выполненная Колковой Н.А., заслуживает оценки «отлично», а Колкова Н.А. присуждения степени бакалавра менеджмента.

Руководитель

 / Чернов С.С.  
« 23 » июня 20 15

## Реферат

Дипломная работа 107с., 22 табл., 9 рис., 20 формул, 33 источника, 1 приложение.

### СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ТАРИФНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Электросетевой бизнес относится к монопольным видам деятельности, в отношении которого применяются различные методы государственного регулирования, в т.ч. в сфере тарифообразования. Адекватный тариф на услуги территориальных электросетевых компаний является залогом надежного функционирования и стабильного развития предприятия. В настоящее время в сфере тарифного регулирования имеет место некоторый диссонанс, который заключается в завышении тарифов для одних электросетевых компаний и его занижении для других, что не позволяет сформировать финансовую основу устойчивого развития электросетевого бизнеса. В этой связи исследование методов тарифного регулирования деятельности территориальных электросетевых организаций и разработка направлений совершенствования системы тарифообразования представляется достаточно актуальным.

Цель: исследование системы тарифного регулирования территориальных сетевых организаций и разработка направлений ее совершенствования.

Объект исследования: ООО «Электросетевая компания», Республика Бурятия, г. Улан-Удэ.

Предмет исследования: система тарифного регулирования деятельности электросетевых компаний по передаче электроэнергии и технологическому присоединению к электросетям.

Методы исследования: системно-аналитический, экономико-математический, сравнительный и сопоставительный.

В результате проведенного исследования были выявлены недостатки существующей системы тарифного регулирования электросетевых компаний, предложен усовершенствованный вариант учета премии за надежность и качество услуг по передаче электроэнергии и разработаны мероприятия по сокращению выпадающих доходов.

## **Abstract**

Senior thesis of 107 pages, 22 tab., 9 fig., 20 formulas, 33 sources, 1 appendice.

### **IMPROVING SYSTEM OF TARIFF REGULATION OF GRID COMPANY**

Aim of work: improving of system of tariff regulation of grid organizations.

Relevance of work: Mains business relates to the monopoly activities in respect of which there are different methods of state regulation, including in tariff. An adequate tariff for regional grid companies is a guarantee of reliable operation and stable development of the enterprise. Currently in the field of tariff regulation is a certain dissonance that is overstating the rates for some grid companies and understating other, which does not form the financial basis for sustainable development of the electric business. In this regard, the study of methods of tariff regulation of the territorial grid organizations and develop ways to improve the system of tariff is quite relevant.

Aim of work: study of the system of tariff regulation of the territorial grid companies and the development of areas of improvement.

Object of research: OOO "Electrosetevayacompany", Republic of Buryatia, Ulan-Ude.

Subject of research: system of tariff regulation of grid companies in electric power transmission and technological connection to electric grids.

Research methods: systematic and analytical, economic-mathematical, comparative and benchmarking.

The study revealed the shortcomings of the existing system of tariff regulation of grid companies, an improved version of the premium account for the reliability and quality of electric power transmission services and activities designed to reduce the shortfall in income.

## Содержание

Введение.....	7
1 Теоретические основы тарифного регулирования в энергетике.....	10
1.1 Принципы и задачи тарифного регулирования .....	10
1.2 Методы тарифного регулирования в России и за рубежом.....	20
1.3 Система тарифного регулирования территориальных электросетевых компаний.....	33
2 Направления совершенствования механизма системы тарифного регулирования.....	41
2.1 Совершенствование тарифного регулирования территориальных электросетевых компаний с учетом качества энергоснабжения потребителей .....	41
2.2 Проблемы тарифного регулирования технологического присоединения ....	49
2.3 Совершенствование системы тарифного регулирования технологического присоединения по параметру качества.....	58
3 Расчет экономически обоснованного тарифа на услуги по передаче электроэнергии ООО «Электросетевая компания» .....	66
3.1 Организационно–экономическая характеристика ООО «Электросетевая компания» .....	66
3.2 Анализ структуры затрат ООО «Электросетевая компания» по передаче электроэнергии на 2011 год .....	74
3.3 Расчет необходимой валовой выручки (анализ обоснованности) и премии за надежность и качество на 2013 год ООО «Электросетевая компания».....	81
4 Безопасность труда .....	92
4.1 Анализ рабочего места диспетчера электросетей.....	92
4.2 Организация работы за ЭВМ .....	96
Заключение .....	101
Список использованных источников .....	103
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	108

Электросетевой бизнес относится к монопольным видам деятельности, в отношении которого применяются различные методы государственного регулирования, в т.ч. в сфере тарифообразования. Адекватный тариф на услуги территориальных электросетевых компаний является залогом надежного функционирования и стабильного развития предприятия. В настоящее время в сфере тарифного регулирования имеет место некоторый диссонанс, который заключается в завышении тарифов для одних электросетевых компаний и его занижении для других, что не позволяет сформировать финансовую основу устойчивого развития электросетевого бизнеса. В этой связи исследование методов тарифного регулирования деятельности территориальных электросетевых организаций и разработка направлений совершенствования системы тарифообразования представляется достаточно актуальным.

Представленные в настоящей работе мероприятия по совершенствованию системы тарифного регулирования способствуют сокращению уровня выпадающих доходов электросетевых организаций, которые позволят руководству территориальных сетевых организаций получить дополнительный стимул для развития компаний.

Цель настоящей работы – исследование системы тарифного регулирования территориальных сетевых организаций (ТСО) и разработка направлений ее совершенствования.

Для достижения поставленной цели в работе необходимо решить следующие основные задачи:

- исследовать принципы и задачи тарифного регулирования;
- изучить существующие методы тарифного регулирования в России и за рубежом;
- проанализировать действующую систему тарифного регулирования территориальных электросетевых компаний и разработать направления по ее совершенствованию в части услуг по передаче электроэнергии и технологических присоединений;

- дать организационно-экономическую характеристику и провести анализ структуры затрат по передаче электроэнергии ООО «Электросетевая компания»;
- выполнить расчет необходимой валовой выручки (НВВ) ООО «Электросетевая компания» с учетом предложенных мероприятий по совершенствованию тарифного регулирования с учетом надежности и качества электроснабжения.

Объектом исследования является ООО «Электросетевая компания».

Предметом исследования является действующая система тарифного регулирования деятельности электросетевых компаний по передаче электроэнергии и технологическому присоединению к электросетям.

Структурно выпускная квалификационная работы состоит из следующих разделов – введения, четырех глав, заключения, списка литературы, приложений.

Во введении обоснована актуальность, определена цель, поставлены задачи исследования.

В первой главе «Теоретические основы тарифного регулирования в энергетике» рассмотрены принципы и задачи тарифного регулирования ТСО, рассмотрены методы тарифного регулирования в России и за рубежом, исследована система тарифного регулирования в России.

Во второй главе «Направления совершенствования механизма системы тарифного регулирования» разработаны предложения по совершенствованию системы тарифного регулирования ТСО в части услуг по передаче электроэнергии и процесса технологического присоединения к сетям с учетом надежности и качества энергоснабжения;

В третьей главе «Расчет экономически обоснованного тарифа на услуги по передаче электроэнергии ООО «Электросетевая компания» дана организационно-экономическая характеристика предприятия, выполнен анализ структуры затрат на передачу электроэнергии и расчет НВВ с учетом предложенных во второй главе мероприятий.

В четвертой главе «Безопасность труда» дано представление анализа рабочего места диспетчера электрических сетей и требований к организации работы с электронно-вычислительной машиной.

В заключении представлены основные выводы по работе.

Список литературы включает 33 источника.

Приложения располагаются на 1 странице.

Основной нормативно-правовой базой для выполнения выпускной квалификационной работы послужили:

- Федеральный закон от 26.03.2003 N 35–ФЗ (ред. от 29.12.2014) «Об электроэнергетике» (26 марта 2003 г.);
- Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 N 1178 (ред. от 28.05.2015) «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»;
- Методические указания по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала № 228-э, Приказ ФСТ России от 30.03.2012 N 228-э (ред. от 18.03.2015);
- Методические указания по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки №98-э, Приказ Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) от 17 февраля 2012 г.

## **1. Теоретические основы тарифного регулирования в энергетике**

### **1.1 Принципы и задачи тарифного регулирования**

В соответствии с российским законодательством деятельность в электроэнергетике относится к регулируемым видам деятельности. Регулируемая деятельность – «деятельность в сфере электроэнергетики, в рамках которой расчеты за поставляемую продукцию (услуги) осуществляются по ценам (тарифам), которые в соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» подлежат государственному регулированию» [6].

Электроэнергетическая отрасль является инфраструктурной, поэтому объем и состояние производственных мощностей, а также экономичность работы оборудования отрасли напрямую связана с экономическим благополучием населения и государства в целом. Такая особенность производства электроэнергии (мощности) как неразрывность генерации, передачи и сбыта, требует рационального использования как первичных, так и вторичных ресурсов. Рациональное использование ресурсов является одним из условий достижения экономического баланса интересов производителей и потребителей [1, глава 3, статья 4] продуктов электроэнергетического комплекса. В РФ контроль над производством, передачей и распределением электроэнергии обеспечивает государство посредством установления цен (тарифов) или их предельного максимального и (или) минимального уровня на услуги, осуществляемые субъектами энергетического хозяйствования.

Такое регулирование, как было сказано раньше, обеспечивает достижение баланса экономических интересов между производителями энергии и ее потребителями. Баланс экономических интересов обеспечивается при доступности энергии и возврате инвестируемого и используемого в энергетике капитала в полном объеме, с учетом экономически обоснованного уровня доходности привлеченного капитала.

Чтобы понять, какие основные принципы и задачи преследует тарифное регулирование, рассмотрим современную организацию рынка электроэнергии и мощности.

На данный момент действует двухуровневая система функционирования рынка – оптовый и розничный сектора. Государственное регулирование цен (тарифов) осуществляется как на оптовом рынке, так и на розничном. Установление предельных максимальных и (или) минимальных цен (тарифов) на услуги субъектов энергетического хозяйства ведется Федеральной службой по тарифам (ФСТ), в некоторых субъектах Российской Федерации – Региональной энергетической комиссией (РЭК), функции которой могут выполнять департаменты по тарифам, администрации субъектов федерации, также контроль над деятельностью участников энергетического комплекса ведется Федеральной антимонопольной службой (ФАС), Министерством экономического развития и Министерством энергетики.

Основными принципами государственного регулирования и контроля в электроэнергетике являются [1, глава 5, статья 20]:

- обеспечение единства технологического управления Единой энергетической системой России, надежного и безопасного функционирования Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем;
- эффективное управление государственной собственностью в электроэнергетике;
- достижение баланса экономических интересов поставщиков и потребителей электрической энергии;
- обеспечение доступности электрической энергии для потребителей и защита их прав;
- обеспечение защиты потребителей от необоснованного повышения цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность);
- создание необходимых условий для привлечения инвестиций в целях развития и функционирования российской электроэнергетической системы;

- развитие конкурентного рынка электрической энергии и ограничение монополистической деятельности отдельных субъектов электроэнергетики;
- обеспечение недискриминационного доступа к услугам субъектов естественных монополий в электроэнергетике и услугам организаций коммерческой инфраструктуры оптового рынка;
- сохранение государственного регулирования в сферах электроэнергетики, в которых отсутствуют или ограничены условия для конкуренции;
- обеспечение доступа потребителей электрической энергии к информации о функционировании оптового и розничных рынков, а также о деятельности субъектов электроэнергетики;
- обеспечение энергетической и экологической безопасности электроэнергетики;
- экономическая обоснованность оплаты мощности генерирующих объектов поставщиков в части обеспечения выработки электрической энергии.

Вышеперечисленные принципы тарифного регулирования современной электроэнергетики позволяют капиталоемкой отрасли не только обеспечивать экономический баланс между производителями и потребителями, но и поддерживать уровень инвестиционных вложений благодаря экономической обоснованности тарифной ставки нового или модернизированного объекта производства или передачи электроэнергии.

Рассмотрим, как реализуются указанные принципы в рамках ценового регулирования на оптовом и розничных рынках электроэнергии. Оптовый рынок электрической энергии и мощности (ОРЭМ) – это рынок обращения электроэнергии и мощности в рамках ЕЭС (Единой энергетической системы) России, функционирование которого заключается в границах единого экономического пространства Российской Федерации. Участниками рынка являются производители и потребители электрической энергии и мощности, субъекты, такие как крупные сбытовые и сетевые компании (функционирование на рынке в силу необходимости компенсации потерь). ОРЭМ действует на основе правил оптового рынка, утвержденных Правительством Российской Федерации в соответ-

ствии с Федеральным Законом № 35 «Об электроэнергетике»[1], Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. N 1172 [5].

Для получения статуса участника данного рынка необходимо удовлетворять вышеперечисленным требованиям и Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

На ОРЭМ функционируют следующие секторы:

- сектор регулируемых договоров (СРД);
- сектор свободных договоров (ССД);
- рынок на сутки вперед (РСВ);
- балансирующий рынок.

Рассмотрим особенности функционирования субъектов в рамках указанных секторов более подробно.

*Рынок мощности.*

Мощность – особый товар, покупка которого предоставляет участнику оптового рынка право требования к продавцу мощности поддержания в готовности генерирующего оборудования для выработки электроэнергии установленного качества в объеме, необходимом для удовлетворения потребности в электрической энергии данного участника[3].

На данный момент действуют следующие механизмы торговли мощностью: конкурентный отбор мощности (КОМ), свободный договор на мощность (СДМ), договор на поставку мощности (ДПМ) и его аналоги, мощность по вынужденному режиму (ВР), регулируемый договор на мощность (РДМ), мощность по инвестиционным проектам.

С 1 июня 2008 года на ОРЭМ мощность реализуется на основе конкурентного отбора мощности (КОМ), проводимого субъектом технологической инфраструктуры рынка – системным оператором. При помощи данного отбора происходит распределение 92 – 95 % прогнозируемой максимальной мощности на оптовом рынке. Системный оператор на основе информации реестра аттестационного оборудования определяет фактический объем производства гене-

рирующей единицы мощности (ГЕМ). На основе этих данных формируется заявка на участие в КОМ. Величина совокупного ресурса, предоставляемого участниками конкурентного отбора мощности, не должна превышать объема максимальной располагаемой мощности, учтенной на соответствующий период регулирования Федеральной службы по тарифам России (ФСТ).

Системный оператор за 45 дней до окончания срока подачи ценовых заявок на КОМ публикует на своем официальном сайте информацию о величине предельного размера цены на мощность для конкурентного отбора мощности для зон свободного перетока [1, глава 8, пункт 106.1].

В зонах свободного перетока (ЗСП) с ограниченной конкуренцией Федеральная антимонопольная служба (ФАС) устанавливает предельный уровень цен на мощность.

В ЗСП, которые не ограничены предельным уровнем цен, продажа мощности, попавшей в 15% наиболее дорогого предложения и при этом отобранной на конкурентном отборе, будет производиться поставщиками либо по тарифу ФСТ, либо по цене, указанной в заявке, в зависимости от того, какая цена окажется ниже. Цена конкурентного отбора в этом случае сформируется либо по самой дорогой заявке из оставшихся 85% предложенной мощности, либо по цене, балансирующей спрос и предложение, если она оказалась ниже цены в самой дорогой из оставшихся заявок. Кроме того, если поставщик владеет большой долей генерации в ЗСП (более 10% установленной мощности в Сибири, более 15% – для Европы и Урала), ценовая заявка может быть подана только на объем, не превышающий 10% (15%).

Цена на услуги генераторов, получивших статус вынужденного генератора (ВГ), или имеющих такие договора, как договор на поставку мощности и мощность по инвестиционным проектам, искусственно обнуляется для участия в конкурентном отборе мощности. Инвестиционные вложения в строительство объектов электроэнергетического хозяйства отражены в цене такой компании, поэтому договор на включение мощности по инвестиционным проектам имеют более высокую стоимость тарифа. Государство, для стимулирования притока

инвестиций в энергетическую отрасль, включает в КОМ мощность по инвестиционным проектам, несмотря на ее неконкурентную стоимость.

#### *Рынок электроэнергии.*

Регулируемые договора предусматривают установленную цену на электроэнергию для населения, а также для потребителей в зоне работы МРСК Северного Кавказа, которая определяется ФСТ РФ.

Объем электроэнергии оптового рынка, который не был реализован в рыночном секторе регулируемых договоров, распределяется между остальными секторами рынка электроэнергии и мощности – рынка свободных договоров, на котором производители и потребители сами определяют с кем заключать договора, цены и объемы поставки.

Механизм контроля рынка на сутки вперед представлен в форме конкурентного отбора ценовых заявок производителей энергии и мощности и их потребителей, проводимым ОАО «АТС». За сутки до реальной поставки определяется цена и объем поставки на каждый час суток. Цена на РСВ определяется при балансировании спроса и предложения, т.е. осуществляется маргинальное ценообразование. Для исключения рисков манипуляции ценами на рынке на сутки вперед в первую очередь должны удовлетворяться заявки на приобретение электроэнергии с наименьшей ценой[31].

Прогнозное значение потребления может отклоняться от реального, потому существует балансирующий рынок, на котором в режиме реального времени можно управлять данными отклонениями. Однако, для минимизации затрат потребителям необходимо планировать собственное потребление как можно более точно, так как цена на покупку электроэнергии на балансирующем рынке выше, а цена продажи – значительно ниже.

Цена для балансирования системы при увеличении (уменьшении) объемов определяется на каждый час суток фактической поставки в каждом узле расчетной модели. Ценой для балансирования системы при увеличении объемов является максимальная величина из значения индикатора стоимости и равновесной цены на электрическую энергию в соответствующем узле расчетной

модели. Ценой для балансирования системы при уменьшении объемов является минимальная из указанных величин [1, глава 9, пункт 140].

На ОРЭМ функционирует система поощрения – премирование участников, которые придерживаются планов собственного потребления и выполняют команды системного оператора максимально точно. Также существует система штрафов, которая создана для наказания участников, допускающих небольшие отклонения от прогноза по собственной инициативе.

Рассмотрим, как осуществляется регулирование на розничном рынке электроэнергии.

Розничный рынок электроэнергии – это сектор энергетического рынка, на котором реализуется энергия, приобретенная на ОРЭМ. Документ, который регулирует отношения на данном секторе рынка – это Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 [3].

Выделяются следующие субъекты розничного рынка электроэнергии [6]:

- потребители электрической энергии;
- гарантирующие поставщики (ГП);
- независимые энергосбытовые организации (НЭСО);
- производители электрической энергии, не имеющие статуса субъекта оптового рынка;
- территориальные сетевые организации;
- субъекты оперативно–диспетчерского управления в электроэнергетике (системный оператор и субъекты оперативно–диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах).

Гарантирующий поставщик электроэнергии – это энергосбытовая организация, которая заключает договор с любым, обратившемся к нему потребителем электроэнергии в границах зоны деятельности данного ГП. Данные договора носят публичный характер и условия, включая ценообразование, регламентируются Правительством РФ.

Независимые энергосбытовые организации свободны в процедуре заключения договора. Также НЭСО и потребители продуктов электроэнергетического комплекса самостоятельно регулируют договорные отношения, включая вопросы с ценообразованием. Как правило, стоимость предлагаемого НЭСО продукта ниже, чем у ГП, поэтому независимые энергосбытовые организации стараются привлечь крупных потребителей.

Федеральная служба по тарифам ежегодно устанавливает для каждого субъекта РФ тарифный «коридор» – диапазон с минимальным и максимальным значением тарифа для потребителей, относящихся к группе «население и приравненные к нему категории». В рамках установленного ценового «коридора» местный орган исполнительной власти в области тарифного регулирования устанавливает окончательную стоимость тарифа для данной группы населения.

Продажа остальных объемов продуктов электроэнергетической отрасли – энергии и мощности – производится по нерегулируемым ценам, составляющие которой следующие:

- цена приобретения энергии с ОРЭМ, расчетом и публикацией которой на собственном сайте занимается ОАО «АТС»;
- тариф на услуги по передаче энергии и мощности, утверждаемый местным органом исполнительной власти на регулируемый период в разрезе полугодий;
- сбытовая надбавка, утверждаемая для ГП Правительством РФ, а для НЭСО – договорными условиями, установленными между независимой энергосбытовой организацией и потребителем продуктов электроэнергетической отрасли;
- плата за услуги организаций, участие которых обеспечивает реализацию энергии и мощности на ОРЭМ и РРЭМ – «ОАО СО ЕЭС», ОАО «АТС», ЗАО «ЦФР», которые утверждает ФСТ на регулируемый период.

Таким образом, тарифное регулирование электроэнергетического комплекса РФ заключается в поддержании экономического баланса между потре-

бителями и производителями продуктов электроэнергетического хозяйства. Как было сказано раньше, государство поддерживает инвесторов, которые занимаются вводом новых мощностей. Тарифное регулирование, заключающееся в установлении предельного верхнего и (или) нижнего уровня тарифа, предотвращает ценовые манипуляции в отрасли.

Исходя из особенностей функционирования рынка электроэнергии, можно выделить следующие объекты ценового регулирования в потенциально конкурентном сегменте энергетики:

- инфраструктурные услуги электроэнергетики, оказываемые электросетевыми компаниями;
- оперативно–диспетчерские услуги и услуги по администрированию работы энергетического рынка;
- услуги, оказываемые компаниями при условиях отсутствующей или ограниченной конкуренции;
- Исходя из выше изложенного, тарифное регулирование РФ преследует такие задачи, как:
- Обеспечение доступности отпускаемых продуктов и оказываемых услуг для потребителей.

Правительство, посредством тарифного регулирования, обеспечивает недискриминационный и беспрепятственный доступ к товарам и услугам электротехнического комплекса. Государственные программы по ресурсосбережению и повышению эффективности способствуют снижению тарифа на услуги для населения. Экономическая обоснованность тарифной ставки естественно–монопольных организаций, минимальный и (или) максимальный ценовой уровень на оптовом и розничном рынках, позволяет государству контролировать деятельность энергетических компаний. Данное регулирование обеспечивает защиту, в первую очередь, социально уязвимых слоев населения, малого бизнеса и т.д.

- Повышение эффективности деятельности электроэнергетических компаний

Согласно программе «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» [10], главной задачей на данный момент является модернизация распределительно – сетевого комплекса, где по-прежнему наблюдаются значительные потери. По оценке отдельных специалистов, при соответствующей модернизации их можно сократить в два раза [8].

Повышение надежности и качества оказываемых услуг, снижение издержек, реализация инвестиционных программ, использование энергоэффективных технологий – это также первоочередные задачи системы тарифного регулирования, так как при помощи такого механизма Правительство может вносить изменения в работу инфраструктурных компаний и, как следствие, улучшить качество жизни населения.

- Повышение инвестиционной привлекательности объектов электроэнергетического хозяйствования

При контроле деятельности регулируемых организаций государство стремится создавать условия для привлечения инвестиций. Для этого, к примеру, применяются специальные методы регулирования цены, такие как RAB–регулирование, один из принципов которого заключается в долгосрочном периоде установления тарифа (3–5 лет) и возможности заключения договора о предоставлении мощности. Условия RAB–регулирования позволяют компенсировать такие затраты как капитальные вложения, затраты на технологическое присоединение, расходы на оплату налога на имущество и эксплуатационные затраты генерирующей организации.

