

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт управления бизнес-процессами и экономики  
Экономика и международный бизнес горно-металлургического комплекса

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Р.Р. Бурменко

подпись

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Направление 38.03.01 «Экономика»  
профиль 38.03.01.08.09 – Экономика предприятий и организаций  
(металлургия)

Выбор и обоснование оптимального варианта энергоснабжения  
горнодобывающего предприятия (на примере ЗАО «Полюс»)

Руководитель

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

доцент

Т. И. Юркова

Выпускник

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

В.А. Шарова

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

Т. И. Юркова

Красноярск 2016

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Выбор и обоснование оптимального варианта энергоснабжения горнодобывающего предприятия (на примере ЗАО «Полюс»)» содержит 69 страниц текстового документа, 34 рисунка, 16 таблиц, 27 формул, 42 использованных источника.

**ЗОЛОТОДОБЫВАЮЩАЯ ОТРАСЛЬ, ЭНЕРГОЕМКОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА, МИНИ-ТЭЦ, ДЭС, СЕТЕВАЯ ЭНЕРГИЯ, ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА**

В качестве объекта исследования были рассмотрены месторождения, принадлежащие компании «Полюс»: Раздолинское (Раздолинский рудный узел) и Чертово Корыто.

Предмет исследования – источники энергоснабжения горнодобывающего предприятия.

Цель исследования заключается в обосновании оптимального варианта энергоснабжения горнодобывающего предприятия на основе разработки модели расчета затрат на энергию.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- изучить отраслевую структуру и географию горнодобывающей промышленности России;
- оценить современное состояние золотодобывающей отрасли;
- проанализировать структуру затрат в золотодобывающей промышленности;
- выявить основные источники энергоснабжения промышленных предприятий;
- разработать модель выбора оптимального источника энергии на основе расчета затрат на 1кВт·ч;
- на основе разработанной модели с использованием приближенных к реальным условных данных осуществить выбор оптимального варианта энергоснабжения.

В ходе исследования была построена модель выбора оптимального источника энергии на основе минимизации удельных затрат и произведены соответствующие расчеты всех возможных вариантах энергоснабжения для каждого месторождения.

В результате расчетов по предложенной модели были выбраны оптимальные варианты электроснабжения для месторождений Раздолинское и Чертово Корыто.

## СОДЕРЖАНИЕ

|  |    |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ.....  | 4  |
| 1 Особенности энергопотребления предприятий горнодобывающей промышленности.....  | 6  |
| 1.1 Отраслевая структура и география горнодобывающей промышленности России.....  | 6  |
| 1.2 Обзор золотодобывающей отрасли.....  | 10 |
| 1.3 Структура затрат в золотодобывающей промышленности.....  | 17 |
| 1.4 Влияния энергозатрат на себестоимость добычи и переработки золотосодержащих руд.....                                 | 20 |
| 1.5 Характеристика основных источников энергии для предприятий горнодобывающей промышленности.....                       | 23 |
| 2 Исследование затрат при использовании разных источников электроснабжения.....  | 31 |
| 2.1 Стоимость сетевой электроэнергии.....  | 32 |
| 2.2 Себестоимость производства электроэнергии автономными источниками.....   | 37 |
| 2.3 Отбор ключевых факторов для построения модели выбора источника энергии для горнодобывающего предприятия.....         | 41 |
| 3 Разработка модели выбора источника энергии для горнодобывающего предприятия на основе минимизации удельных затрат..... | 43 |
| 3.1 Построение и описание модели.....  | 45 |
| 3.1.1 Разработка модели затрат для централизованного электроснабжения.....   | 47 |
| 3.1.2 Разработка модели затрат для автономного электроснабжения.....   | 51 |
| 3.2 Анализ полученных результатов.....   | 55 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....  | 56 |
| СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....   | 59 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....  | 60 |

## ВВЕДЕНИЕ

На территории России сосредоточены значительные запасы сырьевых и топливно-энергетических ресурсов. В частности имеются: крупные месторождения нефти, каменного угля, природного газа, алюминиевого сырья, олова, никеля, золота, платины, графита, асбеста, слюды и других полезных ископаемых. И в нынешних условиях кризиса добыча этих минерально-сырьевых ресурсов является «спасательным кругом», позволяющим отечественной экономике держаться на плаву.

Вместе с тем, добыча полезных ископаемых является одной из наиболее энергоемких процессов. И с каждым годом потребность в энергии только растет. Это связано в первую очередь с вовлечением в эксплуатацию более бедных месторождений, что приводит к увеличению затрат, в том числе энергетических, на добычу и переработку руды.

На сегодняшний день энергоснабжение горнодобывающих предприятий в большинстве случаев осуществляется централизованно – из энергосистемы. Это наиболее надежный и экономичный вариант энергообеспечения. Однако, подключение к сетям централизованного энергоснабжения не всегда возможно или экономически выгодно. Причиной этому служит множество факторов, но главными являются дефицит генерирующих мощностей, недостаточный уровень развития электрических сетей и территориальная удаленность источника энергии и объекта энергоснабжения.

В такой ситуации решением проблемы является децентрализация энергоснабжения (собственная генерация).

Децентрализация энергоснабжения подразумевает под собой строительство собственных подстанций находящихся в непосредственной близости к объекту энергоснабжения. Это позволяет избежать затрат на строительство дорогостоящих ЛЭП, исключает потери при передаче энергии и необходимость финансовых затрат на выполнение технических условий на подключение к сетям энергосистемы.

В связи с существованием нескольких вариантов энергоснабжения горнодобывающих предприятий встает вопрос выбора оптимального с точки зрения затрат источника энергии.

Цель данной работы состоит в обосновании оптимального варианта энергоснабжения горнодобывающего предприятия на основе разработки модели расчета затрат на энергию.

Эта цель обусловила постановку следующих основных задач:

- изучить отраслевую структуру и географию горнодобывающей промышленности России;
- оценить современное состояние золотодобывающей отрасли;
- проанализировать структуру затрат в золотодобывающей промышленности;

- выявить основные источники энергоснабжения промышленных предприятий;
- разработать модель выбора оптимального источника энергии на основе расчета затрат на 1кВт·ч;
- на основе разработанной модели с использованием приближенных к реальным условных данных осуществить выбор оптимального варианта энергоснабжения.

В качестве объекта исследования были рассмотрены месторождения, принадлежащие компании «Полюс»: Раздолинское (Раздолинский рудный узел) и Чертово Корыто.

Предметом исследования являются источники энергоснабжения горнодобывающего предприятия.

# 1 Особенности энергопотребления предприятий горнодобывающей промышленности

## 1.1 Отраслевая структура и география горнодобывающей промышленности России

Горнодобывающая промышленность является крупнейшей отраслью первичного сектора и представляет собой комплекс отраслей, занимающихся разведкой месторождений полезных ископаемых, их добычей из недр земли и обогащением [1].

Обладая богатой минерально-сырьевой базой, Россия занимает одни из первых мест по запасам большинства природных ресурсов, а также является их крупнейшим экспортером (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Экспорт важнейших товаров 2014-2015 гг. [2]

| Наименование  | 2014 г.     |              | 2015 г.     |              |
|---|-------------|--------------|-------------|--------------|
|   | млрд. долл. | в % к 2013г. | млрд. долл. | в % к 2014г. |
| Экспорт   | 496,944     | 94,2         | 343,427     | 69,1         |
| из него:  |             |              |             |              |
| топливно-энергетические товары                        | 345,445     | 92,9         | 216,101     | 62,6         |
| из них:   |             |              |             |              |
| нефть сырая   | 153,878     | 88,6         | 89,576      | 58,2         |
| газ природный   | 54,730      | 81,4         | 41,844      | 76,5         |
| металлы и изделия из них                              | 40,565      | 99,3         | 33,014      | 81,4         |
| из них:   |             |              |             |              |
| черные металлы и изделия из них                       | 23,649      | 100,6        | 17,530      | 74,1         |
| цветные металлы и изделия из них                      | 15,758      | 97,7         | 14,443      | 91,7         |
| машины, оборудование и транспортные средства          | 26,329      | 91,1         | 25,386      | 96,4         |
| продукция химической промышленности, каучук           | 29,120      | 94,6         | 25,338      | 87,0         |
| из них:   |             |              |             |              |
| удобрения минеральные азотные                         | 3,244       | 96,6         | 2,672       | 82,4         |
| удобрения минеральные калийные                        | 2,701       | 123,3        | 2,958       | 109,5        |
| древесина и целлюлозно-бумажные изделия               | 11,634      | 106,0        | 9,832       | 84,4         |
| продовольственные товары и сельскохозяйственное сырье | 18,906      | 116,5        | 16,181      | 85,6         |
| из них злаки  | 7,084       | 149,1        | 5,653       | 79,8         |

Добыча, переработка, использование и экспорт сырьевых ресурсов – это основа российской экономики.

Согласно официальным данным, поступления в федеральный бюджет за счёт налога на добычу полезных ископаемых, вывозных таможенных пошлин и платежей за пользование недрами составили в 2013 году около половины от общего объёма доходов федерального бюджета, а объём

экспортных поступлений в бюджет государства, прямо или косвенно связанных с разработкой минерально-сырьевых богатств страны, составил около 70% [3].

Всю горнодобывающую промышленность можно подразделить на следующие четыре группы [4]:

– Топливодобывающие отрасли промышленности. В их состав входят угольная, газовая, нефтяная отрасли, обеспечивающие добычу минерального топлива – главного источника энергии в электроэнергетике и технологического сырья в промышленности.

– Горнорудные (рудодобывающие) отрасли промышленности. В их числе отрасли, добывающие железные, марганцевые, хромитовые руды, руды цветных, благородных и редких металлов.

– Отрасли, добывающие горно-химическое сырье. К ним относятся отрасли, добывающие калийные и другие соли, апатиты, фосфориты, селитру, серный колчедан и пр.

– Отрасли промышленности строительных материалов. В их числе отрасли, добывающие и перерабатывающие строительные материалы, используемые непосредственно для строительства, производства строительных материалов, стекольной и керамической промышленности и др. Эти отрасли добывают: гранит, мрамор, строительный камень, известняк, гипс, мел, песок, глины, асбестовую руду и целый ряд других нерудных полезных ископаемых.

Данные о добыче и переработке основных видов полезных ископаемых горной промышленности представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Добыча и переработка основных видов полезных ископаемых [5]

| Наименование   | 2012 г. | 2013 г. | 2014 г. | 2015 г. |
|--|---------|---------|---------|---------|
| Уголь, млн. тонн                                       | 357     | 351     | 356     | 372     |
| Нефть добытая, включая газовый конденсат, млн. тонн    | 519     | 522     | 525     | 533     |
| Газ горючий природный и попутный, млрд. м <sup>3</sup> | 655     | 668     | 639     | 633,5   |
| Руда железная товарная необогащенная, млн. тонн        | 104     | 102     | 102,1   | 72,7    |
| Материалы строительные нерудные, млн. м <sup>3</sup>   | 425     | 425     | 411     | 392     |
| Руды и концентраты золотосодержащие                    | 231     | 237,8   | 254,8   | 298,9   |
| Каолин и глины каолиновые прочие, тыс. тонн            | 775     | 711     | 779     | 790     |

На территории Российской Федерации расположены важнейшие сырьевые и топливно-энергетические ресурсы. В частности имеются: крупные месторождения нефти, природного газа, каменного угля, калийных солей, никеля, олова, алюминиевого сырья, вольфрама, золота, платины, асбеста, графита, слюды и других полезных ископаемых (рис. 1.1).

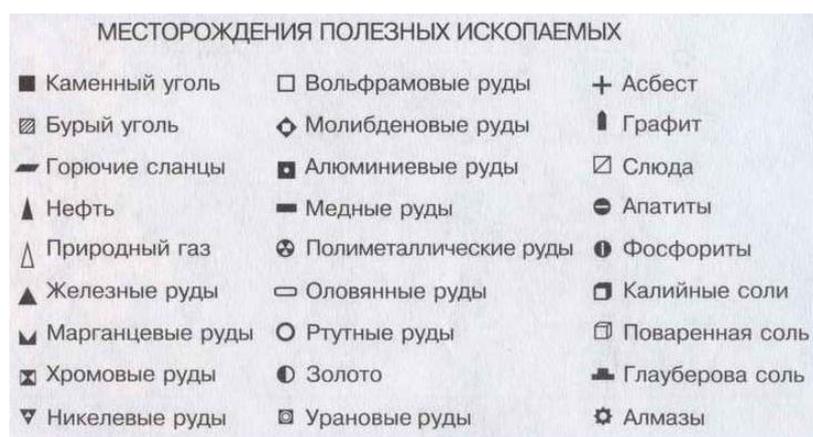
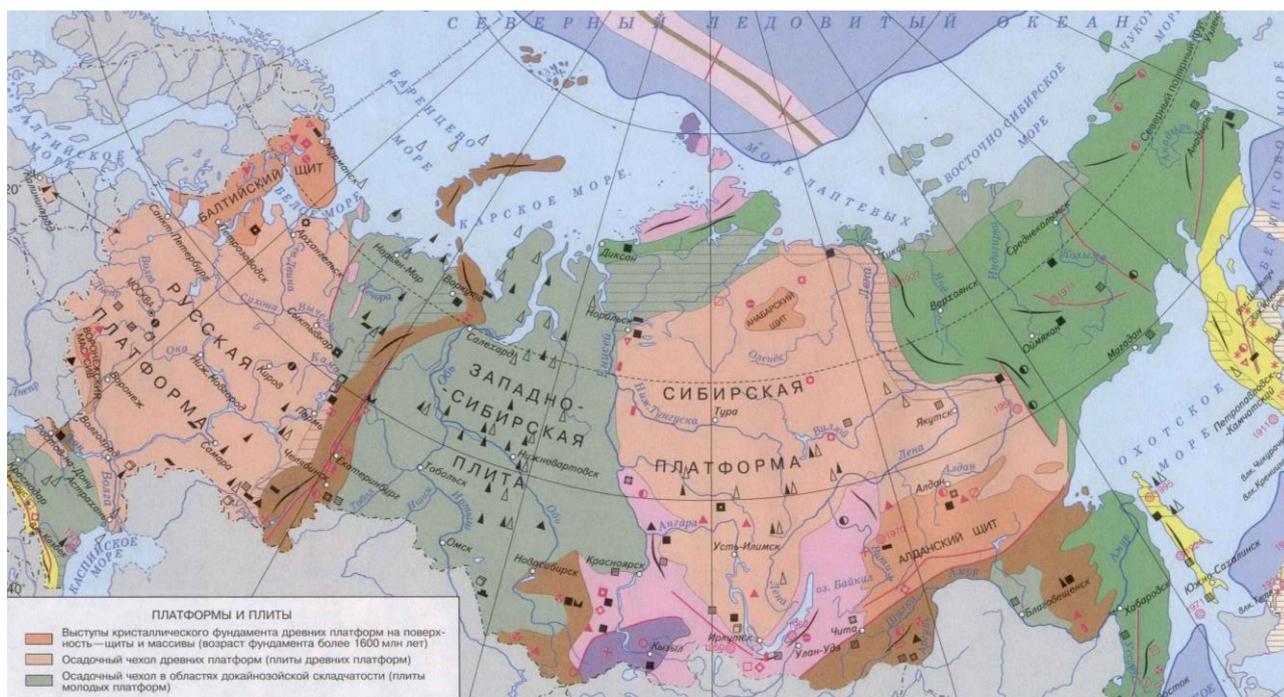


Рисунок 1.1 – Карта природных месторождений полезных ископаемых России [6]

На текущий момент в России открыто более 20 тыс. месторождений полезных ископаемых. Стоимость разведанных и предварительно оцененных запасов полезных ископаемых оценивается примерно в 30 трлн. долларов [7].

При размещении предприятий горной отрасли важную роль играют сырьевой и топливно-энергетический фактор. А так же большое значение имеет наличие водных ресурсов. Влияние этих факторов неодинаково сказывается на размещении разных отраслей горной промышленности.

Запасы топливно-энергетических ресурсов размещены по территории России неравномерно. Значительная доля их располагается в восточный районах – в Сибири и на Дальнем Востоке.

Восточная и Западная Сибирь, а также Дальневосточный экономический район – избыточные по запасам различных видов топлива

районы, занимающие первое и второе места. На третьем месте – Уральский, Поволжский, Северный районы. Остальные регионы европейской части страны – Центральный, Южные, Западные – отличаются дефицитом топливно-энергетических ресурсов [8].

Структура запасов топливно-энергетических ресурсов в различных районах России неодинакова. В большинстве районов преобладает угольное топливо, в Западно-Сибирском, Поволжском, Уральском, Северном и Северо-Кавказском районах – нефть и газ.

Из нерудных полезных ископаемых в России есть фосфориты и апатиты – на Кольском полуострове, Европейском Центре, Сибири, поваренные соли в Поволжье, на юге Западной Сибири, калийные соли – в Предуралье. В стране есть значительные месторождения серы, асбеста, алмазов и разнообразных строительных материалов.

На Средне-Русской и Приволжской возвышенностях добывают известняки, стекольные и строительные пески, мел, гипс и другие минеральные ресурсы [8].

Залежи железной руды в основном находятся в европейской части страны. Самый крупный железорудный бассейн страны – Курская магнитная аномалия. Большими запасами руды обладает Кольский рудный район и месторождения Карелии. Богат на железную руду и Урал. Одним из крупнейших в России является Западно-Сибирский бассейн. Крупные месторождения железной руды в России расположены в Хакасии и в Алтайском крае. С присоединением в 2014 году к России Крыма, в РФ появился ещё один крупный железорудный бассейн – Керченский.

В России имеются запасы разнообразных цветных и редких металлов. Урал выделяется титаномагнетитовыми рудами и бокситами, которые встречаются также на севере Русской равнины и в горах юга Сибири. Медные руды найдены на Северном Кавказе, на Среднем и Южном Урале, в Восточной Сибири (Становое нагорье). Медно-никелевые руды добываются в Норильском рудном районе, играющем особую роль в экономике страны, и на Кольском полуострове.

Сырьевую базу алюминиевой отрасли образуют бокситы и нефелины. Бокситы добывают в Северо-Западном (Бокситогорск), Северном (Северо-Онежское месторождение в Архангельской области, Тиманское в Республике Коми) и Уральском (Северо-Уральское месторождение) районах; нефелины — в Северном районе на Кольском полуострове (Хибинское месторождение), в Западной Сибири (Кия-Шалтырское месторождение) и Восточной Сибири (Горячегорск) [8].

Итак, районы с крупными и разнообразными месторождениями расположены на севере и востоке страны, т. е. далеко от наиболее освоенной части российской территории. С этим связана главная проблема освоения минеральных сокровищ: очень дорого добывать их в удалённых районах с холодным климатом при отсутствии энергетических и транспортных возможностей.

И эти трудности постоянно усугубляются. Наиболее богатые и выгодно расположенные месторождения постепенно истощаются. Поэтому за нефтью, газом, углём и рудой приходится продвигаться всё дальше на север и восток, во всё более недоступные и суровые районы.

## 1.2 Обзор золотодобывающей отрасли

Золото традиционно считается валютным металлом, играет роль резервного фонда государства и выступает свидетельством экономической мощи государства. Большая его часть сохраняется в виде золотого запаса, который обеспечивает устойчивость денежной массы, используется для взаиморасчетов с иностранными государствами и выплаты государственных долгов. Кроме того, благодаря своим уникальным физико-химическим свойствам золото все шире входит в сферу промышленного производства, особенно в отраслях, использующих новейшие технологии.

Россия располагает запасами золота, превышающими 12,9 тыс. тонн (по данным на 1 января 2014 года) [9], и по количеству запасов занимает второе или третье место в мире наряду с Китаем, в зависимости от разницы в классификации запасов между двумя странами (рис. 1.2).



Рисунок 1.2 – Ресурсный потенциал золоторудных провинций и зон Российской Федерации, т [10]

Золотодобыча в 2011 г. велась в 26 регионах России (рис. 1.3).



Рисунок 1.3 – Основные месторождения золота и добыча его в субъектах Российской Федерации в 2011 г., т [10]

Красноярский край по-прежнему возглавляет список крупнейших золотодобывающих регионов России (рис. 1.4).

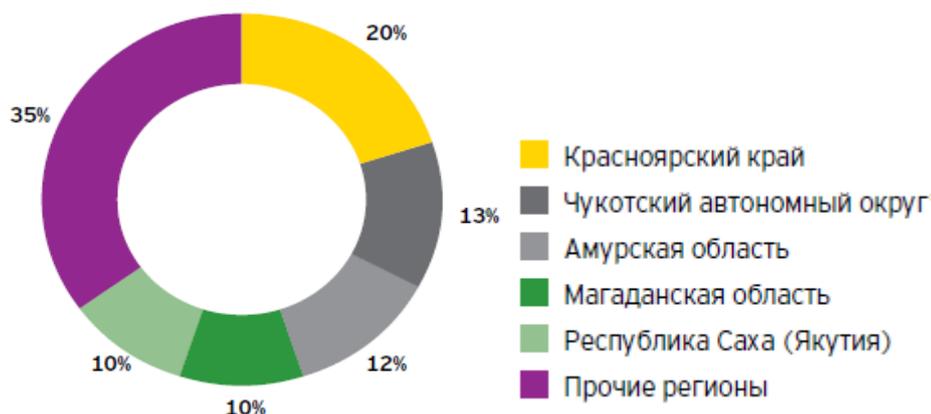


Рисунок 1.4 – Пять основных золотодобывающих регионов [11]

В связи с истощением запасов на месторождении Купол Чукотский автономный округ в 2011-2012 годах временно снизил объемы добычи, но с вводом в разработку месторождения Двойное вновь поднялся на второе место. За ним следует Амурская область. За счет увеличения переработки горной массы на россыпях и роста добычи на коренных месторождениях

Омолонского хаба (Сопка Кварцевая, Дальнее, Цокольная зона Кубакинского месторождения) Магаданская область поднялась на четвертое место. Нарращивают объемы добычи золота Республика Саха (Якутия), Камчатский край, Кемеровская область и другие регионы [9].

Золотодобыча в России за последние время стремительно растет вверх. По данным Союза Золотопромышленников, объем добычи и производство золота в России за 2014 год составил 288,5 тонны, что на 13,2% больше, чем в 2013 году (рис. 1.5).

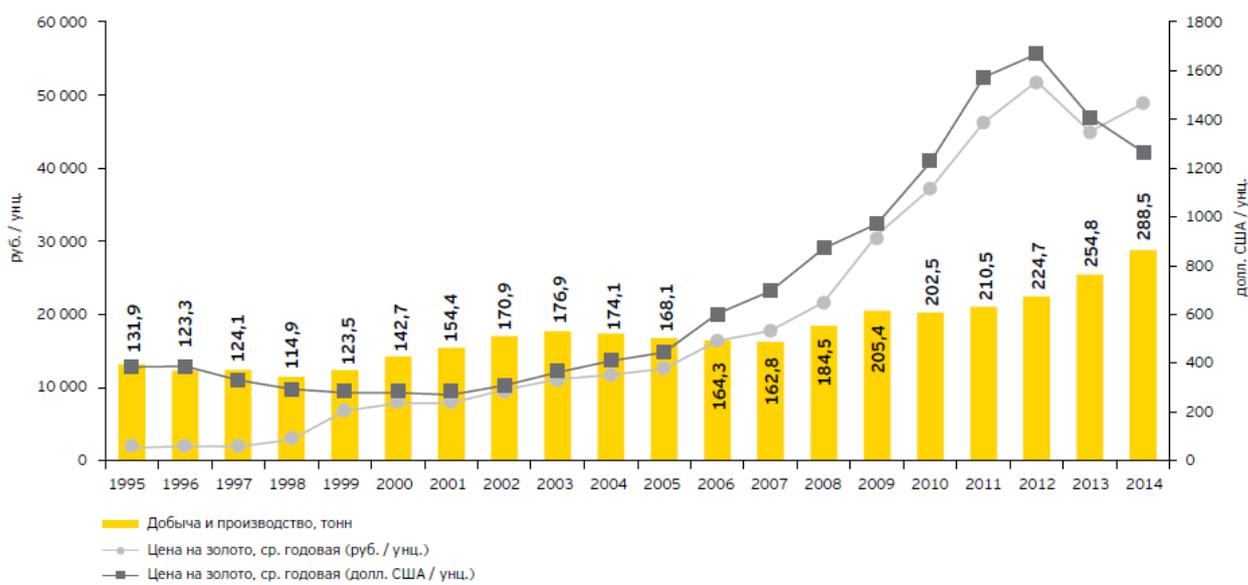


Рисунок 1.5 – Историческая динамика объемов добычи и производства золота в РФ [11]

Выделяют два основных типа месторождений золота: коренные или первичные, и образующиеся из них россыпные или вторичные месторождения [12]. Первые представляют собой рудные залежи металла, когда основой добычи становится золотоносная руда, добываемая порой со значительной глубины. Россыпные месторождения представляют собой пески или другой грунт с высоким содержанием золота, находящийся на поверхности и разрабатываемый с помощью отделения золотоносной породы от остальной части грунта путем промывания.

На сегодняшний день золото добывают главным образом из руд, причем не только золотых, но и таких, в которых основными полезными ископаемыми являются другие цветные металлы, в частности медь, цинк, серебро, свинец. В этом случае золото рассматривается как попутчик.

Динамика добычи золота из коренных и россыпных месторождений в РФ за период с 1996-2014 год представлена на рисунке 1.6.



Рисунок 1.6 – Динамика добычи золота из коренных и россыпных месторождений в РФ [9]

Существует несколько способов извлечения золота из руды. Не так давно часто применялся как амальгамирование, суть которого заключается в помещении на дно бочки ртути, а после этого в такой бочке встряхивали золотосодержащую породу. В результате проделанных манипуляций частицы золота прилипали ко дну бочки. Основным недостатком этого способа является сверх токсичность ртути.

Сегодня золото извлекают из руды при помощи цианида натрия. Это вещество обладает способностью переводить в цианистые водорастворимые соединения даже самые мелкие частицы золота. Благодаря изобретению этого способа появилась возможность получения жёлтого драгметалла из заброшенных месторождений, что позволяет приводить их в рентабельное состояние.

Золото также добывают посредством использования драгов – плавающих горнодобывающих машин, оборудованных для извлечения золота из земли, а также обогащения полезных ископаемых и удаления пустых пород [13].