- Совершенствование системы тарифного регулирования

Необходима публичная демонстрация механизма расчета тарифа для естественно–монопольных организаций и привлечение большего числа экспертных организаций для установления тарифной ставки компаниям электроэнергетического сектора. Также Правительству следует уделить внимание формированию качественной системы подготовки и переподготовки кадров для муниципальных и региональных органов регулирования и созданию условий для развития некоммерческих экспертных сообществ.

- Стимулирование экономической эффективности и энергосбережения;
- Обеспечение финансовой устойчивости.

## **1.2 Методы тарифного регулирования в России и за рубежом**

В целях экономического развития электроэнергетической отрасли государство контролирует цены не только на оптовом и розничном уровнях рынка, посредством установления предельных минимальных и (или) максимальных уровней цен (тарифов), но и координирует процесс формирования цены на услуги естественно–монопольных организаций (оперативно–диспетчерское управление в отрасли и территориальные электросетевые компании).

«Государственное регулирование естественно–монопольных сфер деятельности предполагает сохранение в этих сферах значительного имущественного комплекса, принадлежащего государству. Адекватное ценовое регулирование деятельности субъектов естественных монополий является не только залогом сдерживания инфляционных процессов, но и основой для сохранения единого комплекса, обеспечения экономической и политической стабильности государства, т.к. все естественно–монопольные отрасли относятся к инфраструктурным» [18].

На данный момент оптовый рынок электроэнергии и мощности разделен на две составляющие: ценовая и неценовая зона.

На территории ценовых субъектов ведется контроль над деятельностью генерирующих и сбытовых организаций посредством механизмов рынка, действующих на основе экономических законов: изменения спроса, изменения предложения, цены и контроль со стороны государства в результате установления максимального и (или) минимального уровня цен (тарифов) за счет чего формируется адекватная цена на оказываемые услуги потребителям.

«В конкурентном рынке загрузка электростанций и использование топливных ресурсов осуществляется наиболее эффективным способом» [33, стр. 91]. Поставщики–участники конкурентного рынка заинтересованы в снижении

издержек по производству электроэнергии, в применении программ по модернизации производственного оборудования, что, в конечном счете, приводит к снижению цены на электроэнергию и мощность для конечных потребителей и повышению качества энергоснабжения. Такой механизм конкуренции на рынке приводит к повышению энергоэффективности каждого участника–поставщика электроэнергии и мощности и электроснабжения в целом.

На розничном уровне неценовых зон, таких как Калининградская область, Архангельская область, Республика Коми, Амурская область, Еврейская Автономная Область, Хабаровский край, Приморский край[20], поставка электроэнергии осуществляется полностью по регулируемым тарифам (ценам), поскольку на указанных территориях практически отсутствуют предпосылки для развития конкурентных отношений в электроэнергетической отрасли. «Порядок определения и применения тарифов на розничном рынке аналогичен порядку определения и применения регулируемых тарифов (цен) в ценовых зонах» [33, страница 229].

«Особенностью ценообразования в технически изолированных электроэнергетических систем является отсутствие оптового рынка. Купля–продажа электроэнергии и мощности на этих территориях осуществляется на розничном рынке полностью по регулируемым тарифам» [33, страница 231].

В неценовые зоны входят следующие субъекты РФ – Камчатский край, Магаданская область, центральный и западный районы Республики Саха (Якутия), Сахалинская область, Чукотский автономный округ, Таймырский (Ямало–Ненецкий) автономный округ, Республика Крым и г. Севастополь [4].

Исходя из вышеизложенной информации, регулирование электроэнергетического комплекса должно базироваться на прозрачности, общедоступности информации о состоянии производственных фондов, так как конечный потребитель заинтересован получить товар по адекватной цене, а производитель – в отдаче инвестируемого капитала при такой сформировавшейся цене для потребителей.

Рассмотрим, из чего складывается цена на электроэнергетические услуги для конечного потребителя розничного рынка.

Для ценовых категорий стоимость электроэнергии для потребителей (исключая население и приравненных к нему категорий) рассчитывается как сумма отдельных составляющих (см. пункт 1.1).

В общем, в структуре конечного тарифа для потребителей заложена (примерно) стоимость сорока процентов цены покупки электроэнергии с оптового рынка, пятидесяти процентов – стоимость передачи электроэнергии до конечного потребителя, восьми процентов – стоимость оплаты услуг сбытовой организации, двух процентов – оплата услуг субъектов электроэнергетического рынка, обеспечивающих процесс регулирования отношений производителей и потребителей электроэнергии (мощности).

Рассмотрим структуру тарифа, сформированного для населения на январь 2015 года. В Таблице 1 представлена информация по цене тарифа для каждого округа [21].

Таблица 1 – Стоимость услуг по передаче в тарифе для розничных потребителей на январь 2015 года по округам РФ

Федеральный округ	Розничные потребители, руб./кВтч, С НДС	Услуги по передаче, руб./кВтч, С НДС	Услуги по передаче, %
Всего (РФ)	3,29	1,49	45%
Дальневосточный (ДФО)	3,61	1,49	41%
Сибирский (СФО)	2,56	1,03	40%
Уральский (УФО)	2,88	1,17	41%
Приволжский (ПФО)	3,22	1,33	41%
Южный (ЮФО)	4,04	2,15	53%
Северо-Кавказский (СКФО)	3,2	1,44	45%
Центральный (ЦФО)	3,53	1,7	48%
Северо-Западный (СЗФО)	3,42	1,65	48%

Из данных, представленных в таблице 1, видно, что услуги по передаче составляют более 40% объема тарифа. В Южном федеральном округе (ЮФО) высокая не только доля стоимости услуг по передаче (53% от стоимости тарифа), но и стоимость тарифа для розничных потребителей (4,04 руб./кВтч).

Стоимость тарифа для ЮФО выше минимального значения тарифа по России для населения Сибирского федерального округа (2,56 руб./кВтч) на 36,6%, а стоимость услуг по передаче выше стоимости данных услуг СФО в 2,09 раза.

В мировой практике существующие методы формирования тарифов можно разделить на две основные группы: на основе экономически обоснованных затрат и группа стимулирующих методов регулирования.

Методы, базирующиеся на принципах экономически обоснованных затрат, включают:

- метод «затраты плюс»;
- метод регулирования необходимой валовой выручки;
- метод регулирования нормы прибыли;
- метод регулирования возврата на капитал (RAB).

Группа методов стимулирующего регулирования объединяет методы, как:

- метод регулирования по результатам (PBR);
- метод регулирования по эталонным показателям (YR);
- метод регулирования пределов изменения цен (CR).

В зарубежной практике часто используется гибридный метод тарифного регулирования, который базируется на регулировании большей части затрат по методу экономически обоснованных затрат, а отдельной части (к примеру, топливо) – по методике стимулирующего регулирования. Такой подход может применяться в компаниях с высокой долей переменных затрат.

Основным принципом метода экономически обоснованных затрат является установление такой нормы необходимой выручки (НВВ) для электросетевой компании, при которой регулирующий орган принимает к учету рассчитанный тариф, в основе которого лежит сумма общеразрешенных затрат и необходимый уровень прибыли компании.

Принцип формирования тарифа при применении метода экономически обоснованных затрат представлен схемой (Рисунок 1).

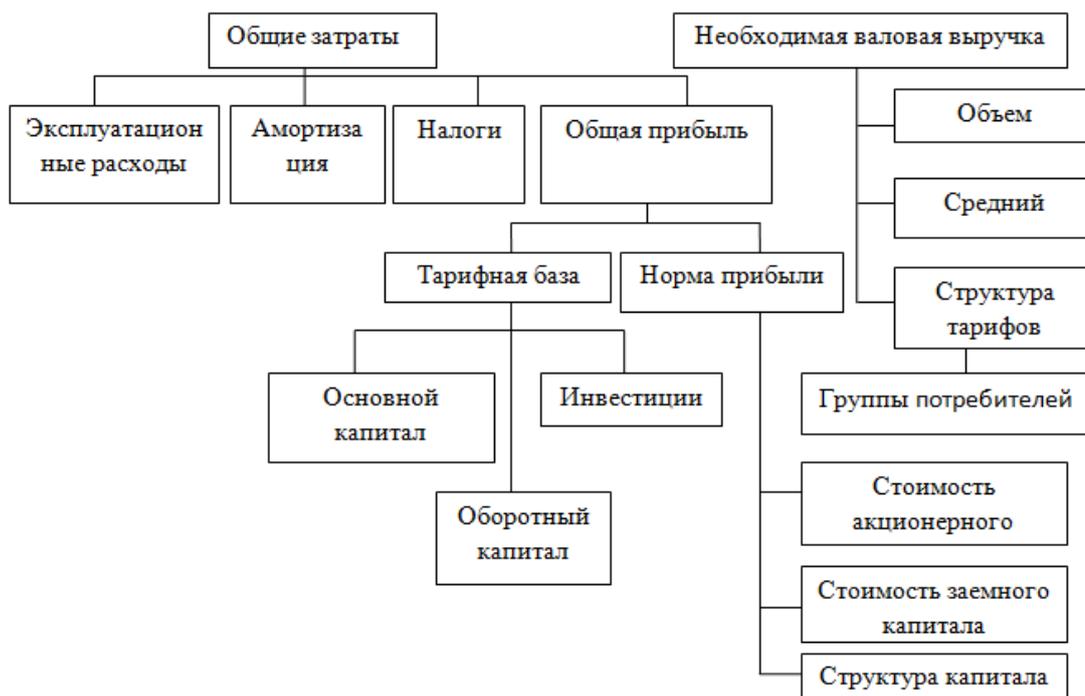


Рисунок 1 – Принципиальная схема формирования тарифа на основе экономически обоснованных затрат

Утверждаемая ФСТ система тарифов определяет способ получения НВВ от различных групп потребителей. Обязанность такой системы – исключение ценовой дискриминации отдельных потребителей и перекрестное тарифное субсидирование.

Задачей регулирующего органа при данном методе тарифного образования является недопущение включения в тариф затрат, которые не связаны с обслуживанием потребителей. В тоже время, следует учитывать необходимый уровень издержек по обеспечению надежной работы оборудования.

Величина общей разрешенной прибыли является оценкой стоимости обслуживания капитала, инвестированного в развитие электросетевой компании.

Тарифная база – это устанавливаемая регулирующим органом стоимость материальных и нематериальных активов компании (за вычетом накопленного износа), используемых для передачи электроэнергии по сетям компании до потребителей. Этапы оценки тарифной базы:

- в стоимость тарифной базы не включается невоспроизводимое имущество, а также имущество, не участвующее в передаче электроэнергии;
- определяется стоимость используемого для потребителей материального и нематериального имущества;
- суммарная величина вышеперечисленных статей уменьшается на сумму обоснованной накопленной амортизации.

Сумма нормы прибыли и оценки тарифной базы наиболее часто содержит субъективные статьи, которые увеличивают ее стоимость. При определении справедливой нормы прибыли используется метод стоимости капитала, при котором справедливая норма прибыли – это средневзвешенная стоимость обслуживания таких частей капитала, как проценты по облигациям, дивидендам и т.д.

В заключении определяется средний тариф, который рассчитывается как отнесенная необходимая валовая выручка компании к прогнозируемому объему поставки электроэнергии.

Тариф на услуги компании, рассчитанный на основе отношения необходимой валовой выручки и прогнозируемого объема поставок энергии, имеет преимущества и недостатки.

К достоинствам описанного метода можно отнести следующие:

- минимизация стоимости капитала для регулируемой компании;
- невозможность получения сверхприбыли;
- снижение финансовых рисков.

Несмотря на отмеченные преимущества, метод не лишен недостатков, к числу которых можно отнести:

- заинтересованность регулируемой компании в чрезмерном увеличении своей тарифной базы;
- отсутствие у регулируемой компании стимулов к повышению качества своих услуг, так как компания в большей мере ориентирована на требования регулирующего органа, нежели на потребителей;

- проблема оценки инвестиций;
- перекладывание значительной доли инвестиционных рисков с регулируемой компании на ее потребителей.

Изучив опыт применения традиционного метода установления тарифа для электросетевых компаний, оказалось, что такой способ контроля применяется в США (в некоторых штатах и для распределительного комплекса) для регулирования деятельности передающих сетевых компаний, в Бельгии и Швейцарии (передающие и распределительные компании).

«Для устранения недостатков традиционного регулирования в США капитальные затраты сетевых компаний после того, как они произведены, но до включения их в тарифную базу, проходят проверку на предмет обоснованности их размера (*prudencytest*) и полезности для энергосистемы (*usedandusefultest*). Кроме того, необходимость сетевых затрат проверяется в ходе сетевого планирования, которое, как правило, проводится открыто с привлечением широкого круга заинтересованных лиц (включая пользователей услуг по передаче электроэнергии)» [19].

Не исключено, что результатом применения методов экономически обоснованных затрат при расчете необходимой валовой выручки будет сдерживающий эффект для развития экономики. Регулируемые организации, при расчете тарифа по методу экономически обоснованных затрат, не стимулированы на уменьшение своих издержек, поэтому обеспечивая возможности развития электросетевых компаний, для расчета цены на оказываемые услуги для потребителей следует применять группу стимулирующих методов тарифного регулирования.

На смену методу расчета тарифа по принципу экономически обоснованных затрат «Затраты плюс» приходит метод регулирования возврата на капитал (*Rab*–регулирование). Это система долгосрочного тарифного регулирования, которая обеспечивает возмещение и доходность инвестированного в объекты энергетического хозяйства капитала. Такой метод тарифного регулирования можно отнести также к группе методов стимулирующего регулирования, так как он позволяет компаниям обновлять свои производственные фонды за счет

вкладываемых в них финансовых средств. При этом потребители оплачивают необходимые мероприятия в течение долгосрочного периода, а не в рамках одного года, как это происходит при применении существующих методов экономически обоснованных затрат.

Методы, предполагающие долгосрочное регулирование тарифов, «направлены на привлечение инвестиций для строительства и модернизации сетевой инфраструктуры и повышение эффективности работы сетевых организаций» [27]. Тариф, установленный по принципу стимулирующего регулирования, утверждается на долгосрочный период 3–5 лет. Энергетическая компания в течение 1–3 лет снижает издержки, при этом продолжает работать по утвержденному тарифу. Прибыль, аккумулируемая за регулируемый период, остается у данной компании, при этом появляется стимул снижения операционных расходов.

Первыми, кто внедрил регулирование на основе принципов Rab – это Великобритания в начале 1990–х годов. Затем, переняв успешный опыт англичан, на такое регулирование перешли страны Западной Европы, Канада, США и Австралия. Конференция 2006 года контролирующих органов электросетевого хозяйства стран Евросоюза, СНГ и Восточной Европы показала, что опыт Румынии 2004 года по привлечению к реформе регулирования распределительных газовых и электрических сетей крупной зарубежной компании и инвестиционного банка CreditSuisse является наиболее успешным.

Что касается российского опыта, то с 1 января 2009 года на определение тарифа по методике Rab–регулирования перешли следующие филиалы ОАО «МРСК–Центра»: «Белгородэнерго», «Тверьэнерго» и «Липецкэнерго», также другие: «Астраханьэнерго», «Курганэнерго», «Пермьэнерго», «Рязаньэнерго», «Ростовэнерго», «Тулэнерго». С 1 января 2010 года все филиалы ОАО «МРСК–Центра» приняло данную систему тарифообразования.

Иным подходом к регулированию на основе экономически обоснованных затрат считается использование стимулирующих методов тарифного регулирования, ориентация которых заключается в обеспечении стремления регулируемого

объекта к целевым качественным и количественным показателям деятельности. При использовании данной группы методов происходит установление связи финансового стимулирования и целевых показателей эффективности, которые предполагают уменьшение затрат и повышение качества оказываемых услуг.

#### *Метод регулирования по результатам*

Регулирующим органом устанавливаются показатели деятельности (эффективности) за контролируемый период, а электросетевая компания, по результатам контролируемого периода, получает поощрение или штраф. Часто в роли показателей эффективности выступают нефинансовые показатели, такие как показатели качества оказываемых территориальной сетевой организацией услуг, потери электроэнергии при ее транспортировке к потребителю и т.д.

Его главное достоинство: Регулирование деятельности зависит от объективных показателей качества оказываемых услуг.

К недостаткам можно отнести следующее:

- показатели эффективности, применяемые при регулировании по результатам, должны контролироваться, что противоречит принципу методов стимулирующего регулирования – минимизации контроля со стороны регулирующих органов;
- сложность административного сопровождения со стороны контролирующих органов, так как реально оценить состояние нефинансовых показателей на практике трудно.

#### *Метод регулирования по эталонным показателям*

В данном методе эталонные отраслевые показатели выступают в роли регулятора деятельности территориальной сетевой организации. Применяются средневзвешенные цены сопоставимых отраслевых компаний и т.д.

Основным достоинством метода является то, что метод ориентирован на оценку деятельности компании по ключевым параметрам деятельности электросетевых компаний, который влияют на качество передаваемой электроэнергии.

Недостатки метода:

- вероятность ошибки при сопоставлении эталонного показателя и показателя регулируемой компании из-за различий условий по функционированию сравниваемых компаний;
- наличие риска сговора между сравниваемыми компаниями

*Метод регулирования предела изменения цен или необходимой валовой выручки*

Метод предполагает:

*1. Регулирование верхнего предела изменения цены (тарифа)*

Такой метод регулирования применяется для расчета тарифа компаний, доля постоянных расходов которых невелика.

Уровень верхнего предела цен – это отношение необходимой валовой выручки к прогнозируемому объему продаж.

В момент регулируемого периода (3–5 лет), тариф изменяется по следующей формуле:

$$P_t = \left[ 1 + \frac{RPI_t - X}{100} \right] * P_{t-1} - C, \quad (1)$$

где RPI – это процентное изменение индекса различных цен, исключая изменение затрат регулируемой организации; фактор эффективности;

X – суммирующая ожидаемых результатов, к примеру, от роста производительности туда и т.д.;

$P_{t-1}$  – тариф предшествующего года;

C – фактор, учитывающий результаты влияния на затраты регулируемой компании событий, эффект которых не контролируется данной организацией.

За период времени, больший чем момент регулирования, происходит пересмотр базового уровня цен на основе данных об анализе НВВ.

Главное достоинство метода: в качестве вознаграждения регулируемой компании выступает дополнительная прибыль, аккумулированная в период контроля.

Недостаток: тариф может быть завышен до предельного уровня без объективной причины

## 2. Регулирование максимально разрешенной валовой выручки

Метод регулирования применяется для расчета тарифа компаний, доля постоянных расходов которых превалирует (электросетевые компании). Регулирующим органом устанавливается предельный уровень максимально разрешенной валовой выручки, которая компания может получать за рассматриваемый период (год).

Метод позволяет максимизировать прибыль регулируемой компании посредством уменьшения своих издержек.

При расчете разрешенной валовой выручки на последующий год регулируемого периода учитывается уровень базового (предшествующего) года).

Формула, по которой определяется значение разрешенной валовой выручки:

$$R_t = (R_{t-1} + CGA * N_{cust}) * \left[ 1 + \frac{PPI_t - X}{100} \right] * P_{t-1} - C, \quad (2)$$

где  $R_t$ —разрешенная валовая выручка;

$CGA$ —поправочный коэффициент на рост базы потребителей;

$N_{cust}$ — изменение числа потребителей.

Верхний предел цены (тарифа) по формуле корректируется на величину случайного влияния ( $C$ ).

Как было замечено, при данном методе регулирования у компании определена не цена, а необходимая валовая выучка, поэтому вероятность манипулирования объемами продаж сводится к минимуму. «Однако возникает другая проблема – снижается заинтересованность регулируемой компании в развитии своих мощностей для обеспечения растущего будущего спроса и в росте объемов продаж своих услуг (что, например, может негативно повлиять на рост числа присоединений к сетям новых потребителей в случае электросетевой компании)» [30].

Главное достоинство метода: регулирующие органы получают фактическую информацию о реализованном объеме электроэнергии.

Недостаток: у электросетевой компании снижается интерес к увеличению количества передаваемой энергии, так как уровень максимально разрешенной валовой выручки в регулируемом периоде не изменится.

### *3. Гибридное регулирование верхнего предела цен и максимальной разрешенной валовой выручки*

При совместном регулировании прибыль, с аккумулированная из-за несоответствия фактической переданной энергии плановой, не остается в распоряжении предприятия в полном объеме и возврата недополученной валовой выручки в следующем периоде регулирования не происходит.

Принцип такого регулирования заключается в установлении уровня весового коэффициента, отвечающего за значение верхнего уровня цен или за значение необходимой валовой выручки. При помощи такого инструмента появляется возможность перераспределять риски, проявляющиеся вследствие несоответствия факта прогнозу.

Формула расчета разрешенной валовой выручки по методу совместного регулирования имеет следующий вид:

$$R_t = P_t * Q_t = \left[ \left[ 1 + \frac{PPI_t - X}{100} \right] * P_{t-1} \right] * Q_{t-1} * [W_p * \left[ \frac{Q_t}{Q_{t-1}} \right] + W_r], \quad (3)$$

где  $P_t$  – цена поставки;

$Q_t$  – объем поставки;

$W_p$  – вес ценового фактора;

$W_r$  – вес фактора валовой выручки.

Главное достоинство метода: «Как показывает международный опыт, хорошо спроектированная система регулирования на базе совместного регулирования верхнего предела цен и максимальной разрешенной валовой выручки способствует снижению регулятивных рисков, стимулирует инвестиции и обеспечивает сокращение затрат» [17].

Недостаток метода: необходимо экспертное мнение при определении значений коэффициентов и не исключена вероятность ошибки при их определении, вследствие которой регулируемая компания не получит ожидаемого от метода эффекта.

Гибридный метод регулирования развит в странах: Южной Америки, Западной и Центральной Европы, Австралия.

На основании исследования особенностей методов стимулирующего регулирования можно заключить, что указанные методы имеют как преимущества по сравнению с группой методов на основе определения экономически обоснованной НВВ, так и достаточно существенные недостатки.

#### *Преимущества*

- вознаграждение компании пропорционально эффективности ее деятельности;
- риск, связанный с включением необоснованных затрат в НВВ, сведен к минимуму;
- регулировании монопольных компаний происходит за счет конкурентных механизмов (метод сравнения аналогов);
- сокращение эксплуатационных издержек;
- сокращаются затраты на участие в процессе регулирования.

#### *Недостатки*

- необоснованное сокращение эксплуатационных издержек может привести к увеличению износа эксплуатируемого оборудования;
- стоимость инвестированного капитала зависит от степени финансового риска, который может быть определен ошибочно за счет ориентации на нецелевые показатели деятельности регулируемой организации;
- целевые показатели эффективности, определенные, в основном, на основе внешних факторов (не поддающихся контролю), увеличивают вероятность неполного возмещения затрат;

- неверно заданная величина эффективных показателей приводит к несправедливому распределению выгоды – выигрывает либо потребитель, либо регулируемая компания, что противоречит принципу баланса экономических интересов сторон.

Проведенный анализ методов тарифного регулирования показывает, что в мировой практике не выработано единых подходов. используются различные методы, применение которых может быть оправдано в условиях отдельно реализованных экономических систем. применение рассмотренных методов в России требует их адаптации.

### **1.3 Система тарифного регулирования территориальных электросетевых компаний**

В российской электроэнергетической системе регулированию подлежат следующие виды деятельности:

- производство электрической энергии (мощности) – частично;
- передача электрической энергии по единой национальной общероссийской электрической сети (ЕНЭС);
- передача электроэнергии по сетям распределительного характера;
- оказание услуг по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России [28];
- обеспечение функционирования торговой системы оптового рынка электроэнергии и мощности;
- оказание услуг по системной надежности;
- технологическое присоединение к сетям;
- оперативно–диспетчерское управление (ОДУ) в энергетике;
- сбыт электрической энергии и мощности – частично.

В российской практике управления электроэнергетическими организациями сложилась определенная система тарифов. Применяемые тарифы условно можно разделить на две группы: регулируемые и нерегулируемые.

1. Регулируемые тарифы на электроэнергию и мощность, реализуемой на оптовом уровне рынка в его регулируемых секторах;
2. Регулируемые тарифы на электроэнергию мощность и (или) их предельные уровни на розничном рынке:
  - на электрическую энергию, поставляемую в рамках розничного рынка для потребления категории «население»;
  - на часть электрической энергии, поставляемой другим категориям потребителей гарантирующими поставщиками (ГП)

Рассматривая составляющие, которые формируют стоимость электроэнергии для потребителей, отмечалось, что стоимость услуг по передаче электроэнергии энергоснабжающими компаниями является неотъемлемой частью цепи поставки энергии для потребителей.

Для расчета между электросетевыми компаниями и компаниями, в распоряжении которых имеются энергопринимающие устройства и (или) объекты электроэнергетики, технологически присоединенные к электрической системе, устанавливаются тарифы на услуги, оказываемые данными компаниями, т.е. тариф на передачу электроэнергии. Такой тариф устанавливается и для расчета между энергосбытовыми организациями и ГП в интересах обслуживаемых ими потребителей электроэнергии.

Целью выпускной квалификационной работы является совершенствование системы тарифного регулирования, поэтому рассмотрим процесс тарифообразования на услуги по передаче электроэнергии более подробно.

Тариф на услуги электросетевых компаний состоит из двух составляющих:

1. оплата услуг по содержанию электрических сетей, которая определяется как отношение суммарной НВВ транслирующих энергию компаний (учитывающей в том числе и оплату услуг других привлекаемых организа-

ций) к заявленной мощности (общей присоединенной) потребителей услуг. Единица измерения – рублей на мегаватт в месяц;

2. оплата услуг по технологическому расходу электроэнергии, определяемая как расход на оплату нормативных технологических потерь, определяемых Министерством энергетики Российской Федерации, соответствующего уровня напряжения. Единица измерения – рублей на мегаватт в час.

Если сумма потерь напрямую зависит от объема электрической энергии, то стоимость содержания электрической сети определяется величиной передаваемой мощности, то есть гораздо менее зависима от количества потребляемой электроэнергии. Поэтому, экономический смысл разделения тарифа на оплату услуг территориальных электросетевых компаний на две части определен дифференциальной структурой зависимости данных составляющих от характера издержек содержания объектов электросетевого хозяйства. Также величина оплаты потерь зависит от нормативного расхода электрической энергии. То есть превышение фактического расхода над нормативным, к примеру, из-за коммерческих потерь (неверный учет электроэнергии), компенсируется ТСО за счет собственной прибыли. Такой принцип разделения издержек ТСО стимулирует естественно-монопольные организации к снижению несанкционированных расходов.

Ставки тарифов разделены по уровням напряжения:

- высокое напряжение: 110 кВ и выше;
- среднее первое: 35 кВ;
- среднее второе: 20–1 кВ;
- низкое: 0,4 кВ и ниже.

В целях контроля деятельности территориальных электросетевых компаний ФСТ устанавливается предельный максимальный и минимальный уровень тарифа, дифференциация которых осуществляется по вышеперечисленным уровням напряжения. Такой тарифный «коридор» используется органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области госу-

дарственного регулирования тарифов в качестве ограничителя для установления величины тарифа ТСО.

Определение тарифа для ТСО происходит в соответствии со следующими принципами:

- Каскадный принцип<sup>1</sup>. Тарифы, сформированные согласно данному принципу, включают расходы по оплате услуг на передачу электроэнергии всей предшествующей сетевой инфраструктуре, использование которой осуществлялось (или могла осуществляться) для передачи электроэнергии до данного потребителя. К примеру, при формировании тарифа на среднем уровне напряжения необходимая валовая выручка таких сетевых организаций учитывается вместе с необходимой валовой выручкой сетевых организаций на высоком напряжении;
- Принцип единых («котловых») тарифов. Тариф, сформированный по данному принципу, обеспечивает его (тарифа) равенство для всех потребителей услуг, расположенных на территории субъекта Российской Федерации и принадлежащих к одной группе (категории) из числа тех, по которым законодательством Российской Федерации предусмотрена дифференциация тарифов на электрическую энергию (мощность). Фактически, подразумевается равенство тарифов на передачу по уровням напряжения, отдельно выделяя население.

За счет принципа «котловых» тарифов у одних ТСО при расчете с потребителями образуется превышение выручки над НВВ, а у других – появляется ее дефицит. Для решения этой проблемы устанавливаются индивидуальные тарифы на передачу. Таким образом, превышение выручки над НВВ одних сетевых организаций перераспределяется на погашение дефицита выручки других сетевых организаций.

Индивидуальный тариф в расчетах между двумя ТСО, одна из которых оказывает второй услугу по передаче, определяется как разность между тариф-

---

<sup>1</sup> С 2008 года для всех потребителей на одном уровне напряжения устанавливаются единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии.

ной выручкой сетевой организации – получателем услуги по передаче на всех уровнях напряжения и необходимой валовой выручкой (с учетом расходов на оплату нормативных технологических потерь в сетях). Доходы от предоставления услуг сетевой организации должны суммарно обеспечивать необходимую валовую выручку данной организации.

В различных методах регулирования необходимая валовая выручка сетевых организаций для определения тарифа на передачи рассчитывается по-разному. На данный момент регулирование деятельности территориальных сетевых организаций осуществляется на основании Постановления Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»[6].

«При регулировании цен (тарифов) применяется метод экономически обоснованных расходов (затрат), метод индексации тарифов, метод сравнения аналогов, метод доходности инвестированного капитала и метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки» [6, пункт 12].

«При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) регулируемые цены (тарифы) рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, полученной от реализации каждого вида продукции (услуг), и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования» [6, пункт 15].

В НВВ территориальной электросетевой организации, рассчитанную на основе экономически обоснованных затрат, входят:

1. расходы на покупку электрической энергии;
2. расходы на ремонт основных средств. Учитываются нормативы расходов на ремонт основных средств;
3. расходы на оплату услуг, оказываемых осуществляющими регулируемую деятельность организациями, предусмотренных правилами ОРЭМ, утвержденными постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2010 №

- 1172 [5]. Величина оплаты определяется исходя из установленных регулирующим органом тарифов и объема оказываемых услуг;
4. расходы на оплату труда и страховые взносы. Определяется размер фонда оплаты труда с учетом отраслевых тарифных соглашений, фактического фонда оплаты труда и фактической численности работников, с учетом прогнозного индекса потребительских цен;
  5. амортизация основных средств и нематериальных активов. Определяется как сумма отношений стоимости амортизируемых активов к сроку полезного использования активов, участвующих в производстве ТСО. При расчете на плановый период регулирования срок полезного использования активов и отнесение этих активов к соответствующей амортизационной группе определяется в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными классификацией основных средств, утвержденной постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. № 1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» [2];
  6. прочие расходы, в которые входят: расход на оплату работ производственного и непроизводственного характера, плата за владение и пользование имуществом, расходы на служебные командировки, расходы на обучение персонала, расходы на страхование основных производственных фондов, расходы на обеспечение безопасности электрических сетей;
  7. величина налога на прибыль организаций, сформированная по данным бухгалтерского учета за последний истекший период;
  8. внереализационные расходы – резерв по сомнительным долгам.

В современных условиях развития электроэнергетики, одним из направлений развития которой является повышение энергоэффективности, необходимы дополнительные «рычаги», стимулирующие развитие отрасли в целом и каждого участника рынка электроэнергии в частности, в том числе и ТСО, поскольку, как уже отмечалось, расходы на передачу составляют около 40% в структуре тарифа для потребителя. Одним из таких «рычагов» является приме-

нение стимулирующих методов тарифного регулирования, которое обеспечивает экономическое развитие отрасли в целом. Рассмотрим, какие существуют критерии перехода от традиционного регулирования к регулированию, стимулирующему повышение эффективного производства.

По согласованию с ФСТ, переход к регулированию цен на услуги, оказываемые ТСО, с применением метода доходности инвестированного капитала и утверждение долгосрочных параметров регулирования реализуется при выполнении следующих условий:

- соответствие утвержденным параметрам качества и надежности фактических показателей качества оказываемых ТСО услуг;
- величина заемных средств в структуре инвестированного капитала должна составлять не менее 25 % такого капитала;
- темп роста котлового тарифа в субъекте РФ, для которого производится расчет, на каждый год первого долгосрочного периода регулирования не превышает темп, установленный прогнозом социально-экономического развития РФ на соответствующий год или определенный сценарными условиями функционирования экономики РФ, одобренных Правительством РФ;
- наличие норматива технологического расхода на первый год долгосрочного периода регулирования, утвержденного Министерством энергетики РФ;
- наличие утвержденной программы в области энергоснабжения и повышения энергетической эффективности на долгосрочный период регулирования.

Вышеперечисленные условия согласуются с принципами тарифного регулирования, упомянутыми в пункте 1.1 «Принципы и задачи тарифного регулирования» настоящей работы.

«НВВ с применением метода доходности инвестированного капитала организацией устанавливается на долгосрочный период регулирования на основе долгосрочных параметров регулирования» [2, пункт 33].

К долгосрочным параметрам регулирования относятся:

- базовый уровень операционных расходов;

- индекс эффективности операционных расходов;
- размер инвестированного капитала;
- чистый оборотный капитал;
- норма доходности инвестированного капитала;
- срок возврата инвестированного капитала;
- коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов;
- норматив технологического расхода;
- уровень надежности и качества реализуемых услуг.

Таким образом, из рассмотренных методов тарифного регулирования деятельности ТСО в настоящее время наиболее часто используемым на практике является метод долгосрочной индексации НВВ.

Тарифное регулирование территориальных сетевых организаций в первую очередь направлено на стимулирование притока инвестиций для развития электрических мощностей. Изученные способы регулирования ТСО демонстрируют наличие механизма привлечения средств для развития в соответствии с фактическими достижениями электросетевых организаций. Данный механизм согласуется с принципами и задачами тарифного регулирования.

## **2 Направления совершенствования механизма системы тарифного регулирования**

### **2.1 Совершенствование тарифного регулирования территориальных электросетевых компаний с учетом качества энергоснабжения потребителей**

На данный момент в российской электроэнергетике актуальна проблема выпадающих доходов у ТСО. Выпадающие доходы – доходы, которые недополучены компанией вследствие занижения стоимости услуг из-за неточной оценки будущих доходов. Итогом неточного прогнозирования будущей выручки у электросетевых компаний является превышение стоимости обоснованных издержек над фактическими доходами.

Рассмотрим, каковы основные причины выпадающих доходов у электросетевых компаний России:

- покупка потерь (запланированная стоимость покупки потерь и их объем могут значительно отличаться от факта в негативную для электросетевой компании сторону);
- льготное технологическое присоединение [32].

Выпадающие доходы у электросетевых организаций образуются, в основном, за счет влияния внешних факторов, поэтому мероприятия по снижению затрат на производство не всегда обладают необходимым эффектом для ТСО, т.е. происходит только частичное сокращение выпадающих доходов. Сокращение стоимости выпадающих доходов связано со снижением фактического объема потерь и более точного прогнозирования их стоимости. Выпадающие доходы, в конечном счете, отражаются на потребителях – происходит увеличение тарифа, также сокращаются привлекаемые в отрасль инвестиции, что не согласуется с задачами тарифного регулирования, которые упомянуты в настоящей работе.

Для решения проблемы сокращения выпадающих доходов в 2012 году Правительством РФ был разработан аппарат по совершенствованию функционирования региональных рынков электроэнергии [13; 11; 3]. Данные меры за-

ключаются в применении инновационных методик тарифного регулирования электросетевых компаний, основанных на работе механизма, который функционирует на основе отношения качества предоставляемых услуг и получения дополнительных доходов. Однако, возможность тарифного регулирования на основе качества используется не в полной мере и поэтому такое тарифообразование требует корректировки.

На данный момент, как было упомянуто в настоящей работе, большинство ТСО использует такие способы тарифообразования, как метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки[11] и доходности инвестированного капитала[13].

Рассмотрим структуру формирования валовой выручки на основе метода долгосрочной индексации НВВ:

$$F = R_i + HBB_{i-2}^{cod} * , \quad (4)$$

где: *HBB*– необходимая валовая выручка;

*i* – год долгосрочного периода регулирования;

*R*– сумма средств, необходимая для содержания сетей и включающая в себя скорректированные на настоящий период регулирования подконтрольные расходы, неподконтрольные расходы и компенсацию незапланированных расходов предшествующих периодов;

– понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых услуг для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

В настоящее время период регулирования на основе метода долгосрочной индексации НВВ составляет срок от трех до пяти лет, до 2012 года составлял один год.

Коэффициент надежности и качества может принимать как положительное значение, так и отрицательное и рассчитывается по формуле:

$$КНК_i = K_{об_i} * П_{кор}, \quad (5)$$

где:  $K_{об_i}$  – обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг в году  $i$ , используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых;

$П_{кор}$  – максимальный процент корректировки.

Представим динамику значения процента корректировки за 2011–2013 гг. в Таблице 2.

Таблица 2 – Динамика значения процента корректировки за 2011–2013 гг.[28]

$i$ , год	2011	2012	2013
$П_{кор}$ , %	0,5	1	2

В методических указаниях по расчету коэффициента надежности и качества предусмотрены особенности корректировки валовой выручки при непредставлении электросетевой организацией данных для расчета КНК или при предоставлении таких данных, но в искаженном виде [14].

В случае, когда ТСО в нарушение правил не предоставляет регулирующему органу данных для расчета обобщенного показателя качества и надежности услуг, то коэффициент  $КНК_i$  устанавливается в размере (–3%). Такое значение коэффициента уменьшает валовую выручку электросетевой организации на трехпроцентное значение от НВВ прошедшего периода. В данном случае формула (5) для расчета  $КНК_i$  не применяется. Если ТСО предоставляет неполную или недостоверную информацию о надежности и качестве предоставляемых услуг, то при расчете  $K_{об_i}$  индикатор выполнения соответствующего показателя принимается равным (–1) и расчет  $КНК_i$  осуществляется по формуле (5).

Обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг ( $K_{об_i}$ ) рассчитывается по формуле:

$$K_{об_i} = 0,65 * K_{над,i} + 0,25 * K_{кач1,i} + 0,1 * K_{кач2,i}, \quad (6)$$

где  $K_{над}$ —показатель надежности услуг;

$K_{кач1}$  – показатель качества услуг по технологическому присоединению к электрической сети;

$K_{кач2}$  – показатель качества услуг по обслуживанию потребителей.

Для электросетевых организаций плановые значения этих показателей устанавливаются регулирующим органом, а фактические показатели  $K_{над}$ ,  $K_{кач1}$ ,  $K_{кач2}$  определяются в зависимости от переменных, представленных в Приложении 1. Данные фактические значения коэффициентов сравниваются с плановыми. Если рассчитанные коэффициенты достигают планового значения, то показатель принимает значение, равное нулю, если не достигнуто, то принимает значение минус один, если плановое значение достигнуто со значительным улучшением, то показатель принимает значение равное плюс один. Таким образом,  $K_{об_i}$  принимает значение в интервале от минуса одного до плюс одного.

В Приложении 1 представлена схема для определения обобщенного показателя надежности и качества услуг ( $K_{об_i}$ ). Значения индикаторов ( $I_n, I_c, P_c$ ), используемых при вычислении показателя качества обслуживания потребителей  $K_{кач2,i}$ , вычисляется по формуле среднеарифметического значения по всем соответствующим параметрам. Параметры оцениваются по трехбалльной шкале на основе данных, которые предоставляет непосредственно электросетевая компания в стандартной форме.

Применение вышеописанного механизма позволяет ТСО покрывать, при надлежащем качестве оказываемых услуг для потребителей, часть выпадающих доходов.

К преимуществам такого подхода относятся:

- обновленная методика расчета выпадающих доходов прошлых периодов и включения их в НВВ будущих периодов;
- механизм стимулирования надежности и качества услуг, при помощи которого можно аккумулировать дополнительные финансовые ресурсы, в том числе и для компенсации выпадающих доходов.

Однако, описанный механизм несовершенен и, как было сказано выше, требует внесения изменений. Главным недостатком представленной методики является решение правительственных органов о предоставлении данных для расчета обобщенного показателя надежности и качества самими электросетевыми организациями.

Для того, чтобы оценить механизм работы обобщенного показателя надежности и качества оказываемых услуг по формуле (6), рассмотрим значения коэффициентов для показателей надежности и качества в данной формуле. Самое высокое значение коэффициента (0,65) устанавливается для показателя надежности услуг, затем для показателя качества по технологическому присоединению (0,25) и наименьшее значение коэффициента (0,1) – для показателя качества услуг по обслуживанию клиентов.

Показатель надежности оказываемых услуг – это средняя продолжительность прекращения передачи электроэнергии, определяемый как отношение фактической суммарной продолжительности всех прекращений передачи электрической энергии потребителям в часах к максимальному за период регулирования числу точек присоединения потребителей. Возникает вопрос о целесообразности назначения высокого значения коэффициента (0,65) для данного показателя.

Продемонстрируем необходимость изменения значения для данного показателя. Исходя из задач тарифного регулирования, перечисленных в первой главе настоящей работы, основной задачей является повышение эффективности деятельности электроэнергетических компаний. Прямая задача электросетевых организаций – обеспечение надежности, поэтому оказание услуг потребителям в соответствии с параметрами надежности является неотъемлемой задачей ТСО. Априори, надежность электроснабжения является основным ориентиром

для такой организации, достижения уровня которого должно отслеживаться сторонними организациями. В настоящее время, органы правления не ведут контроля над процедурой определения показателя надежности, поэтому высокий вес  $K_{над}$  в формуле (6), вероятнее всего, сподвигнет руководителей ТСО к искажению данных для расчета такого коэффициента. Вопрос о необходимости контроля над процедурой оценки надежности электроснабжения со стороны государства становится актуальным.

В стратегии развития электросетевого комплекса РФ определено, что «к 2017 году все электросетевые организации будут обеспечивать сбор данных о надежности и качестве электроснабжения, а также осуществлять расчет соответствующих показателей по международным методикам. Для этого в электросетевых организациях предусматривается внедрение порядка учета данных с использованием средств измерений, а также использование процедур выборочного аудита и методов их сопоставления с поступающими жалобами потребителей» [7]. Наиболее вероятно, что при таком уровне контроля со стороны государства значение коэффициента надежности (0,65) определен точнее, нежели при определении самими ТСО информации для расчета средней продолжительности прекращений передачи электроэнергии.

До момента официального применения международной методики определения надежности электроснабжения, коэффициент надежности в формуле (6) можно представить с весовым коэффициентом 0,55. Такое решение обусловлено недостаточным уровнем прозрачности определения показателя надежности.

Обратим внимание на показатель качества обслуживания потребителей ( $K_{кач2,i}$ ):

$$K_{кач2,i} = 0,1 * I_H + 0,7 * I_c + 0,2 * P_c, \quad (7)$$

где  $I_H$  – индикатор информативности;

$I_c$  – индикатор исполнительности;

$P_c$  – индикатор результативности.

Информация, от каких именно показателей зависят вышеперечисленные индикаторы, представлена в Приложении 1.

В качестве переменной, влияющей на значение индикатора исполнительности, выступает оценка соблюдения нормативных правовых актов РФ по качеству электроэнергии. Высокое значение весового коэффициента индикатора исполнительности (0,7) в формуле (4) спорно, так как ответственность ТСО за соблюдение сроков по процедуре взаимодействия с потребителями, соблюдение правовых актов РФ по качеству электроэнергии и соблюдение правовых норм по защите персональных данных потребителей относится к прямым обязанностям электросетевой компании. Поскольку  $K_{об_i}$  применяется для расчета премии для ТСО, поэтому оценка базовых требований к электросетевым компаниям государства не должна быть настолько весомой. Коэффициент индикатора исполнительности может быть принят на уровне 0,6.

На данный момент, значение коэффициента индикатора результативности в формуле  $K_{об_i}$  составляет 0,2. Решение о применении международных методик о сборе данных по надежности и качеству энергоснабжения обязывает электросетевым организациям сделать акцент на оценки удовлетворенности потребителей ее услуг, а непосредственной оценить ее(оценку) можно через данный индикатор.

В настоящее время ни один из показателей, параметров, индикаторов обобщенного показателя качества оказываемых услуг не зависит от прямой оценки качества энергоснабжения, выполненной непосредственно потребителями. Необходим мониторинг удовлетворенности потребителей качеством оказываемых услуг и включение показателя удовлетворенности в расчет индикатора результативности обратной связи. Потребитель мог бы поставить оценку своей удовлетворенности через интернет (на сайте ТСО) по пятибалльной шкале, где «1» – не удовлетворен, «5» – полностью удовлетворен. При этом, потребителю необходимо будет пройти регистрацию, при которой он укажет свой номер договора.

За счет того, что произошло снижение значения коэффициента индикатора исполнительности в формуле (7) с 0,7 до 0,6, необходимо, в соответствии с указанными выше поправками в методике расчета обобщенного показателя надежности и качества услуг ТСО, повысить значение коэффициента индикатора результативности обратной связи с 0,2 до 0,3, а значение коэффициента индикатора информативности оставить прежним, т.е. на уровне 0,1.

Так как по формуле (6) коэффициент средней продолжительности прекращений передачи электроэнергии стал равным 0,6, тогда значение коэффициента показателя качества обслуживания потребителя повысим с 0,1 до 0,2. Такое решение также обусловлено необходимостью повышения значимости непосредственной оценки потребителей.

С учетом внесенных коррективов, получаем новые формулы для расчета  $K_{\text{кач2},i}$  и  $K_{\text{об}i}$ :

$$K_{\text{кач2},i} = 0,1 * I_H + 0,6 * I_c + 0,3 * P_c, \quad (8)$$

$$K_{\text{об}i} = 0,55 * K_{\text{над},i} + 0,25 * K_{\text{кач1},i} + 0,2 * K_{\text{кач2},i} \quad (9)$$

Использование при индексации расходов индекса потребительских цен в методике расчета НВВ на долгосрочный период происходит искажение представления реальной ситуации, потому что ТСО является промышленным предприятием. Целесообразнее будет учитывать не индекс потребительских цен, а индекс цен производителей.

Оценка коэффициента качества технологического присоединения рассмотрена в пункте 2.3 «Совершенствование системы тарифного регулирования по технологическому присоединению по параметру качества»

Таким образом, использование формулы (9) до внедрения механизма отслеживания показателей надежности сторонними организациями предусмотрено для переориентирования руководителей ТСО от задачи проекции в нужном свете средней продолжительности прекращений передачи электроэнергии на задачу улучшения качества работы с потребителями. Предложенное мероприятие по мониторингу удовлетворенности потребителей качеству через сеть Ин-

тернет способствует повышению прозрачности определения НВВ у электросетевых организаций. Коррективы расчета показателя качества обслуживания потребителей, отраженные в формуле (8), обеспечат повышенное внимание к результативности обратной связи и, вероятно, увеличат уровень исполнительности, т.к. базовые задачи ТСО (соблюдение правовых актов и т.д.) должны быть естественны для организации. «Награждение» высоким весом в формуле данного индикатора отражает реальной ситуации по качеству электроснабжения потребителей.