Перечисленные выше три способа активно используются в золотодобывающей отрасли России.

В таблице 1.3 представлены 20 крупнейших компаний России, обеспечивших 71% производства золота из минерального сырья в Российской Федерации. Из данной таблицы видно, что крупнейшей золотодобывающей компанией в России является «Полюс». На ее долю приходится 18 % добычи золота в России.

Кроме того, «Полюс» входит в число крупнейших золотодобывающих компаний мира по объему производства и минерально-сырьевой базы.

Таблица 1.3 – Ведущие золотодобывающие компании России по итогам 9 месяцев 2015 года [11]

| №  | Компании                 | Золото, тонн |         |
|--|--------------------------|--------------|---------|
|  |                          | 2014         | 9М 2015 |
| 1.                                       | Polyus Gold Int.         | 52,7         | 40,15   |
| 2.                                       | Polymetal Int.           | 26,34        | 18,26   |
| 3.                                       | Kinross Gold             | 21,3         | 16,1    |
| 4.                                       | Petropavlovsk PLC        | 19,4         | 11,03   |
| 5.                                       | Южуралзолото ГК, ОАО     | 7,28         | 8,85    |
| 6.                                       | Nordgold N.V.            | 10,58        | 8,1     |
| 7.                                       | Highland Gold Mining     | 6,76         | 4,66    |
| 8.                                       | Высочайший, ОАО          | 5,48         | 4,14    |
| 9.                                       | Сусуманзолото, ПАО       | 3,97         | 3,36    |
| 10.                                      | Поиск Золото, ООО        | 2,42         | 2,59    |
| 11.                                      | Селигдар, ПАО            | 3,68         | 2,38    |
| 12.                                      | Концерн «Арбат», ЗАО     | 2,01         | 2,27    |
| 13.                                      | Западная, а/с            | 2,6          | 1,96    |
| 14.                                      | Витим, а/с               | 2,39         | 1,84    |
| 15.                                      | Прииск Соловьевский, ОАО | 2,24         | 1,71    |
| 16.                                      | Золото Камчатки, ОАО     | 1,78         | 1,52    |
| 17.                                      | Берелех ГДК, ОАО         | 2,06         | 1,46    |
| 18.                                      | Оймяконье, ООО           | 0,29         | 1,36    |
| 19.                                      | Курилгео, ООО            | 0            | 1,29    |
| 20.                                      | Васильевский рудник, ЗАО | 1,41         | 1,21    |
|  |                          | 174,69       | 134,24  |
| Итого производство из минерального сырья |                          | 288,5        | 189,494 |
| Доля ТОП-20 ведущих компаний, %          |                          | 61           | 71      |

По итогам 2015 года, Компания вышла на 9 место в мире по объемам произведенного металла (рис. 1.7).

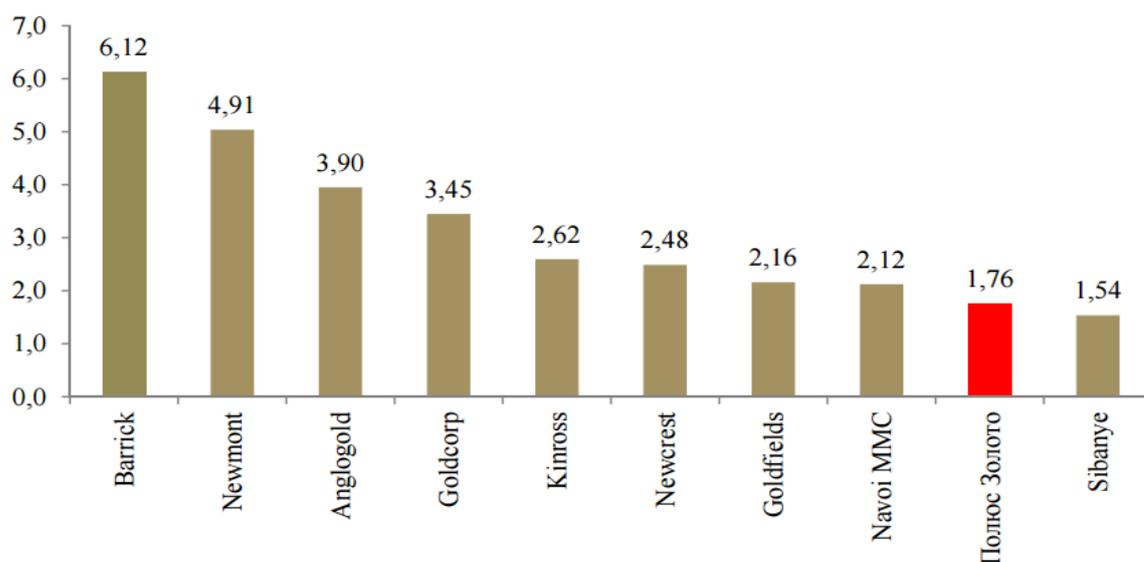


Рисунок 1.7 – Ведущие производители золота в мире. Производства 2015 г., млн. унций [14]

По состоянию на 31 декабря 2015 года, Компания занимала четвертое место в мире по объемам доказанных и вероятных запасов золота (рис. 1.8).

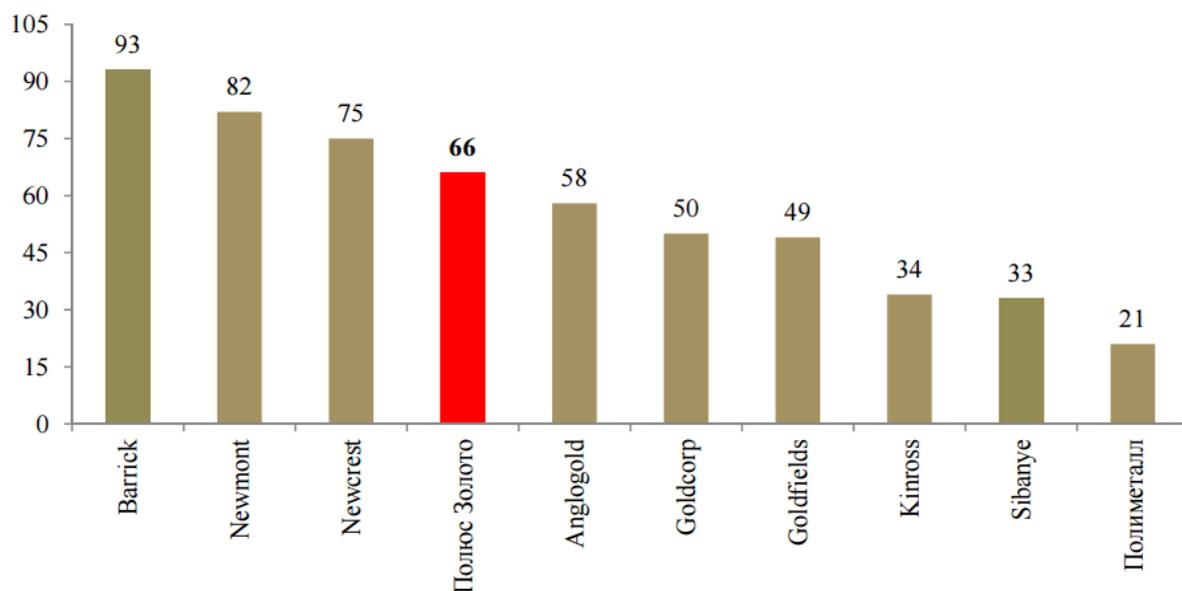


Рисунок 1.8 – Ведущие компании в мире по запасам золота. Доказанные и вероятные запасы (P&P, JORC) по состоянию на 31 декабря 2015 года, млн. унций [14]

Компания «Полус» разрабатывает рудные и россыпные месторождения золота в Красноярском крае, Иркутской, Магаданской и Амурской областях. В 2005 году компания приобрела три месторождения в Якутии (рис. 1.9).

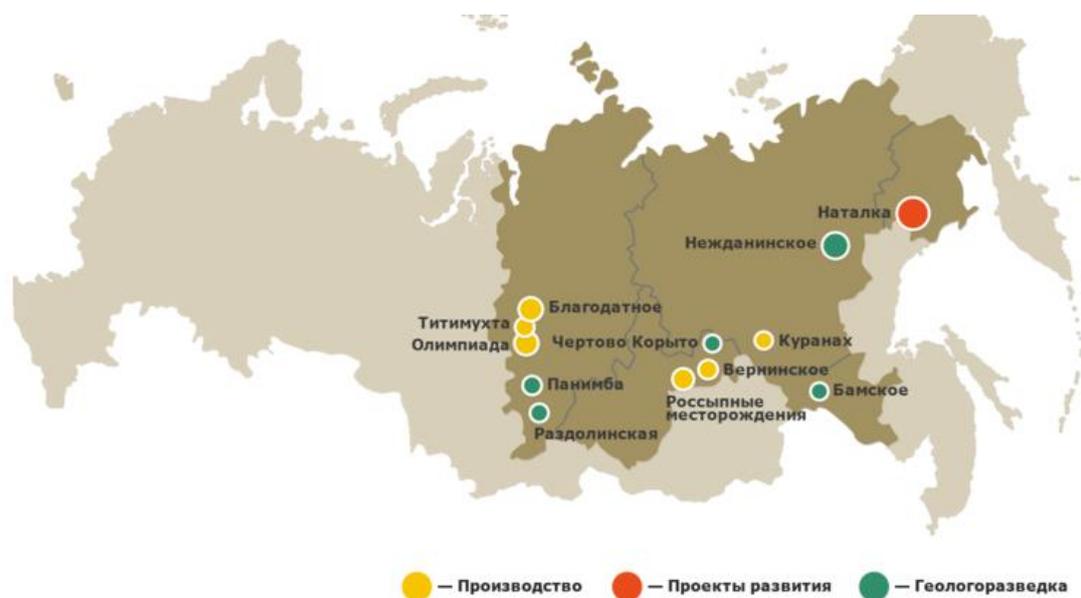


Рисунок 1.9 – Карта деятельности компании «Полус» [15]

Одним из неоспоримых преимуществ компании «Полюс» является использование самых передовых технологий для производства золота. На золотоизвлекательных фабриках компании используются две технологии, первая – гидрометаллургическая, вторая – технология биологического окисления сульфидных золотосодержащих руд, которую специалисты компании впервые в мире адаптировали для промышленного применения в условиях Крайнего Севера.

Основной продукцией, которую производит компания «Полюс», является золото в слитках, производимое с помощью уникальной технологии биоокисления.

В 2013 году добыча Компании на золоторудных месторождениях составила 83% от общего количества добытого золота, а на россыпных месторождениях – 17%. В дальнейшем планируется, что эта доля будет постепенно сокращаться. Это связано, в первую очередь, с тем, что вводимые в строй проекты нацелены на разработку рудного золота [16].

Для компании «Полюс» характерны те же проблемы, что и для всей золотодобывающей отрасли.

Международный центр ЕУ по оказанию услуг предприятиям горнодобывающей и металлургической отраслей провел более 60 интервью с руководителями горнодобывающих компаний, чтобы выявить наиболее важные проблемы отрасли. На рисунке 1.10 представлены результаты опроса.



Рисунок 1.10 – Результаты интервью с руководителями горнодобывающих компаний [9]

Среди основных проблем золотодобывающей отрасли в России участники опроса отметили, прежде всего, рост тарифов на энергоносители, недостаточно эффективное законодательство по недропользованию, отсутствие инфраструктуры, необходимой для развития перспективных месторождений золота, а также невысокие цены на золото в долларах США.

Кроме того к проблемам золотодобывающей отрасли следует отнести неизбежное истощение запасов золота и низкое содержание металла в породе. Они тесно связана с ростом затрат на добычу золота, что, в свою очередь, ведет к снижению рентабельности золотодобывающих предприятий и ухудшению их финансового состояния.

К ключевым проблемам компании «Полус» можно отнести [17]:

- технико-производственные риски;

Основная производственная деятельность компании осуществляется в отдаленных районах с суровым климатом, что требует решения сложных технических задач при проведении геологоразведочных и горно-обогатительных работ. Отдаленность районов проведения основных производственных работ приводит к трудностям в осуществлении перевозок оборудования, технологических материалов и запасных частей, что может повлиять на увеличение стоимости конечного продукта.

- риски энергоснабжения.

Предприятия «Полус», расположенные в удаленных районах Сибири и Дальнего Востока, получают электрическую энергию и мощность в недостаточном количестве. Причиной является дефицит как генерирующих, так и сетевых мощностей.

Россия одна из немногих стран, обладающая колоссальными запасами золота, и поэтому от эффективной эксплуатации её месторождений и рационального использования добытого металла во многом зависит функционирование и развитие экономики.

### **1.3 Структура затрат в золотодобывающей промышленности**

Месторождения золотых руд отличаются весьма сложным строением и залеганием, поэтому добыча золота – процесс сложный, трудоемкий и дорогостоящий.

Горнорудные золотодобывающие предприятия добывают руду и перерабатывают ее до состояния, пригодного для последующего аффинажа (изготовления и клеймения слитков золота). Структурные подразделения горнорудного золотодобывающего предприятия выпускают законченные технологией продукты, связанные единым производственным процессом (рис. 1.11). И каждое из таких подразделений представляет отдельный цикл (передел, процесс). Планирование и учет затрат на производстве ведутся по передельному методу [18].