Учитывая внесенные коррективы для механизма вычисления премии за качество, выпадающие расходы электросетевых компаний будут скомпенсированы более оправдано. Снижение выпадающих доходов может быть достигнуто благодаря увеличению точности прогнозирования цен на покупку ненормативных потерь. Необходимо проводить государственный прогноз изменения цен энергетического рынка, так как Правительство имеет больший доступ к фактической информации, вследствие чего прогнозируемая цена на покупку потерь будет максимально приближенной к фактической цене.

## **2.2 Проблемы тарифного регулирования технологического присоединения**

Смысл процесса технологического присоединения (ТП) заключается в подключении впервые вводимых в эксплуатацию энергопринимающих устройств и ранее реконструированных устройств, мощность которых увеличилась, к инфраструктуре электросетевой компании, заключение договора на ТП которой является обязательной процедурой (при наличии условий на необоснованный отказ). Кроме перечисленных условий подключения к сетям, процедура ТП может выполняться для ранее присоединенных электрических устройств, в отношении которых была изменена категория надежности или место точки присоединения. При производственной деятельности, не влекущей пересмотр объема присоединенной мощности, однако изменяющей схему внешнего электроснабжения также необходима процедура технологического присоединения.

Отличительной особенностью технологического присоединения являются отсутствие прав у электросетевой организации на отказ ТП при отсутствии у нее технической возможности такого подключения.

«Технологическое присоединение осуществляется на возмездной основе на основании договора, заключаемого между сетевой организацией и юридическим или физическим лицом» [15]

#### *Плата за технологическое присоединение и порядок оплаты*

Если максимальная мощность энергопринимающих устройств не превышающая 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности) размер оплаты установлен в размере не более 550 рублей [6, пункт 31]. При присоединении к сетям некоммерческих организаций, целью такого действия которых является снабжение граждан электроэнергией и при условии, что члены такой организации рассчитываются по общему счетчику на вводе, плата сетевой организации складывается из суммы, не превышающей 550 рублей, помноженной на количество участников такой организации. Для заявителей, у которых не выполняются вышеперечисленные условия, размер платы за технологическое присоединение определяется в соответствии с решением регулирующего органа.

Основная проблема электросетевых организаций связана со льготным технологическим присоединением. Финансовая сторона проблемы заключается в высокой стоимости технологического присоединения индивидуального жилья (десятки и сотни тысяч) и низкой компенсацией данных затрат со стороны присоединенных потребителей. Однако проблема льготного технологического присоединения не единственный вопрос, на котором следует заострять внимание. Ситуация по превышению регламентированного срока также требует решения.

Рассмотрим, каковы государственные действия в отношении сокращения срока подключения к энергосистеме. В рейтинге DoingBusiness (Таблице 3) на 2012 год Россия занимала 183 место по технологическому присоединению.

Таблица 3 –Рейтинг DoingBusiness [24] по показателю подключения к энергосистеме

Наименование контрольного показателя	Единица измерения	2012 год	2013 год	2014 год
Позиция в рейтинге DoingBusiness по показателю подключения к энергосистеме	–	183	188	117

Из данных, представленных в Таблице 3, видно, что за 2013 год произошло увеличение рейтинга на 71 позицию. В 2013 году только ОАО «Россети» исполнили более 260 тысяч договоров на технологическое присоединение. В итоге международные агентства зафиксировали резкое улучшение бизнес-климата: например, в международном рейтинге DoingBusiness 2014 Россия по доступности энергетической инфраструктуры заняла 117 место.

Таблица 4 – Плановое место в рейтинге DoingBusiness[24] по показателю подключения к энергосистеме

Наименование контрольного показателя	Единица измерения	2012 год	2015 год	2018 год
Позиция в рейтинге DoingBusiness по показателю подключения к энергосистеме	–	183	60	20
Срок подключения к энергосистеме	дней	281	45	40

Данные представлены правительством РФ в рамках плана мероприятий («дорожная карта») «повышение доступности энергетической инфраструктуры» (распоряжение от 23.12.2014 N 2665–р) [8].

Из данных Таблицы 4 видно, что планируется проводить мероприятия по сокращению срока подключения к энергосистеме. К 2018 году, по сравнению с 2012 годом, срок должен сократиться в семь раз.

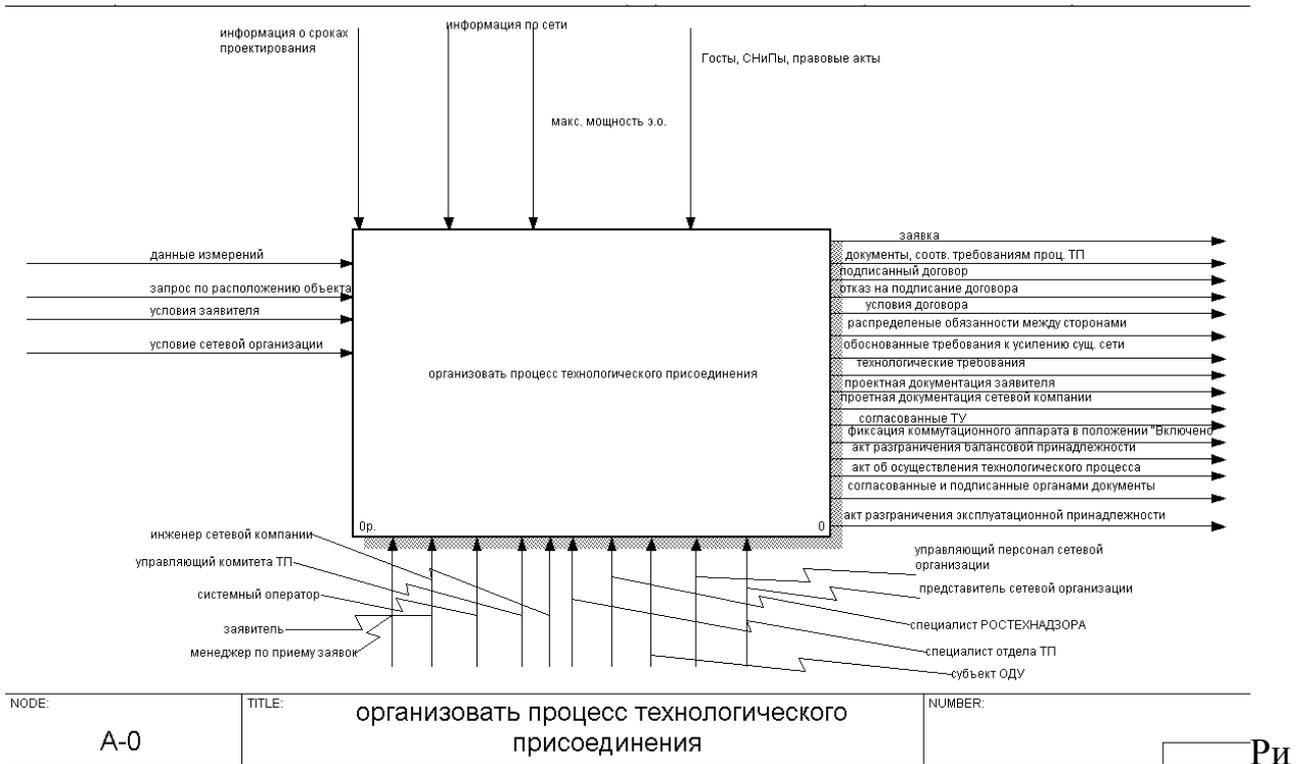
На данный момент, одним из результатов реализации «дорожной карты» должно стать сокращение сроков подключения к электрическим сетям в Санкт-Петербурге до 90 дней уже к концу 2015 года. А в перспективе, до конца 2016 года, этот период должен сократиться до 40 дней [29].

По данным ФАС 60% злоупотреблением доминирующим положением электросетевыми компаниями касаются вопросов технологического присоединения.

Рассмотрим процедуру процесса технологического присоединения:

1. подача заявки на технологическое присоединение юридическим или физическим лицом;
2. заключение договора;
3. выполнение сторонами договора мероприятий, предусмотренных договором;
4. получение разрешения уполномоченного федерального органа исполнительной власти по технологическому надзору на допуск в эксплуатацию объектов заявителя;
  - осуществление сетевой организацией фактического присоединения объектов заявителя к электрическим сетям;
  - фактический прием (подача) напряжения и мощности, осуществляемый путем включения коммутационного аппарата.
5. составление акта о технологическом присоединении и акта разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности.

На рисунке 2 представлен процесс организации технологического присоединения, детализация которого выполнена в программе ВРwin 4.0



## с. 2 – Организовать процесс технологического присоединения

Рисунок 3 отражает структуру процесса ТП.

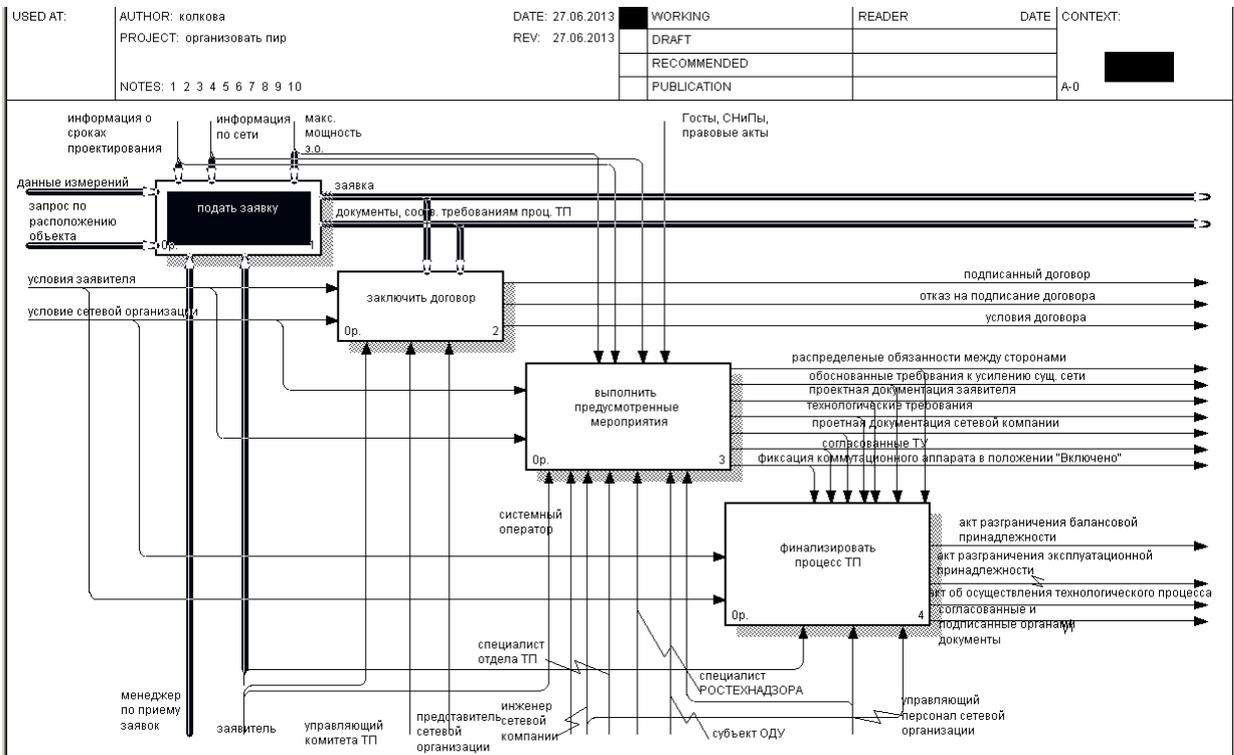


Рисунок 3 – структура процесса технологического присоединения

Рисунок 4 расшифровывает этапы операции «Подать заявку».

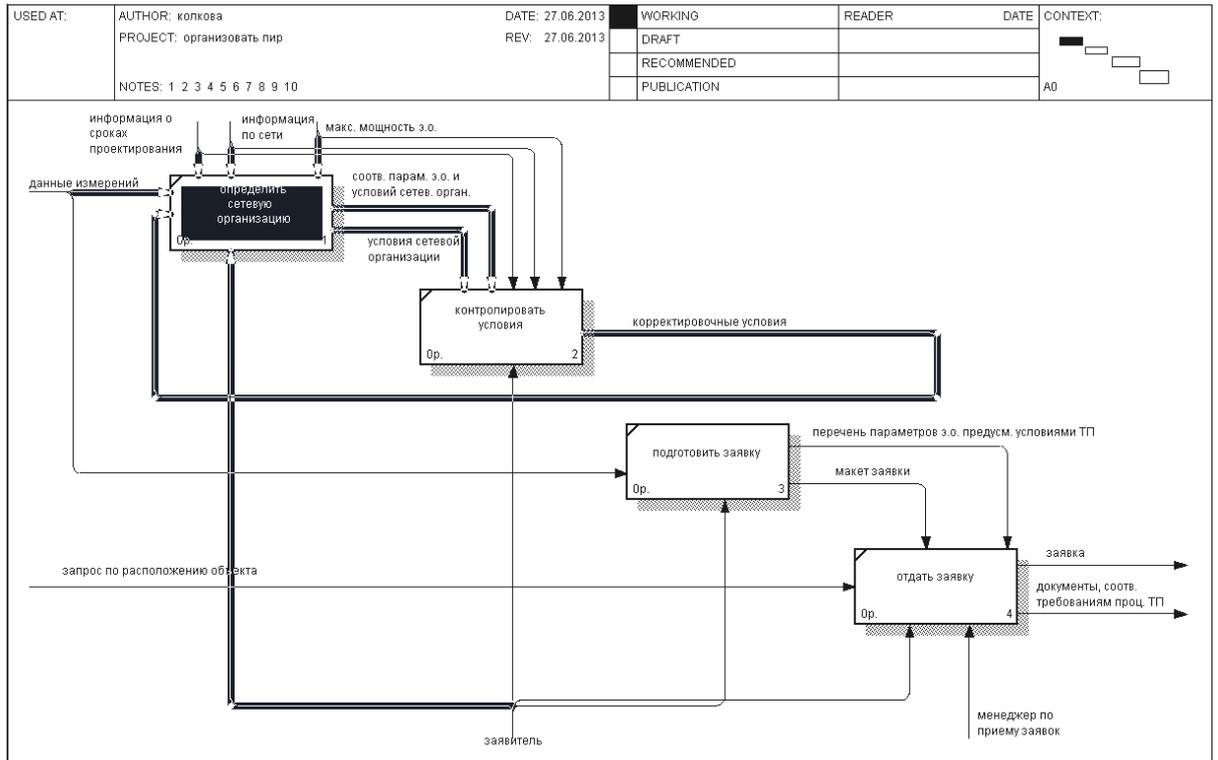


Рисунок 4 – Подать заявку

Рисунок 5 расшифровывает операцию «Выполнить предусмотренные мероприятия».

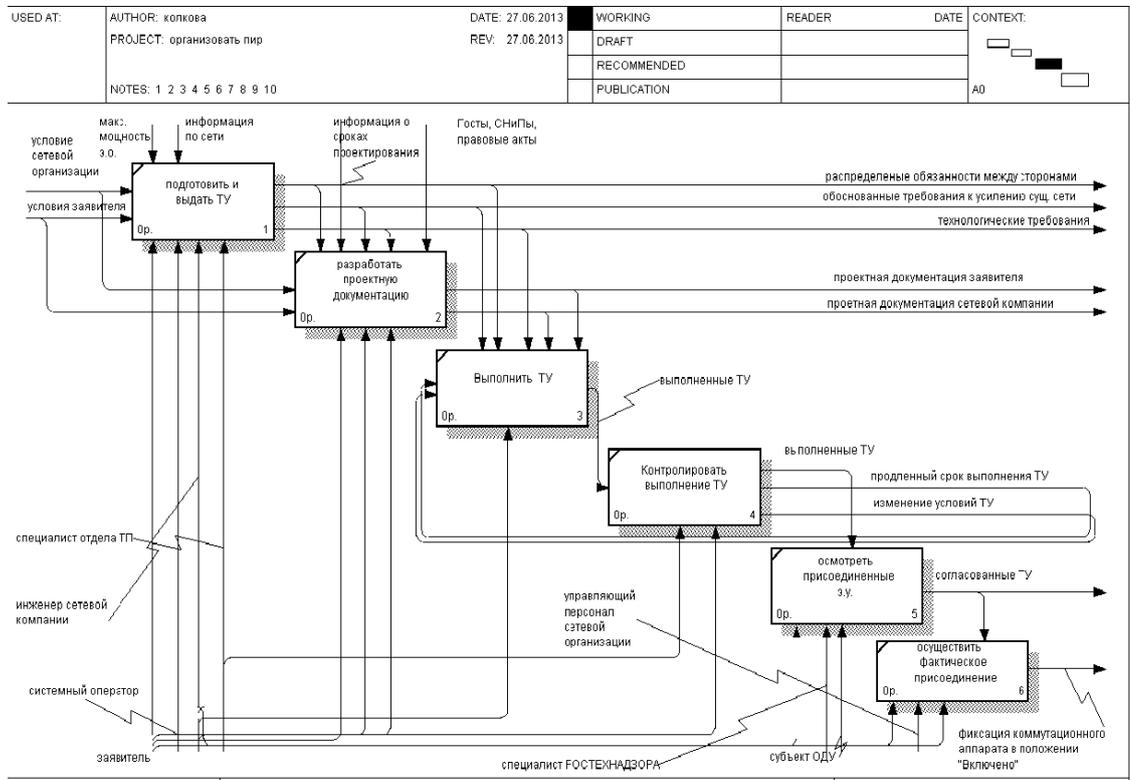


Рисунок 5 – Выполнить предусмотренные мероприятия

На рисунке 6 детализирована операция «заключить договор».

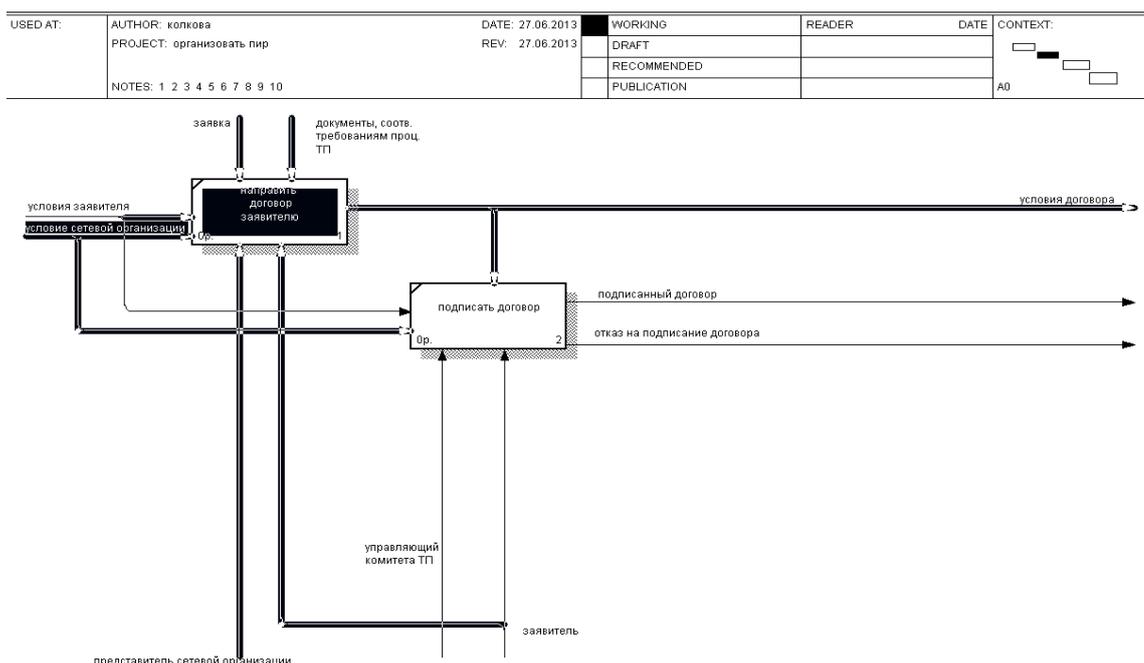


Рисунок 6 – Заключить договор

На рисунке 7 представлены этапы операции «Финализировать процесс ТП».

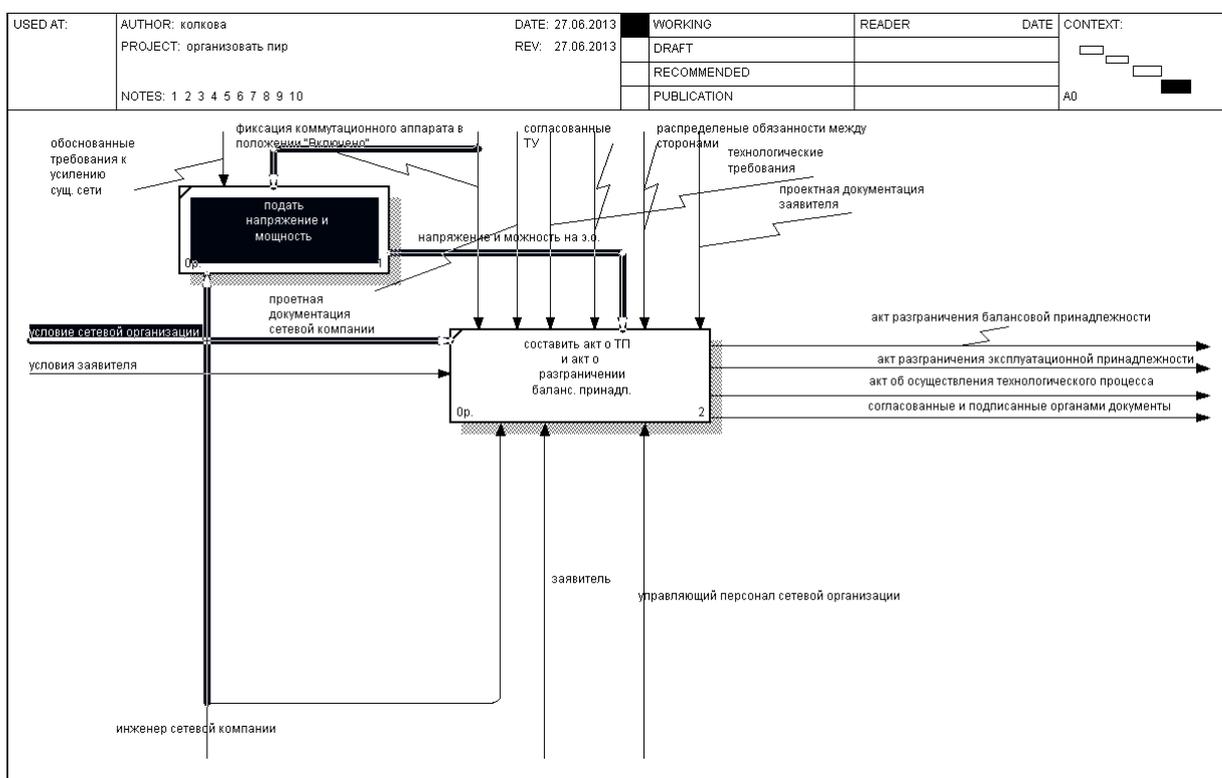


Рисунок 7 – Финализировать процесс ТП

На данный момент в среднем по России срок ТП составляет около трехсот дней. Рассмотрим распространенные проблемы технологического присоединения, которые влияют на порядок осуществления данной процедуры [26]. Анализ структуры существующих проблем по данным 2014 года (Рисунок 8) позволит найти решение для унификации процесса ТП.