Рисунок 1.11 – Общая схема технологического процесса золотодобывающего предприятия

Таким образом, себестоимость конечной готовой продукции – концентрата складывается из себестоимости единиц продукции по каждому переделу. В себестоимость продукции включаются три основные группы затрат (рисунок 1.12):

- расходы на добычу;
- расходы на переработку;
- общие, административные и коммерческие расходы.



Рисунок 1.12 – Доля основных групп затрат в себестоимости золота по данным горнорудной компании «Полиметалл» за 2014 г. [19]

Горнорудная золотодобывающая промышленность имеет ряд особенностей, оказывающих большое влияние на формирование себестоимости продукции.

На рисунке 1.13 представлена структура себестоимости золота в 2008 и 2012 гг.

Помимо значительного роста затрат на унцию в абсолютном выражении, меняется и структура себестоимости (рис. 1.14).

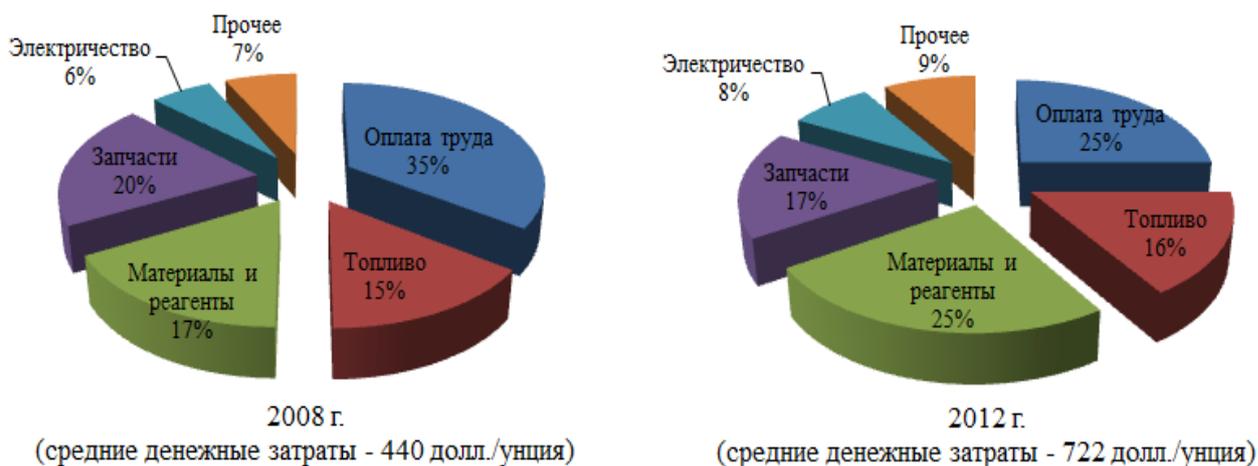


Рисунок 1.13 – Структура себестоимости золота [20]

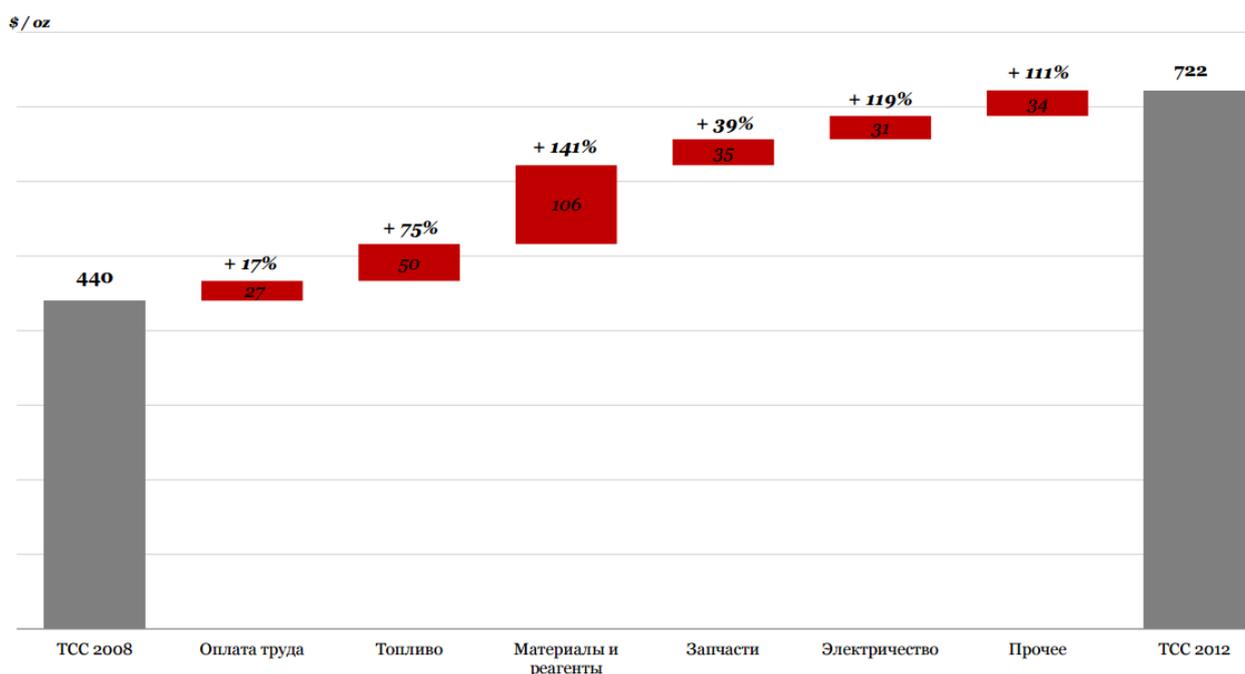


Рисунок 1.14 – Изменение структуры себестоимости [20]

В первую очередь следует выделить фактор, который влияет на себестоимость всех горнорудных золотодобывающих предприятий, это содержание золота в руде, так как чем ниже содержание золота в руде, тем большее количество операций по обработке необходимо для производства и, следовательно, тем выше себестоимость добычи золота.

Помимо этого горно-геологические условия (глубина залегания, угол падения, мощность пластов, тип шахты и т.д.) имеют большое влияние на формирование себестоимости данных предприятий. Учитывая специфику России, следует также выделить такой фактор, как географическое положение. Россия занимает первое место в мире по территории, что стоит считать как преимуществом, так и недостатком. От географического фактора зависят затраты на перевозку, которые могут быть довольно большими в

условиях нашей страны, а также затраты на электроэнергию, которые могут составлять весомую долю в структуре затрат, так как золотодобыча – энергоемкое производство, начиная с добычи золотоносной руды и заканчивая получением из нее чистого металла. Помимо этого от географического положения зависят природно-климатические условия (это особенно важно при ведении открытой добычи).

Так как доля основных фондов в нашей стране достигает до 85% стоимости всего имущества горнорудного золотодобывающего предприятия, то амортизацию тоже следует учитывать как наиболее важный фактор для нашей страны. Нельзя игнорировать и влияние затрат на добычу побочных продуктов. Золотоносные пласты, как правило, содержат соединения других металлов, в основном меди, серебра, свинца и цинка. Золотодобытчики традиционно используют выручку от продажи этих (побочных) металлов для покрытия части своих затрат по основному производству. Соответственно, чем выше цены на эти (побочные) металлы, тем большую часть затрат на золотодобычу может покрыть их реализация. Но если цены на эти (побочные) металлы падают, себестоимость добычи собственно золота неизбежно растет [18].

Таким образом, на себестоимость золотодобывающей промышленности оказывает влияние множества факторов, из которых наиболее важными с учетом специфики России являются: географические и горно-геологические условия, а также содержание золота в руде.

#### **1.4 Влияния энергозатрат на себестоимость добычи и переработки золотосодержащих руд**

Большая доля в себестоимости добычи и переработке руды приходится на энергозатраты – электрическую, тепловую и энергию для привода мобильного транспорта. Расход энергоресурсов в добывающей отрасли зависит от множества изменяющихся факторов и их разнообразного сочетания.

На сегодняшний момент добыча золота является одним из наиболее энергоемких производств. С каждым годом, этот процесс становится всё более энергоемким, за счет ежегодного обеднения золотоносных пород и россыпей. Чтобы добыть одну и ту же унцию золота, золотодобытчики вынуждены с каждым годом перерабатывать всё больше и больше тонн породы, затрачивая на это всё больше и больше энергии [21]. Сейчас добыча золота является абсолютным лидером по темпам роста энергопотребления в добывающих регионах (рисунок 1.15).

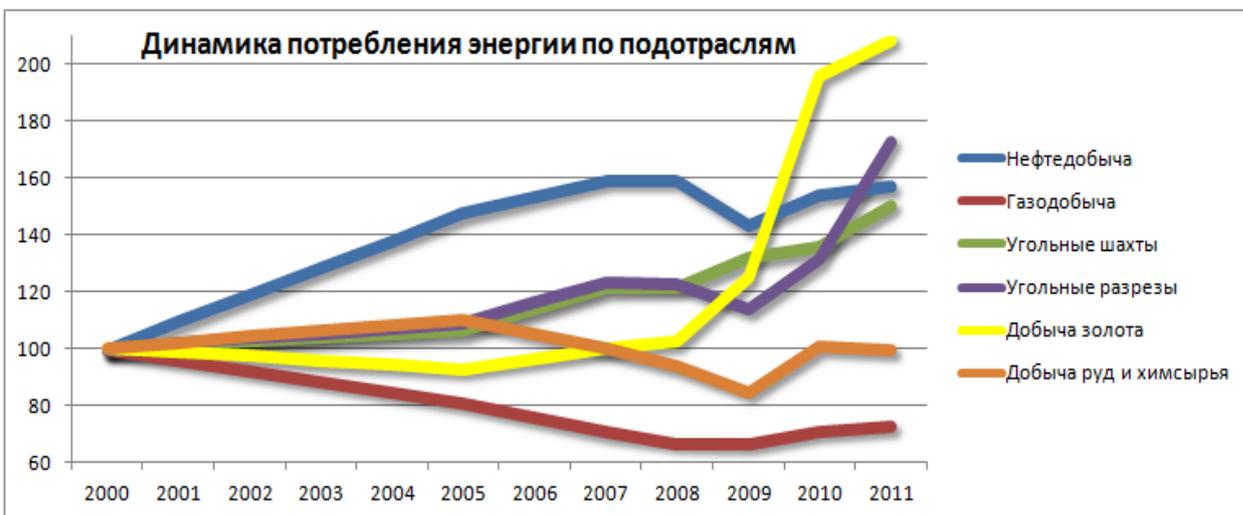


Рисунок 1.15 – Динамика потребления всех видов энергии по типам добычи минеральных ресурсов с 2000 по 2011 [22]

Основным на сегодняшний день способом добычи золота является разработка коренных месторождений. Рудное сырье добывается главным образом открытым способом (в карьерах) или подземным способом (в рудниках) в зависимости от глубины их залегания.

Вид потребляемой энергии напрямую зависит от способа добычи. Так при открытой добыче выемка породы производится с помощью тяжелых машин, следовательно, предприятие будет использовать дизельное топливо. В таком случае на дизельное топливо может приходиться 25% стоимости разработки.

Денежные затраты, связанные с подземной добычей, включают не только то же, что используется при добыче открытого типа (дизельное топливо), но и электричество. Без электричества под землей нет воздуха, не осуществляется транспортировка рабочих, оборудования или руды в шахту или из нее [23].

Исходя из выше сказанного следует, что энергозатраты при подземной добыче будут намного выше, чем при открытом способе.

Дальнейшая переработка руды так же требует значительных энергозатрат. Так, например расходы операцию дробления (особенно тонкого измельчения) составляют значительную долю (от 40 до 60 %) [23].

Таким образом, основная доля энергозатрат приходится на добычу руды, дробление породы, на образование больших объемов тепла, необходимого для извлечения из руды металла и на производство слитков и других очищенных продуктов.

Цены на энергоресурсы для предприятий в России постоянно растут (рис. 1.16 - 1.18).

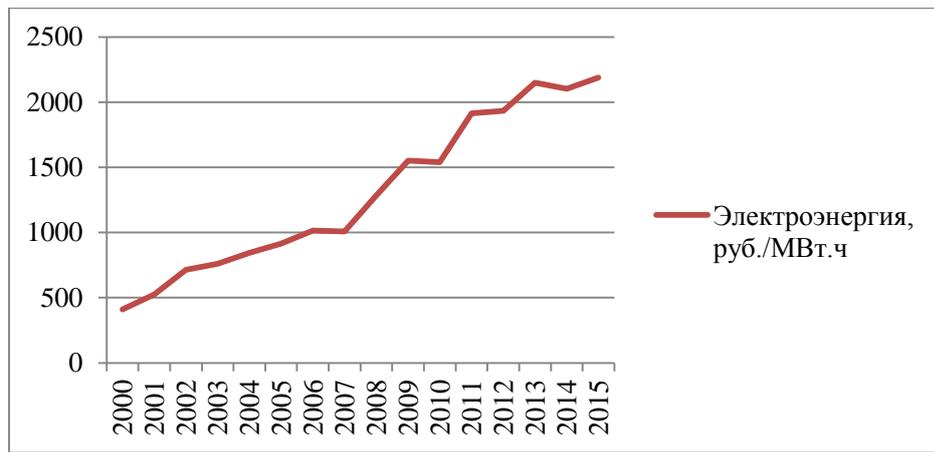


Рисунок 1.16 – Динамика средних цен на электроэнергию для промышленных потребителей в РФ [25]

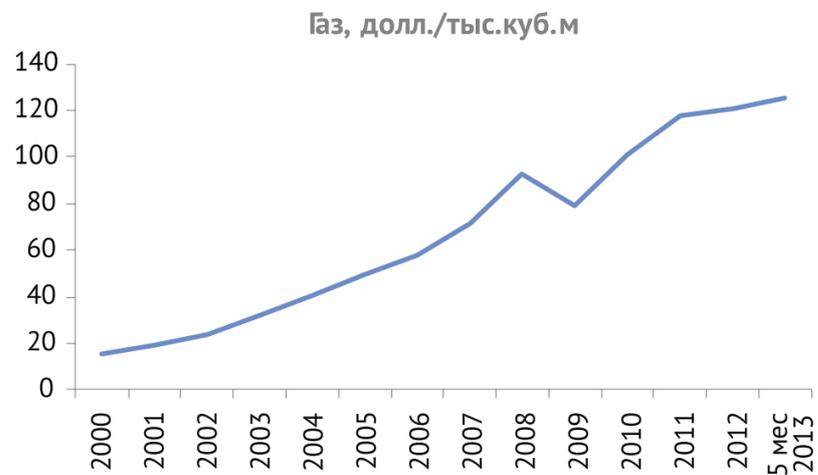


Рисунок 1.17 – Динамика средних цен на газ для промышленных потребителей в РФ [24]

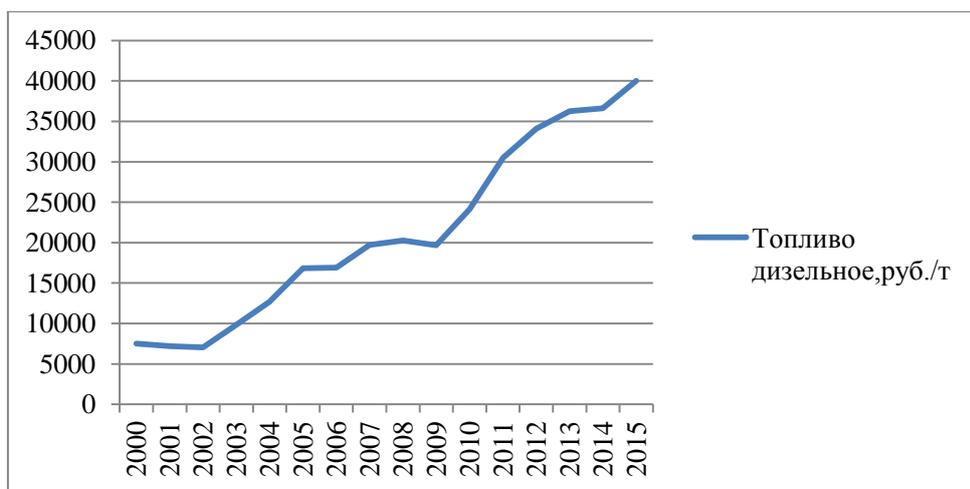


Рисунок 1.18 – Динамика средних цен на дизельное топливо для промышленных потребителей в РФ [25]

Это неизбежно отражается на себестоимости производимой продукции и в конечном итоге становится «тормозом» для развития производства.

### **1.5 Характеристика основных источников энергии для предприятий горнодобывающей промышленности**

Любой технологический процесс требует определенного расхода топлива, электрической и тепловой энергии. Расходы на энергетические ресурсы (ЭР) современного промышленного предприятия является одной из основополагающих статей. Размер ее зависит от номенклатуры выпускаемой продукции, оборудования и от организации взаимодействия источников ЭР и их потребителей.

Энергообеспечение предприятия может осуществляться с применением различных способов взаимодействия с поставщиками электроэнергии и тепла, каждый из которых имеет свои достоинства и недостатки. Так на предприятии могут быть применены такие варианты энергообеспечения как: автономное энергообеспечение (собственные источники), энергообеспечение за счет подключения к централизованным электрическим сетям, работа параллельно с сетью без передачи мощности в сеть (смешанный режим), а также существует еще один вариант, к сожалению, так и не нашедший пути реализации в условиях российской экономики, работа параллельно с сетью с передачей излишков энергии в сеть [26].

Энергоснабжение предприятия имеет специфические особенности, состоящие в необходимости немедленного использования произведенной энергии и неравномерной потребности в ней в течение суток и времени года. Поэтому бесперебойное снабжение энергией должно обеспечиваться за счёт создания резервов мощностей энергетического оборудования. В связи с этим наиболее совершенной и экономичной системой энергоснабжения предприятия является централизованное энергоснабжение. В этом случае предприятие получает электрическую энергию от центральной (единой) электрической системы (через подстанцию предприятия), пар – по тепловой сети районной энергетической системы или теплоэлектроцентрали, газ – из сети дальнего газоснабжения природным газом.

К сожалению, две трети территории России находится вне сетей централизованного энергоснабжения (рис. 1.19).

В связи с этим возникает задача транспортирования электроэнергии от станций к потребителям. Эту задачу выполняют электрические сети, состоящие из воздушных и кабельных линий электропередач (ЛЭП), а так же повышающих (понижающих) подстанций (ПС) [26].

Передача электрической энергии от электростанций до больших городов или промышленных центров на расстояния тысяч километров является сложной научно-технической проблемой.

На рисунке 1.20 представлена схема линии передачи электроэнергии от электростанции до потребителя. Она дает представление об использовании трансформаторов при передаче электроэнергии.

Несмотря на то, что ЛЭП обеспечивает бесперебойность подачи энергии потребителям не зависимо от их месторасположения сам процесс передачи электроэнергии на расстояние сопровождается существенными потерями за счет нагревания проводов (закон Джоуля-Ленца).



Рисунок 1.19 – Карта энергообеспеченности России [27]



Рисунок 1.20 – Условная схема высоковольтной линии передачи [26]

В таблице 1.4 приведена структура фактических потерь электроэнергии в электрических сетях России за 2010 год.

Таблица 1.4 – Структура фактических потерь электроэнергии в электрических сетях России за 2010 год [28]

| № п/п | Структурные подразделения электросетевого комплекса     | Потери в сетях   |            |
|-------|---|------------------|------------|
|       |   | млн. кВт·ч в год | % от всего |
| 1     | ФСК ЕЭС   | 22 525           | 18,3       |
| 2     | Холдинг МРСК  | 55 987           | 45,5       |
| 3     | «Иркутские электрические сети»                          | 3 836            | 3,1        |
| 4     | «Региональные электрические сети Новосибирской области» | 1 943            | 1,6        |
| 5     | «Башкирэнерго»  | 1 973            | 1,6        |
| 6     | «Татэнерго»   | 1 690            | 1,4        |
| 7     | «Дальневосточная распределительная сетевая компания»    | 2 039            | 1,7        |
| 8     | Итого: ФСК+РСК  | 89 993           | 73,20      |
| 9     | «Якутскэнерго»  | 769              | 0,6        |
| 10    | «Камчатскэнерго»  | 194              | 0,2        |
| 11    | «Магаданэнерго»   | 91               | 0,07       |
| 12    | «Сахалинэнерго»   | 357              | 0,28       |
| 13    | Итого: отдельно работающие РСК                          | 1 411            | 1,15       |
| 14    | Муниципальные эл. сети (эсп. оценка)                    | 25 000           | 20,29      |
| 15    | РЖД   | 3 500            | 2,84       |
| 16    | «Газпром»   | 495              | 0,40       |
| 17    | «Транснефть»  | 2 282            | 1,85       |
| 18    | Прочие  | 500              | 0,27       |
| 19    | Всего   | 123 181          | 100        |

Способы уменьшения потерь:

– уменьшение сопротивления проводов, но увеличение их диаметра (невыгодно и может быть осуществлено лишь в небольших пределах);

– уменьшение силы тока путем повышения напряжения (использование трансформаторов). При очень большой длине линии передача энергии может стать экономически невыгодным.

Кроме того состояние энергетической отрасли в настоящее время характеризуется нарастанием дефицита генерирующих мощностей и недостаточным уровнем развития электрических сетей. Все это негативно отражается на производственной деятельности промышленных предприятий.

Решением проблемы энергообеспечения удаленных горнодобывающих предприятий является строительство объектов собственной генерации [29]:

- дизельная электростанция (ДЭС);
- малая теплоэлектроцентраль (мини-ТЭЦ);
- атомная станция малой мощности (АСММ).

Дизельная электростанция – это энергетическая установка, оборудованная электрическим генератором с приводом от дизельного двигателя внутреннего сгорания, существуют также электростанции с приводом от бензинового двигателя [30].

Бензиновый двигатель обойдется заметно дешевле, однако дизельный прослужит дольше и гораздо более экономичен в эксплуатации.

Дизельные электростанции используются в местах, где нет прямого выхода к электрической сети, в качестве основного или резервного источника электропитания.

Бывает два типа дизельных электрических станций: передвижные (мобильные) и стационарные (контейнерные).

Основным элементом ДЭС является дизель-генератор (рисунок 1.21), собранный на общей сварной раме.

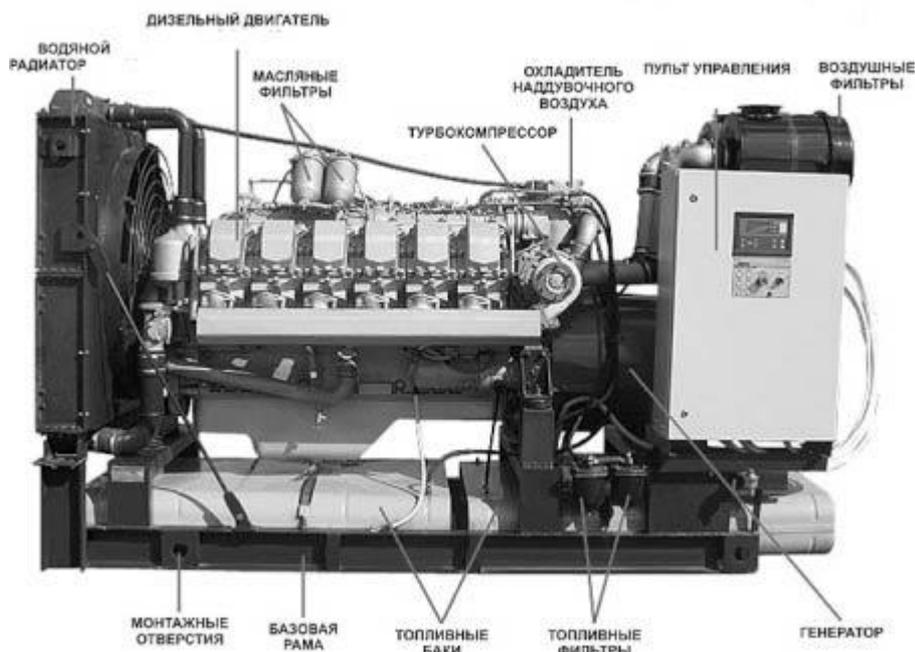


Рисунок 1.21 – Схема дизель-генератора [30]

Мини-ТЭЦ (малая теплоэлектроцентраль) – это компактная электростанция, которая производит одновременно электрическую и тепловую энергию. Использование в практических целях отработавшего тепла силовых агрегатов электростанций, является отличительной особенностью мини-ТЭЦ и носит название когенерация (теплофикация) [30].

В мини-ТЭЦ используются электросиловые агрегаты следующих типов:

- газопоршневые;
- газотурбинные;
- микротурбинные.

Используемая на мини-ТЭЦ технология когенерации повышает эффективность использования топлива с 58% для отдельного производства тепла и электроэнергии до 90% при совместной выработке (рис. 1.22).

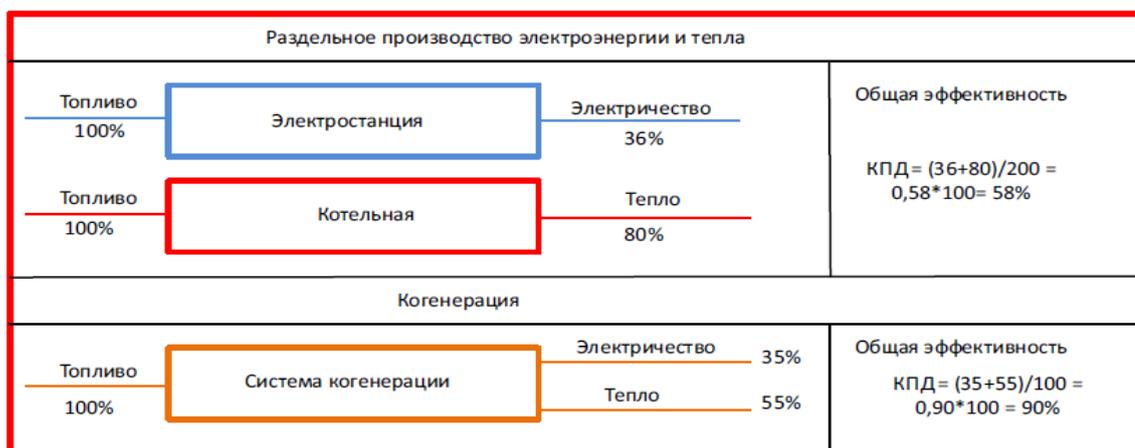


Рисунок 1.22 – Эффективность использования топлива при различных вариантах энергоснабжения [31]

Современные мини-ТЭЦ могут работать на любом виде топлива (газ, жидкое и твердое топливо), что позволяет вовлечь в оборот местные источники топливно-энергетического сырья.