Унификация процедуры технологического присоединения заключается в точном прогнозировании сроков выполнения ТП. Исследуя структуру проблем, определено, что наиболее распространенные – это проблемы срыва сроков первоначальной выдачи договора (22%) и непосредственный срыв договорного срока осуществления процедуры ТП (21,5%). Навязывание излишних затрат (20,8%) и излишних мероприятий (10,1%) также входят в список распространенных проблем.

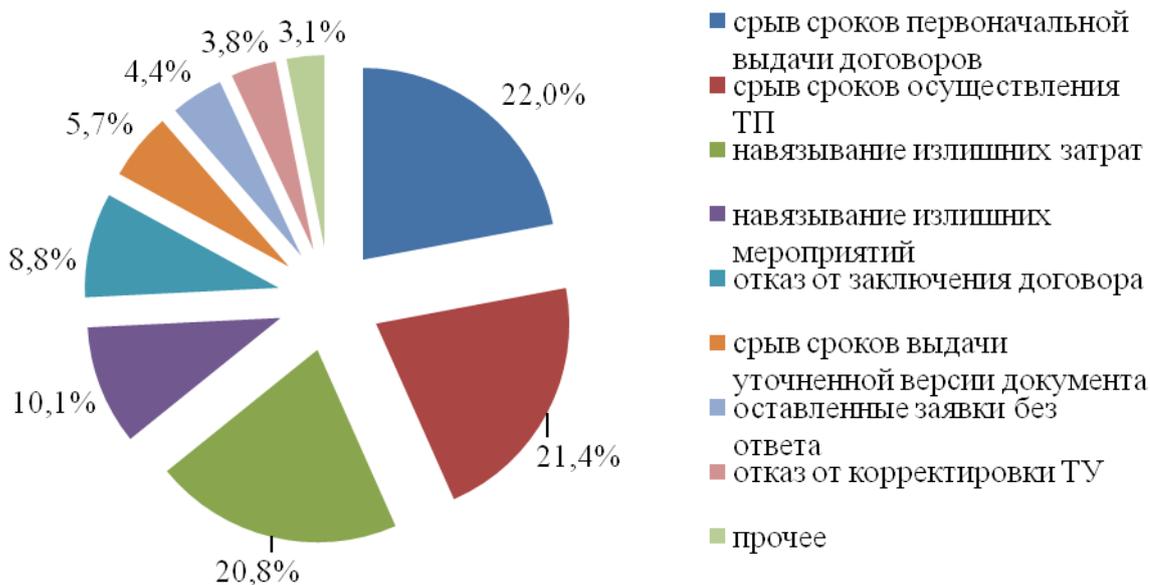


Рисунок 8 – Проблемы технологического присоединения

По данным 2013 года максимальный срыв первоначальной выдачи договора составил три года. Причинами срыва сроков первоначальной выдачи договора являются:

- урегулирование отношений между сетевой организацией и иными ТСО;

- затягивание конкурсов по определению подрядчиков и заключению договоров с ними;
- срыв сроков со стороны подрядчиков;
- отсутствие работ, необходимых для осуществления ТП заявителей в инвестиционных программах сетевых организаций.
- Отмечены следующие мотивы навязывания излишних затрат:
- принуждение заявителей к закупке оборудования и проведению строительных работ за пределами участков;
- завышение размера платы за ТП (объединение отдельных заявок и завышение расстояния между участком заявителя и электросетевыми объектами);
- принуждение к установке прибора учёта электроэнергии на границе участка заявителя. Принуждение к установке устройства ограничения мощности;
- установка точки присоединения на расстоянии выше нормативного.

Для решения существующих проблем технологического присоединения изучим зарубежный опыт ТП.

К примеру, в Великобритании баланс интересов смещён в сторону сетевых компаний, потому что в стране нет фиксированных ставок для населения, поэтому сохраняется возможность завышения цен. Также в Великобритании короче сроки технологического присоединения (от 60 до 112 дней), так как у британских электросетевых компаний не стоит вопроса о финансировании исполнения заявок по льготному технологическому присоединению.

Во многих городах США развитие муниципальной коммунальной инфраструктуры, оплачивается за счет наложения на новых потребителей, явившихся причиной этого развития, платы за развитие инфраструктуры. Для обозначения такой платы, существует термин «плата за развитие системы» (System Development Charge, SDC).

В Австралии и Казахстане существуют особые институты разрешения споров – экспертные организации Казахстана и энергетические омбудсмены Австралии.

России необходимо обратить внимание на оптимизацию процедуры льготного технологического присоединения и регламентации срока технологического присоединения.

Для решения вышеперечисленных проблем необходимо применять меры дисквалификации в отношении должностных лиц, допускающих систематические нарушения правил технологического присоединения. Также необходимо создавать комиссию по вопросам технологического присоединения, которые будут заниматься вопросами по урегулированию проблем.

### **2.3 Совершенствование системы тарифного регулирования технологического присоединения по параметру качества**

Методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, установленные приказом от 11 сентября 2012 г. N 209–э/1[12], определяют структуру тарифа по ТП.

Согласно данным методическим указаниям, лицо, которое имеет намерение осуществить технологическое присоединение к электрическим сетям, вправе самостоятельно выбрать вид ставки платы за технологическое присоединение. Выбор ставки платы осуществляется заявителем на стадии заключения.

Для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям учитываются расходы на выполнение сетевой организацией следующих обязательных мероприятий:

- подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий и их согласование с системным оператором (субъектом оперативно–диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах), а в случае выдачи технических условий электростанцией – согласование их с системным оператором (субъ-

ектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) и со смежными сетевыми организациями;

- разработку сетевой организацией проектной документации согласно обязательствам, предусмотренным техническими условиями;
- выполнение технических условий сетевой организацией, включая осуществление сетевой организацией мероприятий по подключению Устройств под действие аппаратуры противоаварийной и режимной автоматики в соответствии с техническими условиями;
- проверку сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий;
- осмотр (обследование) присоединяемых Устройств должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии сетевой организации и собственника таких устройств, а также соответствующего субъекта оперативно-диспетчерского управления в случае, если технические условия подлежат в соответствии с Правилами технологического присоединения согласованию с таким субъектом оперативно-диспетчерского управления оговора об осуществлении технологического присоединения;
- осуществление сетевой организацией фактического присоединения объектов Заявителя к электрическим сетям и включение коммутационного аппарата (фиксация коммутационного аппарата в положении "включено").

Вышеуказанные мероприятия формируются электросетевой организацией в официальной форме.

Расходы, включенные в плату, подлежат отдельному учету со стороны сетевой организации и не учитываются в необходимой валовой выручке сетевой организации по иным регулируемым видам деятельности.

Плата за технологическое присоединение для Заявителей, присоединяющихся к электрическим сетям на уровне напряжения не ниже 35 кВ и максимальной мощности энергопринимающих устройств не менее 8 900 кВт, и объектов по производству электрической энергии, определяется регулирующим органом в соответствии с выданными техническими условиями по формуле (10) и устанавливается в тыс. рублей:

$$P_{\text{пр}} = P + P_{\text{у}}(\text{тыс. руб.}), \quad (10)$$

где:  $P$  – стоимость мероприятий, за исключением разработки методических указаний и выполнения технических условий сетевых организаций для заявителей, присоединяющихся к электрическим сетям с соответствующей максимальной мощностью и уровнем напряжения;

$P_{\text{у}}$  – стоимость строительства и выполнения проектно-сметной документации по мероприятиям "последней мили", согласно выданным техническим условиям.

В случаях технологического присоединения генерирующих объектов к объектам электросетевого хозяйства, соответствующим критериям отнесения к единой национальной (общероссийской) электрической сети в состав платы за технологическое присоединение также включается инвестиционная составляющая на покрытие расходов, связанных с развитием существующей инфраструктуры, в том числе связей между объектами территориальных сетевых организаций и объектами единой национальной (общероссийской) электрической сети.

Размер платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 35 кВ и максимальной мощности менее 8 900 кВт производится на основе стандартизированных тарифных ставок:

$C_1$  – на покрытие организационных расходов, руб./кВт;

$C_2$  – на покрытие расходов по строительству воздушных линий, руб./км;

$C_3$  – на покрытие расходов по строительству кабельных линий, руб./км;

С4 – на покрытие расходов по строительству трансформаторных подстанций руб./кВт.

Стандартизированные тарифные ставки (С1, С2, С3, С4) утверждены для заявителей, запрашивающих третью категорию надежности электроснабжения. В случае технологического присоединения энергопринимающих устройств по первой и (или) второй категории надежности, т.е. к двум независимым источникам электроснабжения, плата будет складываться из стоимости технологических присоединений к каждому источнику электроснабжения в отдельности. Для перевода стандартизированных тарифных ставок за технологическое присоединение заявителей к электрическим сетям сетевых организаций на территории Свердловской области в текущий уровень цен, рекомендуется использовать справочные величины – индексы изменения сметной стоимости по строительно–монтажным работам, разработанные к территориальным единичным расценкам 2001 года (ТЕР–2001) для региона РФ и опубликованные в письмах Министерства строительства и жилищно–коммунального хозяйства Российской Федерации в рамках реализации полномочий в области сметного нормирования и ценообразования в сфере градостроительной деятельности.

Технологическое присоединение к электрическим сетям, если не требуется проводить мероприятия «последней мили»: строительство воздушных и кабельных линий, пунктов секционирования, комплектных трансформаторных подстанций, распределительных трансформаторных подстанций с уровнем напряжения до 35 кВ, центров питания и подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше, производится по следующей формуле:

$$П_1 = C_1 * N, \quad (11)$$

где  $N$ – присоединенная мощность, кВт.

Если же существует необходимость строительства объектов электросетевого хозяйства, т.е. требуется проведение мероприятий «последней мили» [17], тогда, на выбор заявителя, оплату можно произвести по стандартизированным тарифным ставкам либо по ставкам за единицу максимальной мощности.

Формула для оплаты по стандартизированным тарифным ставкам:

$$P_2 = C_1 * N + C_2 * l_2 + C_3 * l_3 + C_4 * N_4, \quad (12)$$

где  $l_{2(3)}$  – плановая длина воздушных и кабельных линий электропередачи на  $i$ -м уровне напряжения, рассчитанная как среднеарифметическое значение длины фактически построенных за последние 3 года воздушных и кабельных линий (км);

$N_4$  – мощность трансформаторной подстанции (кВт).

Формула для оплаты по ставкам за единицу максимальной мощности:

$$P_2 = C_1 * N + C_{ВЛ} * l_2 + C_{КЛ} * l_3 + C_{ТП} * N_4, \quad (13)$$

$$C_{ТП} = \frac{P_{ТП}}{N_{ТП}}, \quad (14)$$

$$C_{ВЛ(КЛ)} = \frac{C_{эл(кв)} * l_{2(3)}}{N_{2(3)}}, \quad (15)$$

где  $C_{ВЛ(КЛ)}$  – стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных и кабельных линий электропередачи руб/км;

$N_{2(3)}$  – плановый объем максимальной мощности, присоединяемой путем строительства воздушных или кабельных линий, рассчитанный как среднеарифметическое из объемов фактически присоединенной мощности за последние 3 года соответственно воздушными и кабельными линиями (кВт).

Существует несколько категорий потребителей, в зависимости от которых определяется плата за технологическое присоединение.

- Физические лица, с запрашиваемой мощностью до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных устройств), которые используются для бытовых и иных нужд, не связанных с осуществлением предпринимательской деятельности; плата ТП составляет 550 рублей с НДС.
- Юридические лица или ИП в целях ТП, запрашивающие до 150 кВт по третьей категории надежности (с учетом ранее присоединенных энергопринимающих устройств); плата ТП рассчитывается по ставке за единицу максимальной мощности, либо посредством стандартизированных ставок.

- Заявители в целях временного (на срок не более 6 месяцев) ТП для обеспечения э/э передвижных объектов, с запрашиваемой мощностью не более 100 кВт (с учетом ранее присоединенных устройств); плата ТП не взимается.
- Юридические лица или ИП, с запрашиваемой мощностью от 150 до 670 кВт включительно; плата ТП рассчитывается при наличии технической возможности по ставке за единицу максимальной мощности, либо посредством стандартизированных ставок.
- При технологическом присоединении энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт, в плате за технологическое присоединение стоимость мероприятий "последней мили" учитывается в размере не более чем 50%.
- Все остальные заявители, не попавшие не под одну из категорий; плата ТП рассчитывается по индивидуальному тарифу.

Таким образом, Правительство РФ обеспечивает электросетевым организациям наличие средств на реализацию процесса технологического присоединения посредством платы за ТП либо за счет инвестиционной составляющей тарифа на оплату услуг ТСО. Однако льготное технологическое присоединение аккумулирует для электросетевой организации выпадающие доходы.

Решение проблемы льготного технологического присоединения по вопросу выпадающих доходов может заключаться в формировании двух льготных тарифных ставок. Первая льготная тарифная ставка – присоединение к сети по ставке 550 рублей за присоединенную мощность от 4 до 6 кВт, вторая льготная тарифная ставка – присоединение к сети по ставке в несколько тысяч рублей за присоединенную мощность до 15 кВт.

Вернемся к вопросам совершенствования тарифного регулирования ТСО с учетом качества.  $K_{\text{кач1}}$  в обобщенном показателе надежности и качества оказываемых услуг определяются по формуле:

$$K_{\text{кач1}} = 0,4 * P_{\text{заяв}} + 0,4 * P_{\text{НС}} + 0,2 * P_{\text{НПА}}, \quad (16)$$

$$P_{заяв} = N_{заяв} / \max(1, N_{заяв} - N_{заяв}^{nc}), \quad (17)$$

где  $P_{заяв}$ —показатель качества выполнения заявок на ТП;

$N_{заяв}$ — число заявок, по которым подготовлен проект договора о ТП, шт;

$N_{заяв}^{nc}$ — число заявок с нарушением установленных сроков подготовки договора, шт.

$$P_{НС} = N_{СД} / \max(1, N_{СД} - N_{СД}^{nc}), \quad (18)$$

где  $P_{НС}$ —показатель качества выполнения заявок на ТП к сети;

$N_{СД}$ — число договоров о ТП, шт;

$N_{СД}^{nc}$ — число договоров с нарушением установленных сроков, шт.

$$P_{НПА} = N_{ОЧЗ} / \max(1, N_{ОЧЗ} - N_{н}), \quad (19)$$

где  $P_{НПА}$ —показатель качества выполнения заявок на ТП к сети;

$N_{ОЧЗ}$ — число заявок на ТП, десятки шт.;

$N_{СД}^{nc}$ — число нарушений требований антимонопольного законодательства РФ в части оказания услуг по ТП, шт.

Как было указано ранее в настоящей работе, наиболее распространенными проблемами качества ТП являются срыв сроков первоначальной выдачи договора (22%) и непосредственный срыв договорного срока осуществления процедуры ТП (21,5%). В связи с данной информацией, необходимо внести коррективы в показатели  $P_{заяв}$  и  $P_{НС}$ . Если в знаменателе данных формул разница между числом заявок (договоров) и числом нарушенных заявок (договоров) равна нулю, тогда данный показатель не следует принимать к расчету коэффициента качества по технологическому присоединению потребителей к сети. Максимальная разница между выполненным числом заявок (договоров) и числом нарушенных заявок (договоров) должно составлять 3.

Такое решение принято вследствие высокого числа таких нарушений. Говоря о значении коэффициентов перед показателями качества технологического присоединения в формуле  $K_{\text{кач1}}$ , следует произвести их корректировку. К примеру, увеличить коэффициент показателя качества выполнения заявок на ТП по числу нарушений антимонопольного законодательства с 0,2 до 0,1. Данное предложение обусловлено необходимостью повышения уровня соблюдения антимонопольного законодательства, так как большинство нарушений по процедуре ТП происходит со стороны электросетевой организации. При увеличении значения данного коэффициента следует увеличить значения коэффициентов  $P_{\text{заяв}}$  и  $P_{\text{НС}}$  с 0,4 до 0,45 для непосредственного улучшения качества обслуживания потребителей.

Учитывая вышеизложенное предложение, получим новую формулу для  $K_{\text{кач1}}$ :

$$K_{\text{кач1}} = 0,45 * P_{\text{заяв}} + 0,45 * P_{\text{НС}} + 0,1 * P_{\text{НПА}}, \quad (20)$$

Таким образом, скорректированная формула коэффициента качества по технологическому присоединению позволит определить наиболее точный размер «премии за качество» для ТСО. Решение о введении двух льготных ставок для потребителей, чья мощность ниже 15 кВт, позволит сократить расходы ТСО, совместное применение данных мероприятий обеспечит компенсацию выпадающих доходов, что положительно скажется на экономическом балансе электросетевых компаний.

### **3. Расчет экономически обоснованного тарифа на услуги по передаче электроэнергии ООО «Электросетевая компания»**

#### **3.1 Организационно–экономическая характеристика ООО «Электросетевая компания»**

Общество с ограниченной ответственностью «Электросетевая компания» является юридическим лицом, территорией реализации услуг которого является республика Бурятия. Общество действует на основании устава и законодательства Российской Федерации, создано в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации и законом Российской Федерации «Об обществах с ограниченной ответственностью» на основании действующего законодательства.

ООО«Электросетевая компания» осуществляет свою деятельность в целях реализации государственной политики в области электроэнергетики, создания условий для эффективного функционирования электросетевого распределительного комплекса региона, осуществления эффективной эксплуатации и централизованного технологического управления электросетевыми объектами, привлечения капитала для решения общесистемных задач развития распределительно–сетевого комплекса.

В соответствии с Уставом ООО«Электросетевая компания» основными видами деятельности, имеющими приоритетное значение для компании, являются:

- оказание услуг по передаче электрической энергии;
- оперативно–технологическое управление;
- оказание услуг по технологическому присоединению энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям.
- услуги по строительству электрических сетей 0,4/6/10кВ.
- проведение энергоаудита.

ООО «Электросетевая компания» имеет инфраструктурные объекты электросетевого хозяйства на территории в 125 км<sup>2</sup> железнодорожного района города Улан–Удэ. География ООО «Электросетевая компания» следующая:

- поселок 502 км;
- детский санаторий;
- ул. Заломова;
- поселок Зеленхоз;
- поселок Зеленый;
- поселок Матросова;
- поселок Полигон;
- ПЯОС;
- посёлок Солнечный.

Финансовое состояние предприятия характеризуется системой показателей, отражающих состояние капитала в процессе его кругооборота и способность субъекта хозяйствования финансировать свою деятельность на текущий момент времени.

Основным видом деятельности ООО «Электросетевая компания» является деятельность по передаче электрической энергии.

В рамках финансового анализа был проведен:

- анализ баланса;
- анализ прибылей и убытков;
- коэффициентный анализ баланса.

Валюта баланса по состоянию на 31.12.2011 г. составила 133 521 тыс. руб. и увеличилась на 49 005 тыс. руб. в сравнении с началом 2011 года.

Внеоборотные активы увеличились на 43 762 тыс. руб. за счет роста:

- основных средств на 41 696 тыс. руб.;
- прочих внеоборотных активов на 2 099 тыс. руб.

Незначительное снижение внеоборотных активов произошло за счет сокращения отложенных налоговых активов на 34 тыс. руб.

Оборотные активы увеличились на 5 244 тыс. руб. и составили 23 774 тыс. руб. по состоянию на 31.12.2011 года.

Увеличение оборотных активов произошло за счет увеличения:

- налога на добавленную стоимость по приобретенным ценностями на 286 тыс.руб.;
- дебиторской задолженности на 4 439 тыс. руб.;
- денежных средств на 990 тыс. руб.

Вместе с тем наблюдается уменьшение оборотных активов, которое произошло за счет снижения:

- запасов на 171 тыс. руб.;
- прочих оборотных активов на 299 тыс. руб.

В Таблице 5 приведена структура активов баланса предприятия за 2011 год.

Таблица 5 – Структура активов баланса ООО «Электросетевая компания» за 2011–2012 год

Показатели	01.01.2011 г.		01.01.2012 г.	
	тыс. рублей	%	тыс. рублей	%
<b>Удельный вес внеоборотных активов</b>	<b>65 986</b>	<b>78</b>	<b>109 748</b>	<b>82,2</b>
Нематериальные активы	–	–	–	–
Результаты исследования и разработок	–	–	–	–
Основные средства	65 617	77,6	107 313	80,4
Доходные вложения в материальные ценности	–	–	–	–
Финансовые вложения	–	–	–	–
Отложенные налоговые активы	92	0,1	58	0,04
Прочие внеоборотные активы	277	0,3	2 376	1,8
<b>Удельный вес оборотных активов</b>	<b>18 530</b>	<b>21,9</b>	<b>23774</b>	<b>17,74</b>
Запасы	2657	3,14	2486	1,9
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	2	0,002	288	0,22
Дебиторская задолженность	14377	17	18816	14
Финансовые вложения	–	–	–	–
Денежные средства и денежные эквиваленты	809	0,96	1799	1,4
Прочие оборотные активы	685	0,81	386	0,3
<b>Итого активов</b>	<b>84 516</b>	<b>100</b>	<b>133 521</b>	<b>100</b>

Наибольший вес в структуре активов баланса на 2012 год составляют основные средства 80,4 %, дебиторская задолженность – 14 %.

За 2011 год размер собственного капитала вырос на 6 412 тыс. руб. и составил 6 948 тыс. руб. за счет увеличения нераспределенной прибыли на 6 412 тыс. руб.

Долгосрочные обязательства за рассматриваемый период увеличились на 63 229 тыс. руб., краткосрочные обязательства снизились на 20 635 тыс. руб. структура пассивов баланса представлена в Таблице 6.

Таблица 6 – Структура пассивов баланса ООО «Электросетевая компания» за 2011–2012 год

Показатели	01.01.2011 г.		01.01.2012 г.	
	тыс. рублей	%	тыс. рублей	%
<b>Удельный вес собственного капитала</b>	<b>536</b>	<b>0,64</b>	<b>6 948</b>	<b>5,2</b>
Уставный капитал	10	0,01	10	0,0075
Собственные акции, выкупленные у акционеров	–	–	–	–
Переоценка внеоборотных активов	–	–	–	–
Добавочный капитал	–	–	–	–
Резервный капитал	–	–	–	–
Нераспределенная прибыль	526	0,63	6 938	5,2
<b>Удельный вес заемного капитала</b>	<b>83 980</b>	<b>99,46</b>	<b>126 574</b>	<b>94,8</b>
<i>Долгосрочные обязательства</i>	–	–	63 345	47,4
Заемные средства	–	–	–	–
Отложенные налоговые обязательства	–	–	–	–
Оценочные обязательства	–	–	–	–
Прочие обязательства	–	–	63 229	47,4
<i>Краткосрочные обязательства</i>	83 980	99,46	63 345	47,4
Заемные средства	–	–	1 613	1,2
Кредиторская задолженность	–	–	61 732	46,2
Доходы будущих периодов	–	–	–	–
Оценочные обязательства	–	–	–	–
Прочие обязательства	–	–	–	–
<b>Итого пассивов</b>	<b>84 516</b>	<b>100</b>	<b>133 521</b>	<b>100</b>

Анализ баланса показал, что структура совокупных активов ООО «Электросетевая компания» характеризуется значительным превышением в их составе доли внеоборотных активов, которые составили на конец анализируемого периода 82,2%, причем в течение года их доля возросла в 1,7 раза. Пассивная часть баланса за отчетный период характеризуется преобладающим удельным весом заемного капитала (94,8%). В общем объеме имущества ООО «Электросетевая компания» доля кредиторской задолженности на конец отчетного периода составляет 46,2%. Следует отметить, что произошло увеличение долгосрочных обязательств.