Варианты размещения мини-ТЭЦ [30]:

- стационарные мини-ТЭС (в здании). В случае наличия свободного помещения или готовности предприятия построить специальное помещение под энергокомплекс установка может быть размещена непосредственно в здании;

- модульные мини-ТЭС (в контейнере). Для ввода энергокомплекса в эксплуатацию в сжатые сроки, в отсутствие возможности строительства собственного здания под электростанцию, требуется оборудование высокой заводской готовности, которое позволит избежать длительный этап строительства здания и монтажных работ. Для таких ситуаций предпочтителен выбор энергокомплекса в контейнерном исполнении. При этом дополнительным преимуществом является возможность оперативного изменения местоположения энергоцентра.

АСММ являются одними из наиболее перспективных представителей класса энергоустановок малой мощности для регионов децентрализованного энергоснабжения [32]. Они более надежны при эксплуатации, чем возобновляемые источники энергии, и их производительность не зависит от природно-климатических условий (скорости ветра, потока солнечной радиации). АСММ не нуждаются в постоянной доставке больших объемов топлива, ряд проектов АСММ предусматривают длительный интервал работы реактора между перегрузками.

К сожалению, трагедии на Чернобыльской АЭС и АЭС «Фукусима» пошатнули уверенность человечества в том, что за атомной энергетикой будущее и данный вариант собственной генерации применяется реже, чем вышеперечисленные.

В целом у выработки собственной энергии есть существенные преимущества:

- позволяет избежать затрат на строительство дорогостоящих линий электропередач;
- исключаются потери при передаче энергии;
- отпадает необходимость финансовых затрат на выполнение технических условий на подключение к сетям энергосистемы;
- бесперебойное снабжение электроэнергией потребителя;
- электроснабжение качественной электроэнергией, соблюдение заданных значений напряжения и частоты;
- возможно, получение прибыли (продажа излишков электроэнергии).

Для выбора рационального варианта энергоснабжения горнодобывающих предприятий невозможно предложить стандартные решения, поскольку этот выбор зависит от множества факторов, основными из которых являются производительность предприятия и, следовательно, требуемые энергетические мощности, удаленность от транспортных и энергетических центров, наличие местных топливных ресурсов и т.д. В таблице 1.5 представлена сравнительная характеристика источников энергоснабжения предприятий.

Таблица 1.5 – Сравнительная характеристика источников энергоснабжения

| Достоинства   | Недостатки  | Целесообразность подключения  |
|---|---|---|
| <b>Централизованное энергоснабжение</b>   |   |   |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>- низкая стоимость электроэнергии;</li> <li>- надежность энергоснабжения за счет параллельной работа электростанций.</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- потери электроэнергии при транспортировке;</li> <li>- большая длина передающих линий;</li> <li>- зависимость от поставщиков энергии;</li> <li>- низкое качество электрической энергии;</li> <li>- вероятность возникновения крупных системных аварий.</li> </ul> | <p>Данный вариант является оправданным для перспективных и строящихся рудных объектов, расположенных вблизи существующих ЛЭП или электростанций с дешевой энергии.</p>                      |
| <b>Дизельная электростанция</b>   |   |   |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>- экономичность расхода топлива;</li> <li>- относительная безвредность относительно многих других источников энергии;</li> <li>- недорогое обслуживание дизельного оборудования;</li> <li>- безопасность оборудования и как следствие производства в целом;</li> <li>- высокая продолжительность работы без перерыва;</li> <li>- портативность и мобильность подобных электростанций.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- высокая стоимость топлива и оборудования (дизель генераторов);</li> <li>- частый ремонт.</li> </ul>  | <p>Целесообразна для месторождений минерально-сырьевых ресурсов, расположенных вдалеке от топливных месторождений, а также при наличии повышенных требований к бесперебойности питания.</p> |

Продолжение таблицы 1.5

| Мини-ТЭЦ   |   |   |
|--|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>- комбинирование процесса производства электроэнергии и тепла;</li> <li>- низкая стоимость вырабатываемого тепла;</li> <li>- КПД мини-ТЭЦ значительно превосходит КПД традиционных ТЭЦ;</li> <li>- возможность использования в качестве топлива отходов других производств;</li> <li>-экологическая безопасность.</li> </ul>        | <ul style="list-style-type: none"> <li>- срок окупаемости мини-ТЭЦ зависит от ее загрузки. Если она эксплуатируется с полной нагрузкой, то ее окупаемость занимает минимальный срок (обычно от 3-х до 5-ти лет), в противном случае для достижения окупаемости уйдут многие годы;</li> <li>- при частом чередовании пуска и остановки установок нарастает возможность сбоев.</li> </ul> | <p>Является приоритетным вариантом энергоснабжения предприятий, расположенных вблизи от разрабатываемых или планируемых к разработке месторождений топливно-энергетических ресурсов. Либо существует возможность использования отходов производства, которые можно использовать в качестве топлива.</p> |
| Атомная станция малой мощности   |   |   |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>- можно строить везде, независимо от энергетических ресурсов района;</li> <li>- топливо отличается очень большим содержанием энергии;</li> <li>- низкий расход топлива;</li> <li>- минимум обслуживающего персонала;</li> <li>- отсутствие вредных выбросов;</li> <li>- низкая себестоимость энергии, особенно тепловой.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- облучённое топливо опасно, требует сложных и дорогих мер по переработке и хранению;</li> <li>- тяжелые последствия в случае аварии;</li> <li>- большие капитальные вложения, как удельные, на 1 МВт установленной мощности, так и общие, необходимые для постройки станции, её инфраструктуры, а также в случае ликвидации.</li> </ul>         | <p>Местами приоритетного размещения являются труднодоступные районы со сложной транспортной схемой и значительным перспективным ростом электрических и тепловых нагрузок.</p>   |

Экономическая целесообразность применения того или иного варианта энергообеспечения для горнодобывающих предприятий определяется большим количеством факторов. Основной перечень факторов, влияющих на экономику вопроса:

- капитальные затраты на покупку мощности или строительство собственной электростанции (сравнительный анализ);
- расчёт сроков возврата капитальных затрат на строительство электростанции (сравнительный анализ себестоимости производства энергии и внешнего регионального тарифа);
- стоимость топлива, необходимого для обеспечения собственной генерации на предприятии;
- эксплуатационные затраты (затраты на персонал, ремонт, налоги и т.д.).

Однако решающим фактором является сравнение стоимости энергии, покупаемой у сети и себестоимости собственного производства. Т.к. первый и самый главный вопрос, который волнует собственников предприятия – насколько дешевле себестоимость производства собственной электроэнергии по сравнению с ее покупкой в энергосбытовой компании.

Таким образом, экономика применения того или иного источника энергоснабжения, зависит от большого числа параметров, каждый из которых, в зависимости от специфики объекта и его территориального расположения вносит свои коррективы, влияющие на итоговую экономику вопроса.

## **2 Исследование затрат при использовании разных источников электроснабжения**

В условиях современной российской экономики чрезвычайно остро стоит вопрос конкурентоспособности предприятий на российском рынке, как по отношению к отечественным производителям, так и в отношении мирового производителя.

Конкурентоспособность производственного предприятия напрямую связана с конкурентоспособностью его продукции и одним из важнейших факторов, влияющих на нее, является энергоемкость продукции или доля энергетической составляющей в ее себестоимости.

Доля энергетической составляющей в себестоимости промышленной продукции в нашей стране в среднем составляет 18% и имеет тенденцию к увеличению [22]. В связи с этим важной задачей для отечественных предприятий является поиск наиболее надежного и экономичного источника энергообеспечения своей производственной деятельности.

Ранее уже были рассмотрены два основных способа получения предприятиями электрической энергии: централизованное энергоснабжение и собственная генерация. Оба варианта обладают как преимуществами, так и недостатками и могут быть применены в зависимости от территориального расположения объекта энергоснабжения.

Сетевая энергия является наилучшим вариантом для предприятий, потому как это наиболее надежный источник питания и стоимость такой электроэнергии дешевле, чем на собственных заводских электростанциях. Однако, подключение к сетям централизованного энергоснабжения не всегда возможно или экономически выгодно.

В настоящее время все больший интерес для предприятий представляют автономные источники энергоснабжения. Это связано с тем, что многие из них расположены в труднодоступных районах за десятки или сотни километров от ближайших систем централизованного энергоснабжения.

По данным Агентства по прогнозированию балансов в энергетике, сектор малой электроэнергетики в России насчитывает более 50 тыс. объектов собственной генерации, общая мощность которых составляет порядка 17 ГВт (8% от всей установленной мощности страны). Общая их годовая выработка электроэнергии – достигает 5% от общей выработки в стране [33].

К сожалению, реализация проекта по организации электроснабжения промышленного предприятия связана с рядом рисков, обусловленных как спецификой энергетического бизнеса, так и их вовлеченностью в бизнес-процессы предприятия. Риски, прежде всего, вызваны неопределенностью в силу неоднозначного развития определенных событий в будущем, незнания и невозможности точного предсказания основных показателей деятельности

предприятия, неполноты и неточности исходной информации об условиях реализации проекта и связанных с ним затратах и результатах [34].

В связи с вышесказанным прежде чем сделать выбор в пользу одного из вариантов необходимо провести сравнительный анализ стоимости приобретения энергии у сетевой компании и себестоимости ее производства на объектах собственной генерации.

Содержание такого сравнительного анализа уникально для каждого отдельного объекта. Однако, разница будет видна только в величине затрат для получения энергии в связи с наличием разного набора влияющих факторов.

Таким образом, при принятии решения о выборе варианта энергоснабжения для предприятия необходимо сравнить затраты, необходимые для их реализации.

## **2.1 Стоимость сетевой электроэнергии**

При выборе централизованного энергоснабжения предприниматель, прежде всего, столкнется с необходимостью технологического присоединения к сетям энергосистемы.

Технологическое присоединение к электрическим сетям представляет собой услугу, которая оказывается сетевыми организациями заинтересованным лицам (предприятиям) для создания технической возможности для потребления электроэнергии. Результатом является присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) потребителя к объектам сетевого хозяйства [35].

В зависимости от предполагаемого количества электроэнергии, а также от наличия или отсутствия инфраструктуры передачи электроэнергии – трансформаторных подстанций (ТП), линий электропередач или электрокабелей – предпринимателю придется за свой счет построить ТП и провести ЛЭП. А после этого безвозмездно передать все оборудование на баланс сетевой компании. Т.е. это будут капитальные вложения предприятия.

Технологическое присоединение это сложный и дорогостоящий процесс.

Ориентировочная стоимость трансформаторной подстанции высокой степени готовности 6,3/0,4 кВ в зависимости от мощности (до 5 МВт) начинается от 2 млн. рублей. Причем трансформаторные подстанции отличаются друг от друга по составу оборудования и исполнению, невозможно определить её стоимость при отсутствии проектной документации [36].

Проектная документация на трансформаторной подстанции оплачивается отдельно, как и дополнительные услуги-работы, среди которых:

- проект прокладки сетей;
- монтаж, наладка и сдача ТП эксплуатирующей организации;

– шеф-монтаж (набор экспертно-консультационных услуг) поставляемого оборудования;

– техническая поддержка заказчика.

Каждая высоковольтная ячейка обходится в среднем в 600 тысяч рублей. Строительство ЛЭП с напряжением 6,3 кВ обойдется в среднем от 250 до 700 тыс. руб. за 1 км трассы [36].

Т.к. затраты на строительство ЛЭП начисляются за каждый километр, то чем длиннее линия электропередач, тем больше расходы предприятия на подключение к сети.

Таким образом, в размер платы за присоединение включаются средства для компенсации расходов сетевой организации на проведение мероприятий по технологическому присоединению объекта к электрическим сетям.

Кроме прямых капитальных затрат на техническое присоединение к сетям энергосистемы предприятию-заказчику требуется оплатить тариф на поставку электрической энергии. Это текущие затраты предприятия.

Каждый год федеральными органами по тарифам РФ устанавливаются наиболее оптимальные уровни минимума и максимума тарифов. Эксперты по энергетике предоставляют региональным исполнительным властям в области регулирования тарифов на государственном уровне материалы расходов по содержанию энергосетей, где они оцениваются специалистами с точки зрения целесообразности. На основании обработанных данных определяется стоимость энергии, то есть тариф [37].

В России действует двухуровневый рынок электроэнергии: оптовый и розничный (рис.2.1).



Рисунок 2.1 – Поставка электроэнергии предприятиям []

На оптовом рынке поставщики электроэнергии (генерирующие компании, импортеры электроэнергии) продают покупателям (гарантирующим поставщикам, сбытовым компаниям, крупным потребителям, экспортерам электроэнергии) два товара – электроэнергию и мощность.

На розничном рынке гарантирующие поставщики и сбытовые компании реализуют купленную на оптовом рынке электроэнергию конечным потребителям.

Гарантирующий поставщик – энергосбытовая компания, обязанная заключить договор с каждым обратившимся к ней потребителем в зоне ее деятельности. Договор с гарантирующим поставщиком носит публичный характер – это значит, что его условия прозрачны и одинаковы для всех потребителей. Зона обслуживания гарантирующего поставщика, как правило, совпадает с границами субъекта федерации.

Прочие, не снабжающие население, энергосбытовые компании могут заключать договоры с потребителями на любых условиях, в том числе в части установления цен на электроэнергию [37].

На розничном рынке возможна как покупка по двум тарифам на электроэнергию и мощность (двуставочный тариф), так и покупка по единому тарифу на электроэнергию с учетом цены мощности (одноставочный тариф).

На большей части территории России электроэнергия поставляется потребителям с оптового рынка. Территорию РФ по порядку осуществления расчета стоимости электроэнергии для юридических лиц можно разделить на две составляющие: ценовые и неценовые зоны (рис. 2.2).



Рисунок 2.2 – Зоны оптового рынка [40]

Ценовая зона – это часть территории РФ, где возможна конкуренция между участниками оптового рынка электроэнергии и мощности. Гарантирующие поставщики, производят расчеты с потребителями с использованием цены, которая меняется каждый месяц, но которая не должна быть больше предельного уровня нерегулируемых цен. Чаще всего, цена, применяемая для расчетов с потребителями равна предельному уровню нерегулируемых цен [38].

Существует две ценовые зоны [39]:

– первая ценовая зона (территория Европейской части России и Урала);

– вторая ценовая зона (Сибирь).

Кроме того, есть так называемые неценовые зоны (регионы Дальнего Востока, Архангельская область, Калининградская область и Республика Коми). На этих территориях конкуренция пока по различным техническим причинам невозможна. Электроэнергия для предприятий в вышеуказанных регионах поставляется по регулируемым ценам, которые утверждаются местным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов. Однако даже в этом случае гарантирующие поставщики транслируют все небалансы стоимости приобретённой электроэнергии с оптового рынка на потребителей.

Таким образом, стоимость электроэнергии для промышленных потребителей неодинакова и зависит от их территориального размещения.

В целом схема расчета тарифов на электроэнергию для предприятий одинакова для всех ценовых категорий электроэнергии и рассчитывается на основе следующих параметров [38]:

– цена покупки на оптовом рынке, тыс. руб. за МВт/ч (меняется ежемесячно);

Основу цены на электроэнергию, как и для любого другого вида продукции, составляет ее себестоимость.

Основным видом материальных затрат в структуре себестоимости производства электроэнергии являются затраты на топливо. Это означает, что рост или падение цен на энергоресурсы так или иначе будет напрямую влиять на конечную цену электроэнергии.

При этом доля затрат на топливо имеет широкий диапазон колебаний, что объясняется большими различиями в рыночных ценах на топливо в зависимости от его вида, теплоты сгорания и дальности транспорта.

Кроме того, для электростанций характерна высокая стоимость основных производственных фондов. Т.к. размер электростанции влияет на цену оборудования, то себестоимость вырабатываемой электроэнергии будет существенным образом зависеть от ее мощности. Чем больше мощность электростанции, тем меньше стоимость киловатт-часа вырабатываемой энергии.

– тариф за услуги по передаче электроэнергии от производителя до потребителя. Устанавливается местным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов. Размер этой платы, как правило, устанавливается в тыс. руб. за МВт/ч;

Тариф за услуги по передаче электроэнергии предусматривает оплату содержания электрических сетей и технологического расхода (потерь) в электрических сетях.

Размер оплаты содержания электрических сетей и устройств преобразования электроэнергии зависит от капитальных затрат на их строительство. Чем выше эти затраты, тем больше они влияют на затраты по ремонтно-эксплуатационному обслуживанию сетей (через амортизационные отчисления).

Технические потери электроэнергии обусловлены физическими процессами, происходящими при ее передаче по электрическим сетям и зависят от пропускной способности линии электропередач, ее протяженности, поперечного сечения провода и т.д. Поскольку эти потери связаны с процессом передачи, то их стоимость включается в стоимость транспортировки электроэнергии.

– сбытовая надбавка гарантирующего поставщика. Это плата организации, покупающей для предприятия-потребителя энергию на оптовом рынке. Рассчитывается региональной энергетической комиссией (РЭК). Устанавливается в тыс. руб. за МВт/ч, меняется раз в год;

– оплата услуг инфраструктурных организаций. Это плата за услуги, являющиеся неотъемлемой частью процесса электроснабжения. Сюда относятся плата ОАО «СО ЕЭС» (отвечает за надежность) ЗАО «ЦФР» (координирует расчеты на оптовом рынке электроэнергии между производителями и покупателями). Стоимость этих услуг устанавливается Федеральной службой по тарифам (ФСТ РФ). Обычно этот параметр меняется не чаще раза в год.

На рисунке 2.3 представлена структура стоимости электроэнергии.



Рисунок 2.3 – Структура стоимости электроэнергии по данным 2014 г. [39]

Из рисунка 2.4 видно, что наибольшую долю в тарифе занимают цена приобретения энергии и услуги по ее передаче. Их суммарная доля в структуре стоимости электроэнергии составляет 90%.

## **2.2 Себестоимость производства электроэнергии автономными источниками**

В настоящее время малая энергетика включает в себя несколько основных видов электростанций, о которых уже было упомянуто в пункте 1.4. Это мини-ТЭЦ, дизельные электростанции и атомные станции малой мощности.

Несмотря на то, что себестоимость производства энергии на АСММ считается одной из самых дешевых, этот вариант электроснабжения не будет рассмотрен в данной работе. Причинами такого решения служат:

- высокая стоимость и сложность строительства;
- высокие требования к безопасности и сложность обслуживания;
- проблема захоронения радиоактивных отходов;
- вероятность аварий, последствия которых гораздо тяжелее, чем на других видах электростанций.

Таким образом, под объектами собственной генерации в дальнейшем описании будут подразумеваться только мини-ТЭЦ и ДЭС.

Выбор генерирующей установки является важным моментом при решении вопроса о децентрализации энергоснабжения. И первый задаваемый вопрос – сколько она будет стоить. В связи с этим основная совершаемая ошибка потенциального покупателя технологии в старте проекта состоит в том, что он не различает два основных аспекта данного вопроса, а именно: стоимость генератора и стоимость реализации проекта в целом [41].

Для предварительной оценки стоимости реализации проекта по строительству объектов собственной генерации, необходимо учитывать[42]:

- основное оборудование;

Стоимость основного оборудования зависит от исходной суммарной максимальной мощности, необходимой для обеспечения нужд предприятия и выбора количества агрегатов с расчётной оптимальной единичной мощностью, которые войдут в состав станции.

Мощность энергоустановки в качестве основного источника электроэнергии определяется в зависимости от максимальной потребной электрической нагрузки. При этом необходимо учитывать расход электроэнергии на собственные нужды энергообъекта, а так же предусматривать резервирование мощностей, которое позволит обеспечить необходимый технический уровень надежности энергоснабжения промышленного предприятия.

Эффективность использования той или иной энергоустановки зависит от коэффициента использования установленной мощности, то есть снижение себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии достигается увеличением числа часов

использования установленной мощности. Такая зависимость основана на уменьшении постоянной составляющей издержек (расходы на амортизацию, ремонт и т.д.) в расчете на 1 кВт·ч произведенной электроэнергии. То есть, чем дороже энергоустановка, чем большей топливной экономичностью она обладает, тем более чувствительной оказывается себестоимость электроэнергии к изменению производства электроэнергии [41].

– прочее оборудование, обусловленное расположением источника электроэнергии относительно предприятия;

При выборе места для объекта собственной генерации, разработке концепции энергообеспечения предприятия, необходимо учитывать фактор расстояния до потребителей энергии, а как следствие, потребность в дополнительном электротехническом оборудовании (трансформаторные подстанции, дорогостоящие кабельные линии). Необходимо чётко понимать, какой генератор будет применяться, как будет трансформироваться напряжение в сетях, а самое главное, сколько это стоит на этапе строительства и в последующей эксплуатации.

К этому элементу затрат также стоит отнести прочие инженерные сети, с помощью которых осуществляется доставка топлива (например, газопровод).

– работы, связанные с проектированием источника генерации;

Проектирование источников собственной генерации это сложная комплексная задача, состоящая из большой совокупности различных факторов и особенностей работы объекта энергоснабжения. Стоимость проектных работ рассчитывается исходя из 6-8% от предварительной стоимости источника электроэнергии.

– работы по пуско-наладке.

Пусконаладочные работы представляют собой комплекс мероприятий по вводу в эксплуатацию подготовленного и смонтированного на предприятии энергетического оборудования. Главной целью пуско-наладки является проверка и настройка генераторной установки.

Стоимость пусконаладочных работ рассчитывается исходя из 10% от стоимости оборудования.

Все работы связанные с вводом в эксплуатацию объектов собственной генерации проводятся компаниями-подрядчиками и являются единовременными затратами предприятия.

Величина капитальных вложений так же зависит от типа исполнения генерирующей установки: стационарная (в здании) или модульная (контейнере) [30].

Стационарная установка подразумевает расположение внутри специально выделенного здания или в отдельном помещении уже имеющегося, оборудованном всеми необходимыми инженерными коммуникациями и соответствующем нормативным требованиям безопасности. Такая система может быть открытого типа либо закрываться шумоизолирующим кожухом.

Мобильное размещение характерно для станций сравнительно небольшой мощности. Их ключевые преимущества – быстрая готовность к работе, несложность в подключении и осуществлении запуска своими руками, возможность оперативного перемещения на другое место (в случае необходимости). Контейнер, содержащий такую готовую систему, также может оборудоваться шумоизолирующим кожухом.

Для ситуаций, когда ввод энергокомплекса в эксплуатацию необходим в сжатые сроки или в отсутствие возможности строительства собственного здания под электростанцию предпочтителен выбор энергокомплекса в контейнерном исполнении. При этом дополнительным преимуществом является возможность оперативного изменения местоположения энергоцентра.

Таким образом, финансовые возможности предприятия, наличии специальных требований к генераторам (например, шумоподавление), сложные погодные условия (холод или жара), а так же требования к их перемещению и транспортировке, вынуждают пользователей изменять их тип исполнения.

После осуществления капитальных затрат для ввода объектов собственной генерации в эксплуатацию необходимо произвести текущие затраты, которые включают [41]:

- материальные затраты (топливо, расходные материалы);
- затраты на оплату труда;
- амортизацию;
- прочие затраты.

Себестоимость энергии, произведённой собственной электростанцией, главным образом зависит от: затрат на покупку топлива для работы установки и затрат на техническое обслуживание.

При автономном электроснабжении могут применяться различные виды топлива:

- газообразное (природный газ и все прочие горючие газы);
- жидкое (различные нефтепродукты);
- твердое (древесного происхождения, биоматериалы и др.).

Так как перечень видов топлива применяемых на объектах собственной генерации весьма разнообразен, выбор одного из них главным образом зависит от его доступности и целесообразности применения в данной местности. К примеру, в лесном горном районе, отдаленном от любых центральных систем снабжения, куда периодическая доставка нефтепродуктов дорога и едва ли вообще осуществима, имеет смысл использовать в этом качестве древесные отходы местного деревообрабатывающего предприятия. Последнее, таким образом, даст его же питающей станции материал для работы. Причем зачастую, организация подобной системы возможна на базе уже используемых устройств и оборудования.

Стоимость покупки топлива складывается из самой цены на него и оплаты на транспортировку. Значит, чем ближе находится поставщик топлива, тем дешевле оно обойдется [42].

От вида и характеристики топлива зависят экономичность работы оборудования, расходы на подготовку топлива и собственные нужды установок, а также капитальные затраты на сооружения.

Очень важно в эксплуатационных затратах учесть издержки на техническое обслуживание и ремонт оборудования, так как их доля в общих затратах составляет около 30%.

Эксплуатационные затраты на техническое обслуживание и ремонт должны определяться исходя из регламента ремонтного цикла. Его структура представляет определенную последовательность установленных видов ремонта в период между вводом в эксплуатацию и первым капитальным ремонтом.

Наиболее целесообразно применить следующую классификацию видов ремонтно-обслуживающих воздействий (рис. 2.5).



Рисунок 2.5 – Виды ремонтно-обслуживающих воздействий [30]

Для обеспечения работоспособности генерирующих установок, вплоть до их списания, должны проводиться текущие и капитальные ремонты. Плановые текущие ремонты, как правило, неодинаковы по выполняемому объему работ, поэтому подразделяются на виды. Завершающим в ремонтном цикле является плановый капитальный ремонт. В промежутках между плановыми ремонтами осуществляется межремонтное обслуживание. Цель его – максимально уменьшить интенсивность отказов оборудования в этот период времени и оперативно устранять все-таки произошедшие отказы. Выполнение определенных видов и объемов ремонта на практике

для отдельных генерирующих установок различных заводов-изготовителей производится исходя из фактического технического состояния оборудования, определяемого периодическими техническими осмотрами с применением диагностических средств.