Источником информации для анализа прибылей и убытков является форма № 2 «Отчет о прибылях и убытках» за 2011 год. В Таблице 7 приведена информация о прибылях и убытках предприятия на 2011 год.

Таблица 7 – Данные о прибылях и убытках ООО «Электросетевая компания» за 2011 год, тыс. руб.

Показатель		2010г	2011г.	Абсолютное изменение за период
Наименование	Код			
1	2	4	3	5
Выручка	2110	<b>66 105</b>	<b>95 691</b>	<b>+ 29 586</b>
Себестоимость	2120	<b>55 692</b>	<b>77 154</b>	<b>+ 21 462</b>
Валовая прибыль	2100	10 413	18 537	+ 8 124
Коммерческие расходы	2210			
Управленческие расходы	2220	8 456	9 378	+ 922
Прибыль (убыток) от продаж	2200	<b>1 957</b>	<b>9 159</b>	<b>+ 7 202</b>
Доходы от участия в других Организациях	2310			
Проценты к получению	2320	50	9	- 41
Проценты к уплате	2330	3	227	+ 224
Прочие доходы	2340	301	1 476	+ 1 175
Прочие расходы	2350	959	2 319	+ 1360
<b>Прибыль (убыток) до налого- обложения</b>	2300	<b>1 346</b>	<b>8 098</b>	<b>+ 6 752</b>
Текущий налог на прибыль	2421	230	1 645	<b>+ 1 415</b>
В т.ч. постоянные налоговые обязательства	2421	+5	61	<b>+ 66</b>
Изменение отложенных налого- вых обязательств	2430			
Изменение отложенных налого- вых активов	2450	44	34	- 10
Прочее	2460	-	7	+ 7
<b>Чистая прибыль (убыток)</b>	2400	<b>1 072</b>	<b>6 412</b>	<b>+ 5 340</b>

Анализ структуры отчета о прибылях и убытках показал, что в 2011 г. предприятие имело от своей деятельности чистую прибыль в сумме 6 412 тыс. руб. Наибольшее влияние на формирование полученного результата оказала прибыль от продаж в сумме 9 159 тыс. руб.

От осуществления прочих операций получен убыток в сумме 1 061 тыс. руб., что уменьшило прибыль до налогообложения. Выручка от реализации за 2011 г. увеличилась на 29 586 тыс. руб. (44,7 %). Себестоимость увеличилась на 21 462 тыс. руб. (38,5 %).

Таким образом, в 2011 г. темпы роста себестоимости ниже темпов роста выручки от реализации.

На каждый рубль выручки от реализации приходилось в 2010 г. – 0,84 руб./руб. в 2011 г. – 0,81 руб./руб. себестоимости продукции.

Коэффициентный анализ бухгалтерского баланса состоит в определении ряда коэффициентов, свидетельствующих о:

- платежеспособности и ликвидности;
- финансовой устойчивости;
- прибыльности и рентабельности;
- деловой активности.

Под ликвидностью баланса понимается возможность предприятия обратиться активы в наличность и погасить свои платежные обязательства. Анализ ликвидности баланса заключается в сравнении средств по активу, сгруппированных по степени убывающей ликвидности, с краткосрочными обязательствами по пассиву, которые группируются по степени срочности их погашения. Показатели ликвидности указаны в Таблице 8.

Коэффициент текущей ликвидности показывает, что по состоянию на 31.12.2011 г. На 1 рубль краткосрочных обязательств приходится 0,317 рубля текущих активов. Коэффициент текущей ликвидности ниже рекомендуемого значения.

Таблица 8–Показатели ликвидности ООО «Электросетевая компания» за 2011–2012 гг.

Показатели	Рекомендуемое значение	Фактические значения		Экономическое содержание
		01.01.2011	01.01.2012	
Коэффициент текущей ликвидности	От 1 до 2	0,221	0,371	Характеризует, в какой степени все краткосрочные обязательства обеспечены оборотными активами
Коэффициент критической ликвидности	0,7–0,8 и более	0,189	0,332	Каковы возможности предприятия погасить краткосрочные обязательства имеющимися денежными средствами, финансовыми вложениями и привлечением для ее погашения дебиторской задолженности
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,2–0,3	0,010	0,028	Какая часть краткосрочных обязательств может быть погашена имеющимися денежными средствами и краткосрочными обязательствами

Низкие показатели критической и абсолютной ликвидности обусловлены сложившейся структурой актива баланса ООО «Электросетевая компания», характеризующейся высоким удельным весом внеоборотных активов (82,2 %).

Под финансовой устойчивостью предприятия понимается такое распределение и использование финансовых ресурсов, которое обеспечивает развитие предприятия на основе роста прибыли капитала при сохранении платежеспособности и кредитоспособности в условиях допустимого уровня риска.

Показателями финансовой устойчивости являются показатели, характеризующие степень обеспеченности запасов и затрат источниками их формирования. Показатели финансовой устойчивости приведены в Таблице 9.

Показатели финансовой устойчивости имеют отрицательные значения и не соответствуют нормативным значениям.

Из данных, представленных в Таблице 10, видно, что оборачиваемость кредиторской задолженности выше оборачиваемости дебиторской задолженно-

сти в 4,4 раза, что является отрицательным фактором для ООО «Электросетевая компания».

Таблица 9–Показатели финансовой устойчивости ООО «Электросетевая компания» за 2011–2012 гг.

Показатели	Рекомендуемое значение	Фактические значения		Экономическое содержание
		01.01.2011	01.01.2012	
Коэффициент автономии	0,6	0,006	0,05	Является показателем удельного веса общей суммы собственного капитала в валюте баланса
Коэффициент обеспеченности собственными средствами	0,1	–0,29	–0,44	
Коэффициент обеспеченности материальных запасов собственными средствами	0,6–0,8	–3,53	–1,66	Характеризует покрытие материальных запасов собственными средствами

Таблица 10–Показатели оборачиваемости средств ООО «Электросетевая компания» за 2012 г.

Показатель	Единица измерения	01.01.2012
<i>Соотношение общей величины дебиторской и кредиторской задолженности</i>	–	0,30
Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности	–	5,77
Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности	–	1,31
Оборачиваемость дебиторской задолженности	дни	62,44
Оборачиваемость кредиторской задолженности	дни	274,09
Оборачиваемость собственного капитала	дни	14,08

Показатели рентабельности активов характеризуют эффективность использования в отчетном периоде активов предприятия или их части с точки зрения получения прибыли.

1. **Рентабельность всех активов (ROA)** предприятия, а также внеоборотных и оборотных активов имеет по итогам 2011 г. 5,9% (Таблица 11). В результате можно сделать вывод, что эффективность управления имеющимися

активами у предприятия низкая, однако значение данного показателя характерно для капиталоемкой отрасли.

**2. Рентабельность продаж (ROS)** демонстрирует долю валовой прибыли в объеме продаж предприятия. По итогам 2011 г. рентабельность продаж составляет 9,6%. (Таблица 11).

Таблица 11–Показатели рентабельности ООО «Электросетевая компания» в 2011 г.

Показатели	Фактические значения	Экономическое содержание
Рентабельность активов (%)	5,9	Характеризует эффективность всех активов предприятия
Рентабельность продаж (%)	9,6	Характеризует эффективность продажи продукции предприятием
Рентабельность продаж по чистой прибыли, %	6,7	Характеризует эффективность продажи продукции предприятием

Из данных Таблицы 11 видно, что рентабельность продаж находится в диапазоне от 5% до 20%, следовательно, предприятие ООО «Электросетевая компания» является среднерентабельным.

Проведенный анализ показывает, что условие абсолютной ликвидности не выполнено, финансовая устойчивость ООО «Электросетевая компания» является «кризисной» на начало года и «нормальной» на конец года.

### **3.2 Анализ структуры затрат ООО «Электросетевая компания» по передаче электроэнергии на 2011 год**

Проведем анализ технико–экономических показателей за 2011 год.

В ходе анализа произведено сравнение фактических технико–экономических показателей за 2011 г. и установленных Республиканской службой по тарифам Республики Бурятия на 2011 г.

Из приведенной в Таблице 12 информации можно сделать вывод, что, фактические расходы предприятия значительно выше утвержденных значений.

Для выяснения причин превышения фактических расходов предприятия утвержденных значений, проведем анализ по статьям расходов.

Таблица 12–Технико–экономические показатели ООО «Электросетевая компания» за 2011 г.

Показатели	Утверждено РСТ РБ на 2011 г., тыс. руб.	Факт за 2011 г., тыс. руб.	Отклонение, тыс. руб.	Отклонение, %
<b>Необходимая валовая выручка, в т.ч.</b>	<b>39 549,4</b>	<b>53 800,1</b>	<b>+ 14 250,7</b>	<b>136,03</b>
Себестоимость	39 145,6	46 722,3	+ 7 576,7	119,36
Недополученный доход	–	–	–	–
Прибыль	403,7	7 077,8	+ 6 674,1	1753,23
<b>Расходы на оплату потерь</b>	<b>3 460,6</b>	<b>6 027,8</b>	<b>+2 567,2</b>	<b>174,18</b>
<b>Платежи смежным сетевым организациям</b>	<b>34 134</b>	<b>33 347,1</b>	<b>– 786,9</b>	<b>103,78</b>
<b>Всего тарифная выручка</b>	<b>77 144</b>	<b>93 175</b>	<b>+ 16 031,1</b>	<b>120,78</b>

Таблица 13–Значение статей расходов ООО «Электросетевая компания» за 2011 г., тыс. руб.

Статьи затрат	Утверждено РСТ РБ на 2011 г.	Отчет 2011 г.	Отклонение
Вспомогательные материалы	2 591,9	3 747,1	+ 1 155,2
Работы и услуги производственного характера	0	4 191,6	+ 4 191,6
Энергия на хозяйственные нужды	404,2	241,2	– 163,0
Затраты на оплату труда	11 052,4	11 994,8	+ 942,4
Отчисления на социальные нужды	3 757,8	3 739,7	–18,1
Амортизация основных средств	6 472,1	11 062,1	+ 4 590,0
Прочие затраты	14 867,2	11 745,8	– 3 121,4
<b>Итого затрат</b>	<b>39 145,6</b>	<b>46 722,3</b>	<b>+ 7 576,7</b>
Недополученный по независящим причинам доход	–	–	–
Прибыль	403,7	7 077,8	6 674,1
<b>Необходимая валовая выручка</b>	<b>39 549,3</b>	<b>53 800,1</b>	<b>+14 250,8</b>

Из приведенной в Таблице 13 информации можно сделать вывод, что превышение фактических расходов предприятия произошло по статьям:

- «вспомогательные материалы» на 1 155,2 тыс.руб.;
- «работы и услуги производственного характера» на 4 191,6 тыс. руб.;
- «затраты на оплату труда»на 942,4 тыс. руб.
- «амортизация основных средств» на 4 590,0 тыс. руб.
- Проведем оценку экономической обоснованности расходов, произведенных предприятием в базовом 2011 г.

Для определения экономически обоснованных расходов, отнесенных на себестоимость передачи электрической энергии по сетям ООО «Электросетевая компания»были использованы следующие данные:

- смета затрат на передачу электрической энергии за 2011 г.;
- расшифровки к смете затрат;
- бухгалтерская отчетность за 2011 г.

Представим смету затрат на передачу электрической энергии на 2011 г.  
(Таблица 14)

Таблица 14–Смета затрат на передачу электрической энергии за 2011 г.

Статьи затрат	Утверждено РСТна 2011 г.	Отчет за 2011 г.	Факт за 2011 г.	Примечание
Вспомогательные материалы	2 591,9	3 747,1	3 747,1	Фактическирасходы
Работы и услуги производственного характера	0	4 191,6	4 047,1	Исключены расходы на страхование, техобслуживание
Энергия на хозяйственные нужды	404,2	241,2	241,2	Фактически расходы
Затраты на оплату труда	11 052,4	11 994,8	11 994,8	Фактические расходы
Отчисления на социальные нужды	3 757,8	3 739,7	3 739,7	Фактические расходы
Амортизация основных средств	6 472,1	11 062,1	11 062,1	Приняты фактические амортизационные отчисления
Прочие затраты	14 867,2	11 745,8	11 535,5	Исключены расходы на КKM и юридические услуги
<b>Итого затрат</b>	<b>39 145,6</b>	<b>46 722,3</b>	<b>46 367,5</b>	
Недополученный по независящим причинам доход	–	–		
Прибыль	403,7	7 077,8	2 144,7	
<b>Необходимая валовая выручка</b>	<b>39 549,3</b>	<b>53 800,1</b>	<b>48 512,2</b>	

Экономически обоснованные расходы за 2011 г. в итоге принимаются в сумме 46 367,5 тыс. руб. (Таблица 14). Указанная сумма определена в результате построчной проверки обоснованности произведенных затрат. Ниже отражена информация по затратам, подвергнутым корректировке.

Статья «Вспомогательные расходы». Для анализа представлены оборотно–сальдовые ведомости по счету 20 и счету 26 за 2011 г. В расходы по данной статье включены следующие затраты:

- материалы на ремонт и техническое обслуживание сетей и оборудования составляют 3 159,7 тыс.руб.;
- расходы на ГСМ составляют 137,3 тыс. руб.;
- расходы на приобретение спецодежды составляют 104,8 тыс. руб.;
- расходы на обслуживание автотранспорта, приобретение инструмента, вспомогательного оборудования составляют 345,3 тыс. руб.

Всего экономически обоснованные расходы по статье «Вспомогательные материалы» составили 3747,1 тыс. руб.

Статья «Работы и услуги производственного характера». Расходы по данной статье запланированы не были, однако, предприятие понесло фактические расходы в сумме 4 191, 6 тыс. руб. в обоснование расходов по данной статье представлены следующие материалы:

- оборотно–сальдовые ведомости по счету 20 и по счету 26 за 2011 г.;
- договоры на выполнение работ, оказания услуг.

В расходы по данной статье включены расходы на инспекционный контроль, испытание средств защиты, поверку средств измерений, сертификацию электроэнергии, страхование (производственное), текущий ремонт производственных помещений, техническое обслуживание производственного автотранспорта, изготовление технических кадастровых паспортов, электромонтажные работы и прочие услуги производственного характера.

В связи с отсутствием подтверждающих материалов не приняты расходы на страхование, на техобслуживание транспорта, частично электромонтажные

работы на сумму 4,8 тыс. руб., прочие расходы. Поэтому принимаются экономически обоснованные расходы по данной статье в сумме 4 047,1 тыс. руб.

Статья «Энергия на хозяйственные нужды». По отчету предприятия расходы по данной статье составили 241,2 тыс. руб. Данные расходы можно принять как экономически обоснованные.

Статья «Затраты на оплату труда». Анализ статьи «Затраты на оплату труда» проводился по следующим документам:

- положение об оплате труда и премировании работников ООО «Электросетевая компания»;
- расчет численности работников ООО «Электросетевая компания»;
- штатное расписание.

В расчетах на 2011 г. принята численность ППП в количестве 52 штатные единицы, по отчету Предприятия за 2011 г. – 54 штатные единицы.

При расчете фонда оплаты труда на 2011 г. применялась среднемесячная оплата труда на 1 работника 17 712,2 рублей (премирование в размере 50%, выплаты по районному коэффициенту и северными надбавками в размере 50%, выплаты, связанные с режимом работы в размере 3%.

По отчету предприятия за 2011 г. среднемесячная оплата труда на 1 работника составила 18 510,5 руб., однако следует принять как экономически обоснованные расходы по указанной статье сумму в размере 11 994,8 тыс. руб.

Статья «отчисления на социальные нужды». Фактические расходы по статье за 2011 г. составила 3 739,7 тыс. руб. (32% от фонда оплаты труда). Расходы произведены с учетом фактически произведенных расходов по статье «затраты на оплату труда» и являются экономически обоснованными.

Статья «Амортизация». Расходы по данной статье были запланированы в размере 6 472,1 тыс. руб. Фактические расходы Предприятия за 2011 г. составили 11 062,1 тыс. руб. В обоснование расходов по данной статье представлены следующие материалы:

- бухгалтерский баланс за 2011 г.;
- оборотно–сальдовые ведомости по счету 20 и по счету 26 за 2011 г.;

- расчет амортизации основных средств за 2011 г.

Балансовая стоимость основных средств на начало периода регулирования (2011 г.) составляла 65 617 тыс. руб. Балансовая стоимость основных средств на конец 2011 г. в соответствии с данными бухгалтерского баланса составила 107 313,0 тыс. руб.

В соответствии с п.27 основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 г., расходы на амортизацию основных средств определяются в соответствии с нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

Экономически обоснованные расходы по статье «амортизация» приняты экспертом в сумме 11 062,1 тыс. руб., в соответствии с данными бухгалтерского учета предприятия.

Статья «Прочие расходы». Расходы по данной статье были утверждены в размере 14 867,2 тыс. руб. Фактические расходы Предприятия за 2011 г. составили 11 745,8 тыс. руб.

В обоснование расходов по данной статье представлены следующие материалы:

- оборотно–сальдовые ведомости по счету 20 и по счету 26 за 2011 г.;
- расшифровки по статьям расходов.

К экономически необоснованным расходам отнесены расходы на обслуживание ККМ в сумме 10,9 тыс. руб., юридические услуги в сумме 199,4 тыс. руб. В итоге, экономически обоснованные расходы Предприятия по данной статье в сумме 11 535,5 тыс. руб.

Расходы на оплату потерь на 2011 г. утверждены в сумме 3 460,6 тыс. руб. (потери в размере 8 534 тыс.кВтч, средний тариф покупки потерь 405,5 руб./мВтч). Фактические расходы предприятия по данной статье составили 6 027,8 тыс. руб. (потери 10 015 тыс.кВтч, средний тариф покупки потерь 601,88 руб./мВтч).

Нормативные потери электроэнергии предусмотрены в размере 11,96 %, фактические потери электроэнергии за 2011 г. составили 13,34 %..

В качестве экономически обоснованных на оплату потерь принимаются расходы в сумме 5 405,4 тыс. руб.(Таблица 15), с учетом фактического электропотребления, процента нормативных потерь и фактического среднего тарифа покупки потерь.

Таблица 15 – Данные об электросетевых потерях ООО «Электросетевая компания» на 2011 г., тыс. руб.

Наименование показателя	Утверждено РСТ РБ на 2011 г.	Отчет за 2011 г.	Факт
Потери, тыс.кВтч	8 534	10 015	8 981
Потери, %	11,96	13,34	11,96
Средний тариф покупки потерь, руб./мВтч	405,5	601,88	601,88
Расходы на оплату потерь, тыс.руб.	3 460,6	6 027,8	5 405,4

Расходы на оплату услуг смежных сетевых организаций на 2011 г. утверждены в сумме 34 134 тыс. руб. Фактические расходы предприятия по данной статье составили 33 347,1 тыс. руб., которые принимаются как экономически обоснованные.

Величина прибыли предприятия на 2011 г. утверждена в размере 403,7 тыс. руб. Фактическая величина прибыли предприятия по итогам 2011 г. составила 7 077,8 тыс. руб. Величина излишне полученной прибыли составила 6 674,1 тыс. руб., при этом предприятие понесло прочие расходы из прибыли (уплата госпошлины – 38,4 тыс. руб., налог на имущество – 125,8 тыс. руб., проценты к уплате – 227,4 тыс. руб., услуги банков – 108,1 тыс. руб.) на сумму 499,7 тыс. руб. Кроме этого, предприятие уплатило налог на прибыль в сумме 1 645,0 тыс. руб. Экономически обоснованные расходы из прибыли приняты в размере 2 144,7 тыс. руб.

Тарифная выручка предприятия по котловому тарифу на 2011 г. определена в размере 77 144,0 тыс. руб. По отчету предприятия тарифная выручка за

2011 г. составила 93 175,0 тыс. руб. Сумма излишне полученных средств составила 16 031,0 тыс. руб.

В итоге, определены излишне полученные доходы в сумме 16 817,9 тыс. руб., недостаток средств в сумме 10 907,7,0 тыс. руб. (Таблица 16).

Таблица 16–Излишне полученные доходы ООО «Электросетевая компания» за 2011 г., тыс. руб.

Наименование показателя	Факт
<b>Излишне полученные доходы</b>	
Котловая выручка	16 031,0
Расходы на оплату смежным сетевым организациям	786,9
<b>Итого излишне полученные доходы</b>	<b>16 817,9</b>
<b>Недостаток средств</b>	
Расходы на содержание сетей	7 221,9
Расходы из прибыли	1 741,0
Расходы на оплату потерь	1 944,8
<b>Итого недостаток средств</b>	<b>10 907,7</b>
<b>Итого излишне полученные доходы</b>	<b>5910,2</b>

Таким образом, при установлении цен (тарифов) на 2013 год, подлежат исключению из НВВ излишне полученные доходы в сумме 5 910,2 тыс. руб.

### **3.3 Расчет необходимой валовой выручки (анализ обоснованности) и премии за надежность и качество на 2013 год ООО «Электросетевая компания»**

С 2012 г. ООО «Электросетевая компания» перешла на расчет тарифа на услуги по передаче электрической энергии по сетям на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности. Тарифы на услуги по передаче электрической энергии ООО «Электросетевая компания» установлены с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Объем НВВ, утвержденный РСТ РБ для ООО «Электросетевая компания» на долгосрочный период регулирования представлен в таблице 17.

Таблица 17–Объем необходимой валовой выручки ООО «Электросетевая компания», тыс. руб.

Статья расходов	Период регулирования			
	2012 год	2012 год скорректированный	2013 год	2014 год
Индекс			1,053	1,078
Коэффициент эластичности			0,75	0,75
Индекс эффективности			1%	1%
<b>Подконтрольные расходы</b>				
Вспомогательные материалы	1 733,2	1 733,2	1 806,8	1 928,3
Работы и услуги производственного характера	2 955,7	1 656,7	3 081,2	3 288,3
Расходы на оплату труда	11 691,0	12 990	12 187,5	13 006,8
Прочие расходы	7 481,4	6 127,3	7 799,2	8 323,4
<b>Итого подконтрольные расходы</b>	<b>23 861,4</b>	<b>22 507,2</b>	<b>24 874,8</b>	<b>26 546,8</b>
<b>Неподконтрольные расходы</b>				
Электроэнергия на хозяйственные нужды	391,3	391,3	430,4	473,4
Налоги	132,3	132,3	132,3	132,3
Отчисления на социальные нужды	3 516,9	3 516,9	3 666,3	3 912,7
Прочие неподконтрольные расходы	6 305,8	6 305,8	6 305,8	6 305,8
Выпадающие доходы/экономия средств	- 1 945,8	-1 945,8	0	0
<b>Итого неподконтрольные расходы</b>	<b>8 400,5</b>	<b>8 400,5</b>	<b>10 534,8</b>	<b>10 824,2</b>
<b>НВВ</b>	<b>32 261,4</b>	<b>30 907,7</b>	<b>35 409,6</b>	<b>37 371,0</b>

В расчет НВВ на 2013 г. принимается скорректированная НВВ базового (2012 г.) периода, утвержденную Приказом РСТ РБ № 1/19 от 31.05.2012 г., протокол РСТ РБ № 1/30 от 31.05.2012 г., но при этом, переносим сумму арендной платы в размере 5 169,75 тыс. руб. из подконтрольных расходов (прочие) в неподконтрольные в соответствии с методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденными приказом ФСТ от 17.02.2012 г. № 98–э, соответственно прочие расходы в подконтрольных расходах составят 957,55 тыс. руб. В Таблице

18представлен расчет необходимой валовой выручки базового периода, с учетом корректировки.

Таблица 18–Расчет необходимой валовой выручки ООО «Электрочетевая компания» за 2012 г., тыс. руб.

Статья расходов	2012 год
<b>Подконтрольные расходы</b>	
Вспомогательные материалы	1 733,2
Работы и услуги производственного характера	1 656,7
Расходы на оплату труда	12 990,0
Прочие расходы	957,55
<b>Итого подконтрольные расходы</b>	<b>17 337,45</b>
<b>Неподконтрольные расходы</b>	
Электроэнергия на хоз.нужды	391,3
Плата за аренду имущества	5 169,75
Налоги	–
Отчисления на социальные нужды	3 516,9
Прочие неподконтрольные расходы	6 305,8
Налог на прибыль	132,3
Выпадающие доходы/экономия средств	– 1 945,8
<b>Итого неподконтрольные расходы</b>	<b>13 570,25</b>
<b>НВВ</b>	<b>30 907,7</b>

Для определения экономически обоснованных расходов, отнесенных на себестоимость передачи электрической энергии по сетям ООО «Электросетевая компания» были использованы данные: смета затрат на передачу электрической энергии на 2013 г., расшифровки к смете затрат и приказы и протоколы РСТ РБ. Смета затрат на передачу электрической энергии приведена в Таблице 19.

Таблица 19 –Смета затрат на передачу электрической энергии на 2013 г., тыс. руб.

Статьи затрат	Утверждено РСТ на 2013 г.	Предложение предприятия на 2013 г.	Факт2013 г.	Примечание
1	2	3	4	5
<b>Подконтрольные расходы</b>				
Вспомогательные материалы	1 806,8	2 269,7	1 837,2	В соответствии с корректировкой
Работы и услуги производственного характера	3 081,2	2 636,1	1 756,1	В соответствии с корректировкой

1	2	3	4	5
Затраты на оплату труда	12 187,5	14 599,5	13 769,4	В соответствии с корректировкой
Прочие расходы	7 799,2	2 298,1	1 015,0	В соответствии с корректировкой
В т.ч. аренда	5 169,75	–	–	
<b>Итого подконтрольные расходы</b>	<b>24 874,8</b>	<b>21 803,4</b>	<b>18 377,7</b>	
<b>Неподконтрольные расходы</b>				
Электроэнергия на хоз. нужды	430,4	430,4	388,5	В соответствии с проведенными расчетами
Плата за аренду имущества и лизинг	–	13 083,2	175,35	В соответствии с проведенными расчетами
Налоги	132,3	122,4	122,4	
Отчисления на социальные нужды	3 666,3	3 950,9	3 717,7	27% отФОТ, скорректированного на 2013 г.
Амортизация основных средств	6 305,8	16 492,3	11 273,8	Исключен недостаток средств по 2012 г.
Налог на прибыль	–	266,3	266,3	
Выпадающие доходы/экономия средств	–	–	–5 910,2	В соответствии с проведенными расчетами
<b>Итого неподконтрольные расходы</b>	<b>10 534,8</b>	<b>33 981,7</b>	<b>10 033,85</b>	
<b>Необходимая валовая выручка</b>	<b>35 409,6</b>	<b>55 785,1</b>	<b>28 411,54</b>	

В течение долгосрочного периода НВВ предприятия подлежит ежегодной корректировке на величину расходов, связанных с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка, в соответствии с п.7 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178.

В соответствии с п.10 Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденных Приказом ФСТ от 17.02.2012 г. № 98–э, результаты деятельности предприятия до перехода к регулированию тарифов на услуги по передаче электрической энергии в форме установления долгосрочных тарифов на основе долгосрочных параметров регулирования учитываются при определении ежегодной корректировки НВВ. При этом, НВВ в части содержания электрических сетей определя-

ется в соответствии с п.11 методических указаний, а именно: НВВ на 2013 г. определяется как сумма:

- подконтрольных расходов базового периода, установленных РСТ РБ, скорректированных на индекс потребительских цен, коэффициент эластичности подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, изменение активов;
- неподконтрольных расходов, которые определяются методом экономически обоснованных расходов;
- результатов деятельности организации до перехода к регулированию тарифов в форме установления долгосрочных параметров регулирования, определенные в соответствии с п.7 Основ ценообразования.

Подконтрольные расходы Предприятия на 2013 г. установлены РСТ РБ с учетом индекса потребительских цен – 1,053, коэффициента эластичности подконтрольных расходов – 0,75 и индекса эффективности подконтрольных расходов – 1% (Приказ РСТ РБ № 1/46 от 30.12.2011 г.).

Индекс потребительских цен, определенный в соответствии с прогнозом социально-экономического развития, составляет 107,1%. Коэффициент эластичности подконтрольных расходов и индекс эффективности подконтрольных расходов – на уровне утвержденных.

На основании представленных предприятием расчетов условных единиц на 2012 и 2013 гг. можно сделать вывод, что изменений в обслуживаемом оборудовании не произошло. Объем условных единиц составляет 2 196,17. Коэффициент корректировки подконтрольных расходов равен 1,060. Подконтрольные расходы на 2013 г. приняты в размере 18 377,7 тыс.руб.(Таблица 20)

Таблица 20–Подконтрольные расходы ООО «Электросетевая компания» на 2013 г., тыс. руб.

Наименование показателя	Утверждено РСТ РБ на 2012 г.	Предложение предприятия на 2013 г.	Факт на 2013 г.
1	2	3	4
Вспомогательные материалы	1 733,2	2 269,7	1 837,2

1	2	3	4
Работы и услуги производственного характера	1 656,7	2 636,1	1 756,1
Затраты на оплату труда	12 990,0	14 599,5	13 769,4
Прочие расходы	957,55	2 298,1	1015,0
Итого подконтрольные расходы	17 337,45	21 803,4	18 377,7

Величина неподконтрольных расходов определяется методом экономически обоснованных расходов, поэтому была произведена построчная проверка обоснованности планируемых неподконтрольных затрат. Отразим информацию по затратам, подвергнутым корректировке.

В обоснование расходов по статье «Энергия на хозяйственные нужды» предприятием представлены следующие документы:

- расчет потребности электроэнергии на хозяйственные нужды;
- счет–фактура за март 2012 г.
- счет–фактуры за период с января по октябрь 2012 г.

По расчету Предприятия расходы по данной статье запланированы в размере 430,6 тыс. руб. Расходы Предприятия определены, исходя из потребности электрической энергии на хозяйственные нужды, тарифа электроэнергии и индекса потребительских цен. Поэтому принимаем расходы по данной статье в сумме 388,5 тыс. руб., с учетом индекса потребительских цен на электроэнергию 113%.

В обосновании расходов предприятия по статье «Плата за аренду имущества и лизинг» представлены следующие материалы:

- расчет расходов на аренду имущества;
- договоры аренды имущества.

По расчету предприятия расходы по данной статье запланированы в размере 13 083,2 тыс. руб. Расходы предприятия определены, исходя из заключенных договоров аренды имущества.

В соответствии с п. 28 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правитель-

ства РФ от 29.12.2011 г. № 1178, расходы на аренду определяются исходя из величины амортизации и налога на имущество, относящихся к арендуемому имуществу. Принимаются расходы по данной статье в сумме 175,35 тыс. руб. Из расходов по данной статье исключены расходы по договорам аренды с ЗАО «У–Устальмост», ОАО «Металлоопторг», ООО «Фуд Трейд». Сумма арендной платы с КУИиЗг.Улан–удэ по ТП 10/0,4 кВ, КЛ 10 кВ пересчитана с учетом амортизации, указанной в договоре 6,6%.

В обосновании расходов предприятия по статье «Налоги» представлены следующие материалы:

- расчет суммы платежа по транспортному налогу на 2013 г.;
- расчет земельного налога на 2013 г.;
- расчет налога на имущество на 2013 г.;
- договоры купли–продажи земельных участков;
- кадастровые паспорта земельных участков.

По расчету предприятия расходы по данной статье запланированы в размере 122,4 тыс. руб. Расходы предприятия определены исходя из действующих ставок налогов. Расходы предприятия принимаются как экономически обоснованные.

Расходы по статье «Отчисления на социальные нужды» на 2013 г. рассчитаны Предприятием в размере 3 950,9 тыс. руб. (27% от запланированного фонда оплаты труда 14 599,5 тыс. руб.). Однако, после перерасчета расходов по данной статье, исходя из 27% от фонда оплаты труда, определенного на 2013 г., в рамках долгосрочного регулирования (ФОТ на 2013 г. с учетом корректировки подконтрольных расходов – 13 769,4 тыс. руб.), экономически обоснованные расходы по статье составят 3 717,7 тыс. руб.

В обосновании расходов по статье «Амортизация» представлены следующие материалы:

- расчет среднегодовой стоимости основных производственных фондов на 2013 г.;

- расчет амортизационных отчислений на восстановление производственных фондов на 2013 г.;
- расчет амортизационных отчислений на 2013 г. по месяцам.

Балансовая стоимость основных производственных фондов на начало периода регулирования составляет 128 451,5 тыс. руб., среднегодовая стоимость основных фондов – 89 951,8 тыс. руб. Средняя норма амортизации – 8,8%. Сумма амортизационных отчислений, рассчитанная Предприятием составляет 11 273,8 тыс. руб. Кроме этого, в расчет амортизации включены выпадающие доходы в сумме 5 218,5 тыс. руб. – расходы на амортизацию, не включенные в расходы при утверждении тарифа на 2012 г.

В соответствии с п.7 основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 г., расходы на амортизацию основных средств определяются в соответствии с нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

Выпадающие доходы по статье должны быть учтены в следующем периоде регулирования, т.е. в 2014 г., и в расчет НВВ на 2013 г., поэтому в расчете НВВ данного периода они не участвуют.

В обосновании расходов по статье «Налог на прибыль» предприятием представлены следующие материалы:

- расчет балансовой прибыли на 2013 г.;
- смета выплат материального вознаграждения на 2013 г.

Расходы по статье на 2013 г. рассчитаны предприятием в размере 266,3 тыс. руб. (прибыль на поощрения – 249,4 тыс. руб., расходы на услуги банка – 39,1 тыс. руб., налог на прибыль – 62,4 тыс. руб.). В итоге, принимаем расходы по данной статье в сумме 266,3 тыс. руб.

Расчет НВВ на содержание электрических сетей ООО «Электросетевая компания» на 2013 г. в рамках долгосрочного регулирования на 2012–2014 гг., выполнен в соответствии с методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением

метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденных приказом ФСТ от 17.02.2012 г. № 98–э.

Из расчетов НВВ подлежат исключению экономически необоснованные расходы и экономически необоснованные доходы организации, осуществляющей регулируемую деятельность. Если же на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности выявлены экономически обоснованные расходы, или доходы, недополученные при осуществлении регулируемой деятельности, указанные расходы (доходы) учитываются при установлении регулируемых цен (тарифов) на следующий период регулирования.

Расчет НВВ на 2013 г. приведен в Таблице 21.

Таблица 21–Расчет необходимой валовой выручки на 2013 г., тыс. руб.

<b>Статьи затрат</b>	<b>Факт на 2013 г.</b>
<b>Индекс</b>	<b>1,071</b>
<b>Коэффициент эластичности</b>	<b>0,75</b>
<b>Индекс эффективности</b>	<b>1%</b>
<b>Размер активов</b>	<b>2 196,2 У.Е.</b>
<b>Подконтрольные расходы</b>	
Вспомогательные материалы	1 837,2
Работы и услуги производственного характера	1 756,1
Затраты на оплату труда	13 769,4
Прочие расходы	1 015
<b>Итого подконтрольные расходы</b>	<b>18 377,7</b>
<b>Неподконтрольные расходы</b>	
Электроэнергия на хоз. нужды	388,5
Плата за аренду имущества и лизинг	175,35
Налоги	122,4
Отчисления на социальные нужды	3 717,7
Амортизация основных средств	11 273,8
Налог на прибыль	266,3
<b>Итого неподконтрольные расходы</b>	<b>15 944,05</b>
<b>Необходимая валовая выручка</b>	<b>34 321,75</b>
Выпадающие доходы/экономия средств	–5 910,2
<b>Необходимая валовая выручка с учетом корректировки (излишне полученных средств)</b>	<b>28 411,55</b>

Принимаем НВВ на 2013 г. в размере 28 411,54 тыс. руб., в том числе подконтрольные расходы – 18 377,7 тыс. руб., что ниже утвержденных подконтрольных расходов, утвержденных РСТ РБ на 2013 г. на 6 497,3 тыс. руб., в т.ч.

за счет неверного отражения в подконтрольных расходах расходов на аренду в сумме 5 169,75 тыс. руб., неподконтрольные расходы – 15 944,05, сумма излишне полученных средств – 5 910,2 тыс. руб. Определенный размер НВВ на 2013 г. на 9 538,25 тыс. руб. ниже утвержденной РСТ РБ на 2013 г. (утвержденная НВВ 37 949,8 – приказ РСТ № 1/39 от 27.12.11 г., № 1/19 от 31.05.12 г.). Уменьшение НВВ на 2013 г. по сравнению с утвержденной на этот же период связано с исключением из НВВ излишне полученных доходов и исключения расходов на аренду оборудования.

В связи с тем, что в материалах Предприятия, представленных в обоснование предложений по установлению НВВ на 2013 г., имеется расчет недостатка средств за 2012 г. по статье «амортизация» на сумму 5 218,5 тыс. руб., которые в соответствии с методическими указаниями должны быть учтены при установлении НВВ на 2014 г., в целях выравнивая НВВ, считается возможным не производить снижение НВВ на 2013 г. на сумму излишне полученных доходов, а произвести эту корректировку при установлении НВВ на 2014 г., с учетом недостатка средств за 2012 г. по статье «амортизация». С учетом вышеизложенного, установленная НВВ имеет размер 34 321,75 тыс. руб.

В Таблице 22 приведены данные о значения показателей надежности и качества ООО «Электросетевая компания»

Таблица 22–Значения показателей надежности и качества поставляемых товаров и услуг за 2012–2013 гг.

Показатель	2012 год план	2012 год факт	2013 год план	2013 год факт
Надежность	0,0162	0,0157	0,016	0,0154
Качество по ТП	2,073	1,1901	2,802	1,16
Качество по обслуживанию потребителей	1,089	0,96	1,38	0,99

Так как не представлены данные по расчету показателей надежности и качеству ООО «Электросетевой компании», проверка их обоснованности не предоставляется возможной.

Рассчитаем премию за надежность и качество для ООО «Электросетевая компания» на 2013 год по формуле (9):

$$K_{об_i} = 0,55 * K_{над,i} + 0,25 * K_{кач1,i} + 0,2 * K_{кач2,i}.$$

Получаем

$$k_{об_i} = 0,55 * 0,0154 + 0,25 * 1,16 + 0,2 * 0,99 = 0,4965.$$

По формуле (5):  $кнк_i = K_{об_i} * П_{кор}$  рассчитаем коэффициент надежности и качества, с учетом того, что  $П_{кор}$  за 2013 год составляет 2%. Получаем  $кнк_i = 0,4965 * 2 = 0,993\%$ . По формуле (4):  $НВВ_i^{код} = R_i + НВВ_{i-2}^{код} * КНК_i$ . Определим необходимую валовую выручку на 2013 год с учетом надежности и качества оказанных услуг:  $НВВ_{2013}^{код} = R_{2013} + НВВ_{2011}^{код} * КНК_{2013} = 28\,411,55 + 48\,512,2 * 0,993 = 28\,893,3$  тыс. руб.

При надлежащем качестве и надежности оказываемых услуг ООО «Электросетевая компания» имела значение  $кнк_i$  равное 2 % и получила бы премию в размере 970,244 тыс. руб., тогда НВВ составила бы 29 381,8 тыс. руб.

При предоставлении услуг согласно нормативным параметрам надежности и качества премия ООО «Электросетевая компания» будет соответствовать двум фактическим премиям за надежность и качество.

Таким образом, необходимая валовая выручка ООО «Электросетевая компания» на 2013 год определена в соответствии с принципами метода долгосрочной индексации тарифа. Премия за надежность и качество услуг по электроснабжению потребителей определена с применением модернизированного механизма расчета такой премии, представленным во второй главе настоящей работы.

## **4. Обеспечение безопасности жизнедеятельности на электросетевом предприятии**

### **4.1 Анализ рабочего места диспетчера**

Согласно должностной инструкции, разработанной в соответствии с Постановлением Министерства труда РФ от 29.01.2004 N 4 "Об утверждении Квалификационного справочника должностей руководителей, специалистов и других служащих организаций электроэнергетики", диспетчер электрических сетей имеет право на рабочее место, соответствующее государственным нормативным требованиям охраны труда и условиям, предусмотренным коллективным договором.

Согласно инструкции по охране труда диспетчера при поступлении на работу диспетчер должен пройти вводный инструктаж по охране труда с регистрацией в журнале вводного инструктажа. Первичный инструктаж на рабочем месте на предприятии проводит, непосредственный руководитель при приеме на работу, а затем каждые шесть месяцев должен проводиться повторный инструктаж. Все виды инструктажей, кроме вводного регистрируются в журнале регистрации инструктажа на рабочем месте.

Типовое место диспетчера оборудовано компьютером, телефонным аппаратом, также в распоряжении диспетчера оперативный журнал и щит управления в виде огромного баннера с проводами и точками. Во многих диспетчерских пунктах все процедуры отмечаются и записываются в ручном режиме.

На постоянных рабочих местах с компьютерами должны быть обеспечены следующие параметры: оптимальная температура воздуха в помещении должна быть 20-21 град. С и относительная влажность воздуха 55 – 58% соответственно.

При анализе рабочего места диспетчера уделяется внимание и содержание вредных примесей в воздухе рабочей зоны, которое не должно превышать среднесуточных концентраций для атмосферного воздуха.

Поглощение шума в рабочих помещениях возможно с помощью однотонных занавесей из плотной ткани, гармонирующих с окраской стен и повешенных на расстоянии 15- 20 см. от ограждения, ширина занавеси должна быть в два раза больше ширины окна.

Сотрудник ОДУ должен быть обеспечен спецодеждой, спец. обувью и другими средствами индивидуальной защиты согласно утвержденным нормам и обязан ими пользоваться во время производства работ.

Как и весь электротехнический персонал, диспетчер должен быть обучен приемам освобождения человека, попавшего под напряжения, от действия электрического тока и оказания ему доврачебной помощи, а также обязан оказывать первую помощь и при других несчастных случаях.

Также диспетчер электрических сетей должен знать место расположения аптечки первой помощи, также на месте, где расположено электропомещение, не должно допускаться присутствие посторонних лиц.

Перед началом смены диспетчера (дневная - с восьми утра до восьми вечера и ночная – с восьми вечера и до восьми утра), необходимо произвести следующие мероприятия:

1. осмотреть и привести в порядок рабочее место;
2. отрегулировать освещенность на рабочем месте;
3. убедиться в достаточности освещенности, отсутствии отражений на экране, отсутствии встречного светового потока;
4. проверить правильность подключения оборудования в электросеть;
5. убедиться в наличии защитного заземления;
6. проверить правильность установок стола, стула, подставки для ног, пюпитра, положения оборудования угла наклона экрана, положение клавиатуры и при необходимости произвести регулировку рабочего стола и кресла, а также расположение элементов компьютера в соответствии с требованиями эргономики и в целях исключения неудобных поз и длительных напряжений тела.

К профессиональным обязанностям перед вступлением диспетчера в смену относится ознакомление с состоянием схемы электроснабжения и выясне-

нием, какое оборудование в работе, резерве, ремонте. Также необходимо ознакомиться с записями в оперативном журнале.

В случае обнаружения на рабочем месте каких-либо недостатков или нарушений ПТЭЭП и ПОТ РМ – 016 – 2001 диспетчеру электросетей следует немедленно доложить главному энергетiku или администрации предприятия.

Диспетчеру запрещается приступать к работе если:

- отсутствует информация о результатах аттестации условий труда на данном рабочем месте или при наличии информации о несоответствии параметров данного оборудования требованиям санитарных норм;
- произошло обнаружение неисправности оборудования;
- отсутствует защитное заземление устройства компьютера;
- отсутствует углекислотный или порошковый огнетушитель и аптечка первой помощи.

Так как работа электрических диспетчеров посменная, процедуре завершения рабочей смены необходимо уделять особое внимание, потому что следующий за отработавшим диспетчером сотрудник ОДУ (диспетчер) должен приступать к работе минимальными коррективами состояния рабочего места. Это связано с такой особенностью профессии, как умение сконцентрироваться на рабочих моментах, а вопросам по эргономичности рабочего места должно уделяться малое количество времени. В связи с этой причиной, по окончании работ диспетчер обязан соблюдать следующую последовательность выключения вычислительной техники:

- произвести закрытие всех активных задач;
- выключить питание системного блока (процессора);
- выключить питание всех периферийных устройств.

Работа диспетчерского персонала связана с умением оперативно реагировать на аварийные ситуации и единолично принимать решения, особенно в случае аварийных отключений. Чтобы правильно и взвешенно отреагировать на аварийную ситуацию и не потерять ни секунды на поиски дежурной бригады, диспетчер должен знать о каждом шаге электромонтёров.

Уровень ответственности оперативного персонала высок, поэтому необходимо уделять больше внимания и психологическому аспекту электросетевого диспетчера, т.е. не только рабочее место должно отвечать требованиям эргономики пространства, но и психологическое здоровье должно быть под стать требованиям руководителей энергетических предприятий к персоналу ОДУ.

Рассмотрим, как может быть организовано рабочее пространство диспетчера электросетей на примере ТЭЦ – 2 города Калининграда. На данном предприятии имеется штатный психолог, который проводит ежедневный обход рабочих мест оперативного персонала с целью анализа готовности сотрудников к рабочей смене и выявления нарушений психологического расстройства. В отделе оперативно-диспетчерского управления ТЭЦ имеется комната психологической разгрузки, которую могут посещать сотрудники в свободное от задач рабочее время. Такая комната оборудована диваном, массажером для глаз, велотренажерами и аквариумом.

На ТЭЦ-2 медицинский пункт включает в себя физиотерапевтический кабинет, где, по назначению врача, могут проходить оздоровительные процедуры сотрудники ОДУ.

Такой подход к организации рабочего пространства способствует обеспечению комфортного психологического состояния сотрудников ОДУ, что, в конечном счете, влияет на качество исполняемых обязанностей сотрудников. Обеспечение должного уровня безопасности производственной деятельности по человеческому фактору повышает эффективность деятельности персонала ОДУ.

Таким образом, рабочее место диспетчера должно быть обеспечено базовым уровнем комфорта – соответствию государственным нормативным требованиям охраны труда и, в связи с высоким уровнем психологической напряженности, может быть оборудовано комнатами релаксации, которые персонал может посещать в течение рабочего дня. Также на энергетическом предприятии, на котором происходит оперативно-диспетчерское управление, необходимо присутствие медицинского работника, который будет наблюдать

за периодичностью выполнения здравоохранительных мероприятий. Данная система организации рабочего пространства позволит повысить эффективность работы персонала ОДУ и снизить риски принятия неверного решения в случае критической ситуации.

#### **4.2 Требования к организации работы за ЭВМ**

Деятельность персонала территориальных электросетевых компаний связана с работой за компьютерным устройством. Проблема организации рабочего пространства и времени требует соблюдения ряда мер, обеспечивающих комфортную атмосферу при проведении работ за электронно-вычислительной машиной (ЭВМ). Рассмотрим, какие выдвигаются требования при работе за ЭВМ.

Площадь на одно рабочее место с компьютером для взрослых пользователей должна составлять не менее  $6\text{ м}^2$ , а объем не менее  $-20\text{ м}^3$ .

Для внутренней отделки интерьера помещений с компьютерами должны использоваться диффузно-отражающие материалы с коэффициентом отражения для потолка – 0,7-0,8; для стен – 0,5-0,6; для пола – 0,3-0,5.

Поверхность пола в помещениях эксплуатации компьютеров должна быть ровной, без выбоин, нескользкой, удобной для очистки и влажной уборки, обладать антистатическими свойствами.

При организации работ на ЭВМ предусмотрены следующие требования к микроклимату, ионному составу и концентрации вредных химических веществ в воздухе помещений:

- минимально необходимый уровень 600 и 400 ионов в  $1\text{ см}^3$  воздуха;
- оптимальный уровень 3 000-5 000 и 1 500-3 000 ионов в  $1\text{ см}^3$  воздуха;
- максимально допустимый – 50 000 ионов в  $1\text{ см}^3$  воздуха.

Освещение, как один из элементов обеспечения безопасности выполнения работ за ЭВМ, должно быть и естественное и искусственное. Естественное освещение обеспечивается через оконные проемы с коэффициентом естественного освещения КЕО не ниже 1,2% в зонах с устойчивым снежным покровом и

не ниже 1,5% на остальной территории. Световой поток из оконного проема должен падать на рабочее место оператора с левой стороны.

Искусственное освещение в помещениях эксплуатации компьютеров должно осуществляться системой общего равномерного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения документа должна быть 300-500 лк. Допускается установка светильников местного освещения для подсветки документов. Яркость светящихся поверхностей (окна, светильники), находящихся в поле зрения, должна быть не более 200 кд/м<sup>2</sup>.

Для обеспечения нормативных значений освещенности в помещениях следует проводить чистку стекол оконных проемов и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.

Для снижения уровня шума в помещениях можно использовать звукопоглощающие материалы с максимальными коэффициентами звукопоглощения в области частот 63-8000 Гц для отделки стен и потолка помещений. Дополнительный звукопоглощающий эффект создают однотонные занавески из плотной ткани, повешенные в складку на расстоянии 15-20 см от ограждения. Ширина занавески должна быть в 2 раза больше ширины окна.

Вышеперечисленные условия организации работы за ЭВМ можно отнести ко внешним факторам организации рабочего пространства. Рассмотрим, какие условия организации непосредственно рабочего места.

Рабочие места с персональными компьютерами по отношению к световым проемам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, желательно слева.

Схемы размещения рабочих мест с персональными компьютерами должны учитывать расстояния между рабочими столами с мониторами: расстояние между боковыми поверхностями мониторов не менее 1,2 м, а расстояние между экраном монитора и тыльной частью другого монитора не менее 2,0 м.

Рабочий стол может быть любой конструкции, отвечающей современным требованиям эргономики и позволяющей удобно разместить на рабочей поверхности оборудование с учетом его количества, размеров и характера выпол-

няемой работы. Высота стола при отсутствии регулировки должна быть в пределах от 680 до 800 мм.

Глубина рабочей поверхности стола должна составлять 800 мм (допускаемая не менее 600 мм), ширина – соответственно 1 600 мм и 1 200 мм. Рабочая поверхность стола не должна иметь острых углов и краев, иметь матовую или полуматовую фактуру.

Рабочий стол должен иметь пространство для ног высотой не менее 600 мм, шириной – не менее 500 мм, глубиной на уровне колен – не менее 450 мм и на уровне вытянутых ног – не менее 650 мм.

Клавиатура должна располагаться на поверхности стола на расстоянии 100-300 мм от края, обращенного к пользователю.

Конструкция стула должна обеспечивать:

- ширину и глубину поверхности сиденья не менее 400 мм;
- поверхность сиденья с закругленным передним краем;
- регулировку высоты поверхности сиденья в пределах 400-550 мм и углом наклона вперед до 15 градусов и назад до 5 градусов;
- высоту опорной поверхности спинки  $300\pm 20$  мм, ширину – не менее 380 мм и радиус кривизны горизонтальной плоскости 400 мм;
- угол наклона спинки в вертикальной плоскости в пределах  $0\pm 30$  градусов;
- регулировку расстояния спинки от переднего края сидения в пределах 260-400 мм;
- стационарные или съемные подлокотники длиной не менее 250 мм и шириной 50-70 мм;
- регулировку подлокотников по высоте над сиденьем в пределах  $230\pm 30$  мм и внутреннего расстояния между подлокотниками в пределах 350-500 мм.;
- поверхность сиденья, спинки и подлокотников должна быть полумягкой, с нескользящим неэлектризующимся, воздухопроницаемым покрытием, легко очищаемым от загрязнения.

Рабочее место должно быть оборудовано подставкой для ног, имеющей ширину не менее 300 мм, глубину не менее 400 мм, регулировку по высоте в пределах до 150 мм и по углу наклона опорной поверхности подставки до 20 град. Поверхность подставки должна быть рифленой и иметь по переднему краю бортик, высота которого составляет 10 мм.

При работе за ЭВМ должен соблюдаться режим труда и отдыха, который предусматривает соблюдение определенной длительности непрерывной работы на ПК и перерывов, регламентированных с учетом продолжительности рабочей смены, видов и категории трудовой деятельности.

Виды трудовой деятельности на ПК разделяются на 3 группы: группа А – работа по считыванию информации с экрана с предварительным запросом; группа Б – работа по вводу информации; группа В – творческая работа в режиме диалога с ПК .

Если в течение рабочей смены пользователь выполняет разные виды работ, то его деятельность относят к той группе работ, на выполнение которой тратится не менее 50% времени рабочей смены.

При 8-часовой рабочей смене и работе на ПК регламентированные перерывы следует устанавливать:

- для первой категории работ через 2 часа от начала смены и через 2 часа после обеденного перерыва продолжительностью 15 минут каждый;
- для второй категории работ – через 2 ч от начала рабочей смены и через 1,5-2,0 ч после обеденного перерыва продолжительностью 15 минут каждый или продолжительностью 10 мин. через каждый час работы;
- для третьей категории работ – через 1,5- 2,0 часа от начала рабочей смены и через 1,5-2,0 часа после обеденного перерыва продолжительностью 20 минут каждый или продолжительностью 15 минут через каждый час работы.

При 12-часовой рабочей смене регламентированные перерывы должны устанавливаться в первые 8 часов работы аналогично перерывам при 8-часовой

рабочей смене, а в течение последних 4 часов работы, независимо от категории и вида работ, каждый час продолжительностью 15 минут.

Продолжительность непрерывной работы на ПК без регламентированного перерыва не должна превышать 2 часа.

Эффективными являются нерегламентированные перерывы длительностью 1-3 минуты.

Регламентированные и нерегламентированные перерывы целесообразно использовать для выполнения комплекса упражнений и гимнастики для глаз, пальцев рук, а также массажа. Комплексы упражнений целесообразно менять через 2-3 недели.

Досуг рекомендуется использовать для пассивного и активного отдыха (занятия на тренажерах, плавание, езда на велосипеде, бег, игра в теннис, футбол, лыжи, аэробика, прогулки по парку, лесу, экскурсии, прослушивание музыки и т.п.). Дважды в год (весной и поздней осенью) рекомендуется проводить курс витаминотерапии в течение месяца. Следует отказаться от курения. Категорически должно быть запрещено курение на рабочих местах и в помещениях с ПК.

Работа за ЭВМ также требует соблюдения требований по электробезопасности, пожарной безопасности

На рабочем месте пользователя должны быть размещены дисплей, клавиатура и системный блок. При включении дисплея на электронно-лучевой трубке создается высокое напряжение в несколько киловольт. Поэтому запрещается прикасаться к тыльной стороне дисплея, вытирать пыль с компьютера при его включенном состоянии, работать на компьютере во влажной одежде и влажными руками.

Для снижения величин токов статического электричества используются нейтрализаторы, местное и общее увлажнение воздуха, использование покрытия полов с антистатической пропиткой.

## **Заключение**

В ходе работы осуществлен обзор методов тарифного регулирования (традиционных и стимулирующих) России и зарубежных стран. Принципы и задачи тарифного регулирования современной электроэнергетической структуры нацелены на развитие электросетевого комплекса в частности, в связи с этим определено, что группа методов стимулирующего регулирования наиболее актуальна для современного положения электросетевого комплекса.

Современное состояние электросетевых организаций характеризуется высоким уровнем выпадающих доходов. Выпадающие доходы возникают в итоге льготного технологического присоединения к сетям и низкой точностью прогноза цен на приобретение сверхнормативных потерь с рынка. Решение данных проблем способствуют снижению уровня выпадающих доходов у ТСО, как следствие, привлечению инвестиционных средств для модернизации существующих мощностей и их развития.

В настоящей работе представлены мероприятия по совершенствованию системы тарифного регулирования ТСО, направленные на сокращение выпадающих доходов электросетевых компаний и решение проблемы предоставления надежных и качественных услуг потребителям. Сокращение выпадающих доходов, в первую очередь, достигается в итоге решения проблемы льготного-технологического присоединения и увеличения уровня прогнозирования цен на сверхнормативные потери, благодаря ведению государственной статистики изменения цен и представленным Правительством прогноза.

Решение проблемы предоставления надежных и качественных услуг происходит благодаря увеличению государственного контроля за ходом расчета параметров надежности и качества. Скорректированный механизм определения премии за надежность, представленный во второй главе настоящей работы, способствует выполнению заданных параметров надежности в пределах нормы.

Премия за качество предоставляемых услуг по технологическому присоединению теперь в меньшей степени зависит от выполнения антимонопольного законодательства и, по сравнению с исходной формулой определения показателя качества ТП, ориентирует руководство ТСО на повышение качества оказываемых услуг посредством соблюдения договорных сроков и т.д.

На примере ООО «Электросетевая компания» рассчитана необходимая валовая выручка на 2013 год и премия за надежность и качество предоставляемых услуг в соответствии со скорректированным механизмом определения такой премии. Установлено, что за надлежащие параметры надежности и качества ООО «Электросетевая компания» получит в два раза больше средств, по сравнению с фактическим уровнем премии на 2013 год. Это подтверждает эффективность увеличения уровня надежности и качества предоставляемых услуг.

## Список использованных источников

1. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 № 35–ФЗ (ред. от 29.12.2014)//КонсультантПлюс. ВерсияПроф [Электронный ресурс]. – Электрон.дан. – [М., 2003].
2. Постановление Правительства РФ «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» от 01 января 2002 № 1 (ред. от 10.12.2010) // КонсультантПлюс. ВерсияПроф [Электронный ресурс]. – Электрон.дан. – [М., 2002].
3. Постановление Правительства «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» от 4 мая 2012 № 442 (ред. от 28.05.2015)// КонсультантПлюс. ВерсияПроф [Электронный ресурс]. – Электрон.дан. – [М., 2012].
4. Постановление Правительства РФ «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике»от 27 декабря 2004 г № 854 (ред. от 11.08.2014)//КонсультантПлюс. ВерсияПроф [Электронный ресурс]. – Электрон.дан. – [М., 2004].
5. Постановление Правительства РФ «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» от 27 декабря 2010 № 1172 (ред. от 28.05.2015)// КонсультантПлюс. ВерсияПроф [Электронный ресурс]. – Электрон.дан. – [М., 2010].
6. Постановление Правительства РФ «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» от 29 декабря 2011 № 1178 (ред. от 28.05.2015)//КонсультантПлюс. ВерсияПроф [Электронный ресурс]. – Электрон.дан. – [М., 2011].
7. Распоряжение Правительства РФ<Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации> от 03 апреля 2013 №

- 511–р (ред. 03 апреля 2013 г.)// КонсультантПлюс. ВерсияПроф [Электронный ресурс]. – Электрон.дан. – [М., 2013].
8. Распоряжение правительства РФ<Об утверждении плана мероприятий («дорожной карты») «Повышение доступности энергетической инфраструктуры»> от 30 июня 2013 № 1144–р // КонсультантПлюс. ВерсияПроф [Электронный ресурс]. – Электрон.дан. – [М., 2011].
  9. Распоряжение Правительства РФ<Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Южного федерального округа до 2020 года> от 05 сентября 2011 № 1538–р (ред. от 26.12.2014)// КонсультантПлюс. ВерсияПроф [Электронный ресурс]. – Электрон.дан. – [М., 2011].
  - 10.Распоряжение Правительства РФ<Об утверждении государственной программы "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года" 27 декабря 2010 № 2446–р (ред. от 16.02.2013)// КонсультантПлюс. ВерсияПроф [Электронный ресурс]. – Электрон.дан. – [М., 2013].
  - 11.Об утверждении методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки: приказ Федер. службы по тарифам от 17 фев. 2012 г. №98– э – Электрон.текстовые дан. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/>.
  - 12.Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям: приказ Федер. службы по тарифам от 11 сентября 2012 г. N 209–э/1 – Электрон.текстовые дан. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/>.
  - 13.Об утверждении Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала : приказ Федер. службы по тарифам от 30 марта 2012 года № 228–э. – Электронные текстовые данные – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/>.
  - 14.Об утверждении методических указаний по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соот-

- ветствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества предоставляемых товаров и оказываемых услуг: приказ Федер. службы по тарифам от 26 октября 2010 г. N 254-э/1 – Электрон.текстовые дан. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/>.
- 15.«Технологическое присоединение к электрическим сетям. Методическое пособие для предпринимателей» (разработано ФАС РФ и Общероссийской общественной организацией малого и среднего предпринимательства "ОПОРА РОССИИ") // КонсультантПлюс. ВерсияПроф [Электронный ресурс]. – Электрон.дан. – [М., 2009].
- 16.Государственное регулирование естественных монополий [Электронный ресурс] // Электронная библиотека «Экономика и управление на предприятиях» – Режим доступа: <http://eup.ru/Catalog/All-All.asp/>.
- 17.Афанасьев. А.В. Проблемы льготного технологического присоединения потребителей / А.В. Афанасьев // Статистика института проблем естественных монополий. – 2013. –№ 11. – С. 24 – 76.
- 18.Государственная конкурентная политика и стимулирование конкуренции в Российской Федерации : учеб. Пособие / [В.И. Якунин и др.] ; Москва, 2014. – 346 с.
- 19.Методы тарифного регулирования зарубежных стран [Электронный ресурс] // НП Совет рынка– Режим доступа: <http://www.np-sr.ru/presscenter/>.
- 20.Модель оптового рынка электроэнергии и мощности второй неценовой зоны [Электронный ресурс] // ОАО «Дальневосточная энергетическая компания» [Официальный сайт]– Режим доступа: [http://www.dvec.ru/electric\\_market/wholesale\\_market/model/](http://www.dvec.ru/electric_market/wholesale_market/model/).
- 21.Мониторинг конечных цен на РРЭ за январь 2014 – 2015 гг. [Электронный ресурс] // ЗАО «ЦФР» [Официальный сайт] – Режим доступа: <http://cfrenergo.ru/upload/iblock/2e4/monitoring-tsen-na-rre-yanvar-2015g..pdf/>.

22. Наумкин Р.Б. Ценообразование на розничном рынке электроэнергии и мощности / Р.Б. Наумкин // Журнал «Электротехнические комплексы и системы». – 2014. – №11 – С. 43–65.
23. Отрасль [Электронный ресурс] // Министерство энергетики [Официальный сайт] – Режим доступа: <http://web.archive.org/>.
24. Прекращение договоров «последней мили»: последствия и предлагаемые решения [Электронный ресурс] // Министерство Энергетики РФ [Официальный сайт] – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/92a/doklad-o-rezultatakh-za-2013-god-i-osnovnykh-napravleniyakh-deyatelnosti-minenergo-rossii-na-2014-i-posleduyushchie-gody.pdf/>.
25. Приоритеты рыночной электроэнергетики в России [Электронный ресурс] // НП «Совет рынка» [Официальный сайт] – Режим доступа: <http://www.np-sr.ru/confp/index.htm/>.
26. Проблемы технологического присоединения потребителей мощностью до 15 кВ [Электронный ресурс] /А. Григорьев // Портал машиностроения. – Москва, 2013. – Режим доступа: [http://www.mashportal.ru/Portals/0/article/2014\\_12\\_10\\_grigoriev\\_small\\_access\\_to\\_network.pdf/](http://www.mashportal.ru/Portals/0/article/2014_12_10_grigoriev_small_access_to_network.pdf/).
27. Rab–регулирование [Электронный ресурс] // «МРСК Центра» [Официальный сайт] – Режим доступа: <http://www.mrsk-1.ru/clients/transmission/price/rab/>.
28. Сахарова И.В. Совершенствование тарифного регулирования территориальных электросетевых компаний с учетом качества энергоснабжения потребителей / И.В. Сахарова // Вест. Волгр. гос. ун-та. – 2013. – №1. – С. 162 – 167.
29. Срок технологического присоединения к электросетям к концу 2015 года не должен превышать 90 дней [Электронный ресурс] // Администрация Санкт – Петербурга [Официальный сайт] – Режим доступа: <http://gov.spb.ru/gov/admin/albin-igor-nikolaevich/news/59110/>.

30. Сфера и методы тарифного регулирования в современной электроэнергетике [Электронный ресурс] // Электротехнический портал РФ – Режим доступа: <http://xn——8sbnaarbiedfksmiphlmncm1d9b0i.xn——plai/ekonomika-i-upravlenye-v-electroenergetike/57-gos-regulirovanye-v-electroenergetike/306-metody-tarifnogo-regulirovanya.html/>.
31. Что такое ОРЭМ [Электронный ресурс] // Интернет-портал потребителей электроэнергии «Энергоконсультант» – Режим доступа: [http://www.energo-konsultant.ru/sovets/yuridicheskim licam/prochie\\_voprosi\\_energospabgeniya/Chto\\_takoe\\_optovii\\_rinok\\_elektroenergii/](http://www.energo-konsultant.ru/sovets/yuridicheskim licam/prochie_voprosi_energospabgeniya/Chto_takoe_optovii_rinok_elektroenergii/).
32. Фадеева А. Энергетику спасает тариф / А. Фадеева // газет «Ведомости». – 2015. – № 3761. С.15–17.
33. Ширяева Л.В. Основы функционирования рынков электроэнергии : учебно – методическое пособие / Л.В. Ширяева. – Москва : Проспект, 2015. – 280 с.

# **ПРИЛОЖЕНИЯ**

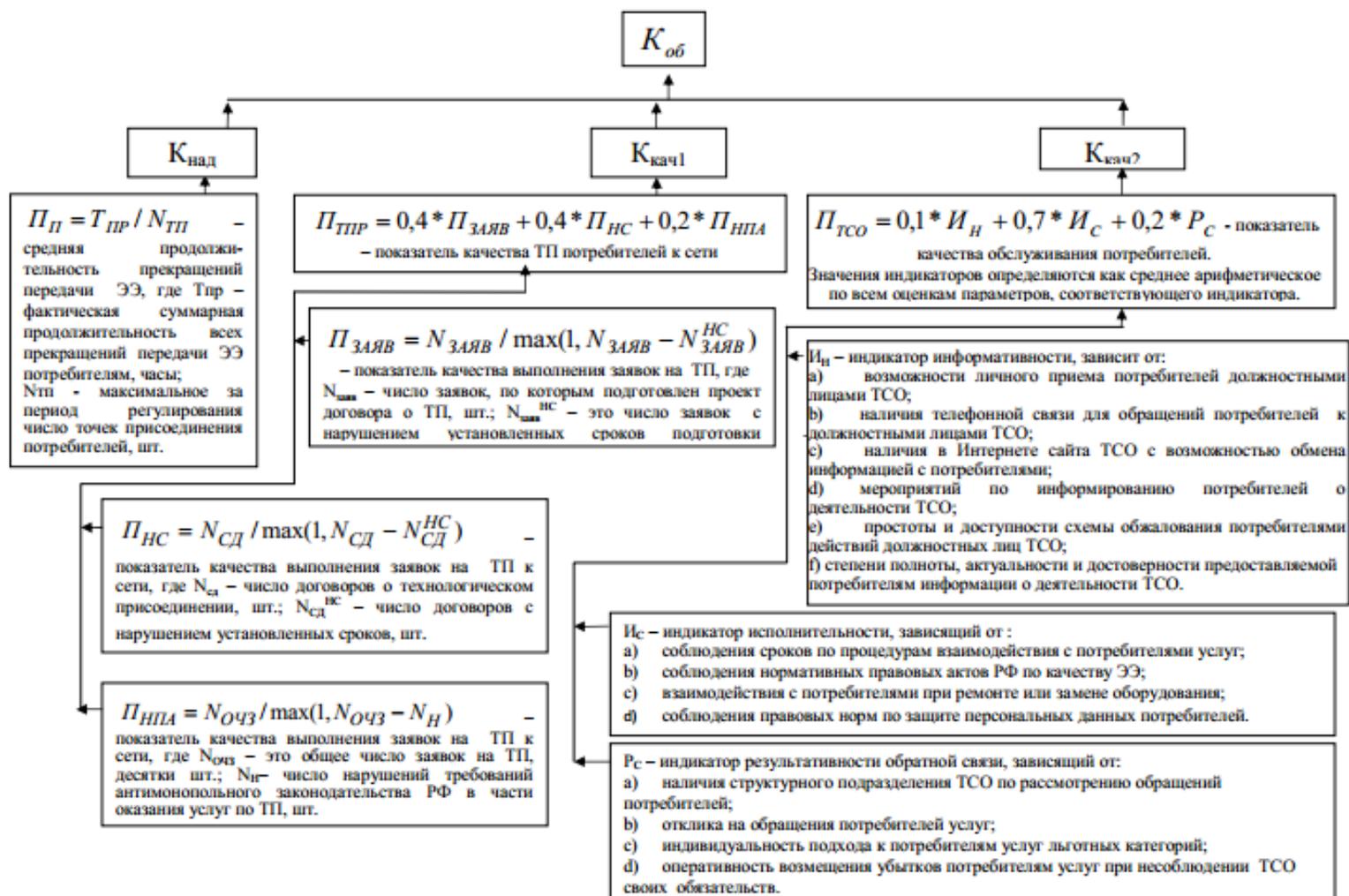


Рисунок П1 1.1 – Расчет обобщенного показателя надежности и качества услуг ТСО [28]