Текущий ремонт производится по месту установки оборудования, а капитальный – на базе завода-изготовителя.

### 2.3 Отбор ключевых факторов для построения модели выбора источника энергии для горнодобывающего предприятия

Проведенное исследование показало, что независимо от источника электроэнергии предприятие несет как капитальные, так и текущие затраты (рис. 2.5). Источник электроснабжения может быть выбран на основании сравнения экономических показателей: капитальные затраты на 1 МВт установленной мощности и себестоимость 1 кВт\*ч вырабатываемой электроэнергии.

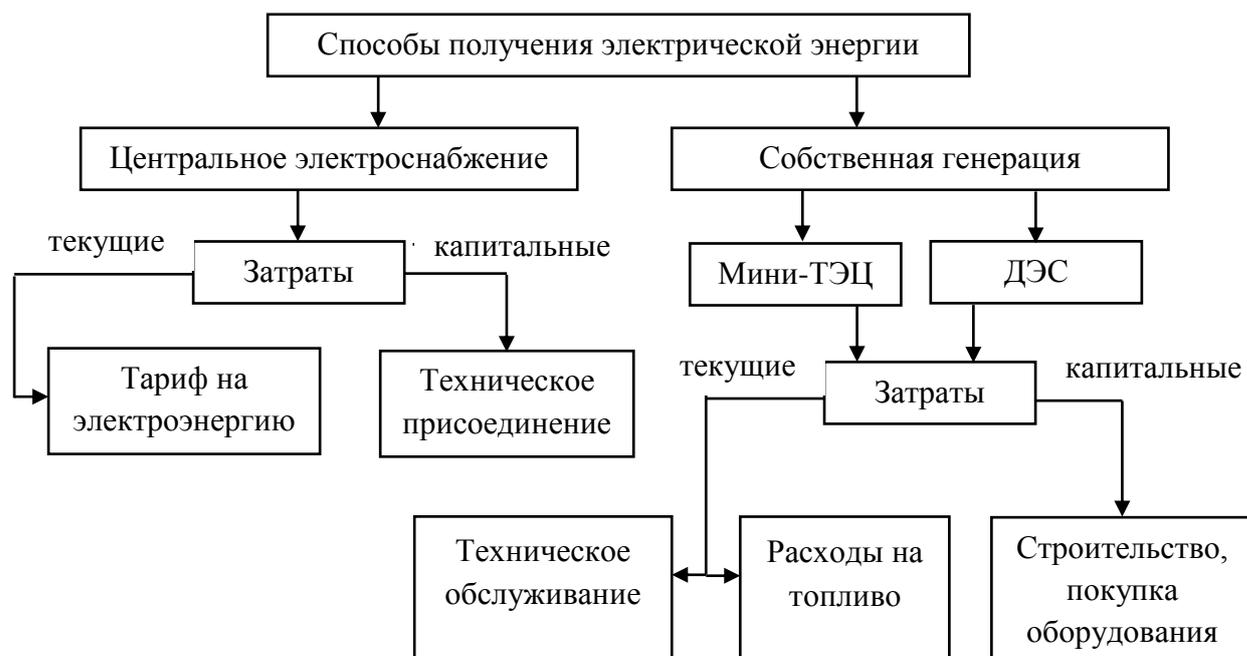


Рисунок 2.5 – Затраты предприятия при использовании разных источников электроснабжения

Исследование так же подтверждает наличие схожих факторов влияния на стоимость сетевой электроэнергии и себестоимость производства собственной. Основные факторы представлены на рисунке 2.6. Однако существуют и другие не менее важные факторы как: тип электростанции, климатические условия, развитость инфраструктуры и другие.

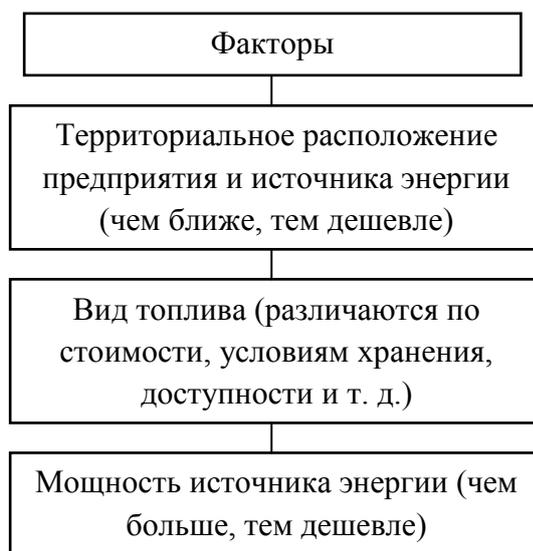


Рисунок 2.6 – Факторы, влияющие на стоимость сетевой электроэнергии и себестоимость производства собственной

Таким образом, выбор источника энергоснабжения зависит от:

- единовременных и эксплуатационных затрат;
- технико-экономического уровня энергоустановки;
- цен на энергетическое топливо и их соотношения с ценой электроэнергии;
- объема и характера потребности предприятия в электроэнергии;
- технологических особенностей потребления промышленным предприятием электроэнергии;
- финансовых и организационно-технических возможностей предприятия;
- климатических, экологических, территориальных, социальных условий в месте размещения энергообъекта.

### 3 Разработка модели выбора источника энергии для горнодобывающего предприятия на основе минимизации удельных затрат

Отработка месторождения является неизбежным результатом производственной деятельности горнодобывающих предприятий. Это лишь вопрос времени.

Истощение запасов приводит добытчиков к необходимости поиска новых перспективных месторождений, что, в конечном счете, ведет к проектированию нового предприятия. И, как известно ни один рудник не может начать свою работу без наличия источника энергии.

В таблице 3.1 представлены предполагаемые оставшиеся сроки службы основных рудников компании «Полюс» (данные на конец 2015 года) в соответствии с планами горных работ.

Таблица 3.1 – Предполагаемые оставшиеся сроки службы основных рудников компании «Полюс» (данные на конец 2015 года) [14]

| Название месторождения  | Оставшийся срок службы, лет |
|-------------------------|-----------------------------|
| Благодатное             | 16                          |
| Олимпиадинское          | 13                          |
| Вернинское              | 12                          |
| Куранахское рудное поле | 8                           |
| Титимухта               | 2                           |

Из нее видно, что месторождения золота, также как и любых других полезных ископаемых, постепенно истощаются. Поэтому компания «Полюс» ежегодно занимается геологоразведочной деятельностью в ряде регионов Российской Федерации:

- Красноярском крае;
- Иркутской области;
- Республике Саха (Якутия);
- Магаданской области.

На сегодняшний момент компания провела геологоразведку и оценку запасов двух месторождений: Раздолинское (Раздолинский рудный узел) и Чертово Корято.

Раздолинский рудный узел расположен в среднем течении р. Рыбной в районе п. Раздолинск (рис. 3.1).

Месторождение Чёртово Корято расположено в северной части Бодайбинского района Иркутской области (рис. 3.2), в 170 километрах от золоторудного месторождения «Вернинское». Компания планирует начать добычу золота на Чертовом Коряте в 2018 году.

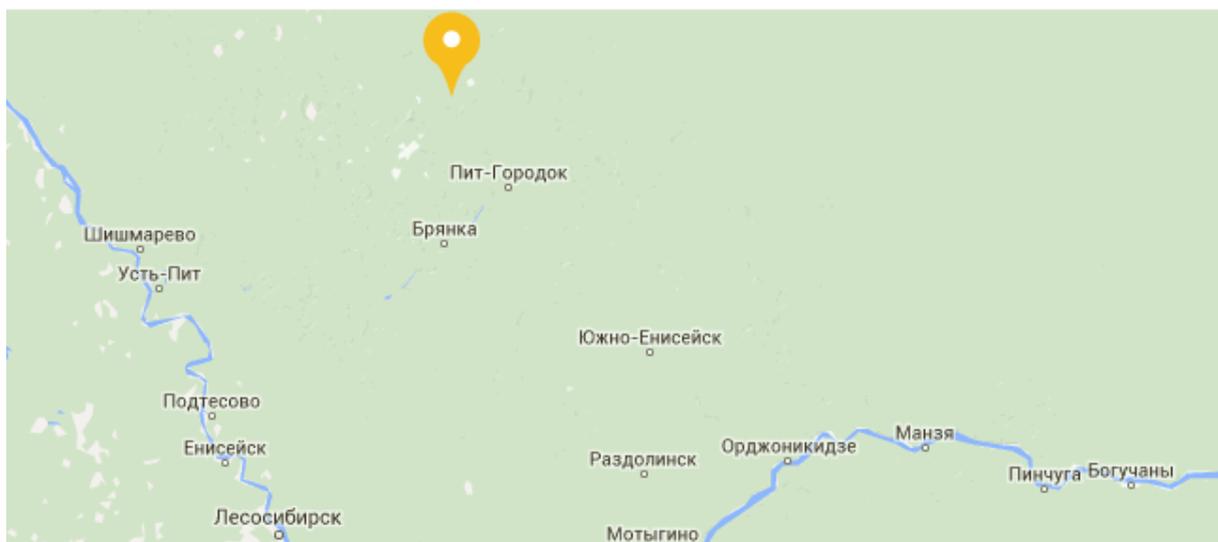


Рисунок 3.1 – Географическое положение месторождения Раздолинское

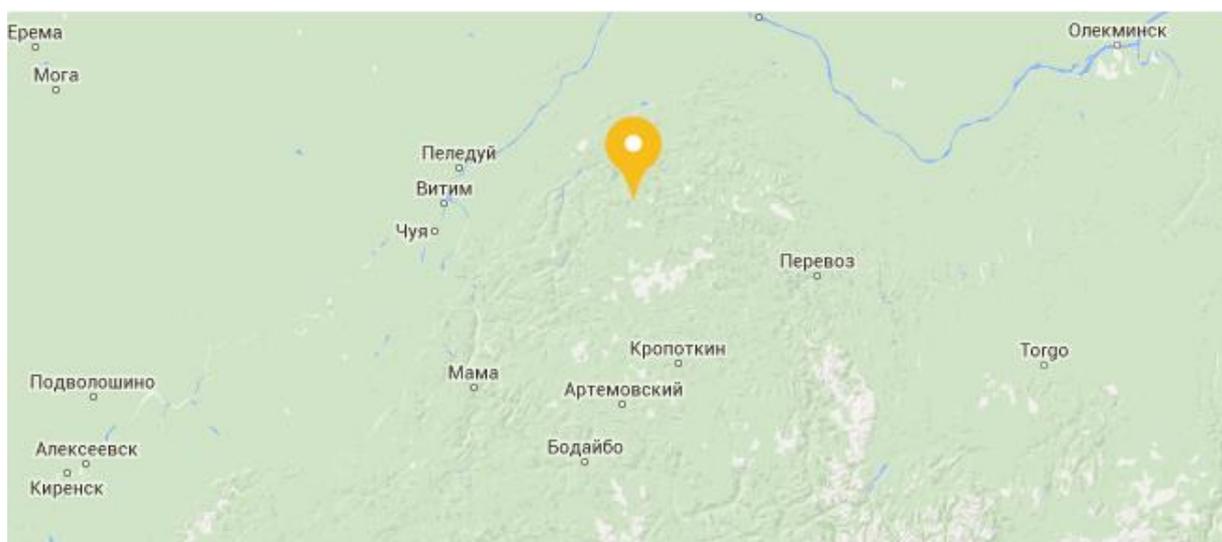


Рисунок 3.2 – Географическое положение месторождения Чертово Корыто

Запасы по данным месторождениям представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Запасы месторождений Раздолинское и Чертово Корыто (по состоянию на 2011 г.)

| Месторождение  | Оцененные    |                 |                  | Выявленные   |                 |                  | Оцененные и выявленные |
|----------------|--------------|-----------------|------------------|--------------|-----------------|------------------|------------------------|
|                | Руда, млн. т | Содержание, г/т | Золото, тыс. унц | Руда, млн. т | Содержание, г/т | Золото, тыс. унц | Золото, тыс. унц       |
| Раздолинское   | 4,8          | 2,3             | 359              | 21,9         | 3,2             | 2 223            | 2 582                  |
| Чертово Корыто | 4,1          | 1,9             | 247              | 46,4         | 1,8             | 2 742            | 2 989                  |

Оба месторождения могут быть обеспечены электроэнергией, как за счет энергосистемы, так и за счет стационарных автономных источников энергии. Поэтому рассмотрим их в качестве примера.

### 3.1 Построение и описание модели

Чтобы оценить выгоду от применения разных вариантов электроснабжения необходимо: разработать модель выбора источника энергии; произвести расчет возможных вариантов, основываясь на построенной модели; сравнить варианты по выбранному критерию.

Исходными данными для построения модели являются исследования, проведенные в предшествующей главе. Из них следует, что сравнение источников электроснабжения должно осуществляться на основе критерия минимизации удельных затрат.

Сутью данного подхода является, что все расходы рассматриваются как осуществляемые одновременно для обеспечения необходимого уровня производства. При сравнении альтернативных вариантов расходы по ним отличаются. Цель заключается в нахождении альтернативы, которая характеризуется низкими удельными затратами. Таким образом, данный подход нацеливает усилия на минимизацию не определенной части, а суммы удельных затрат.

Концепция минимизации удельных затрат в данном случае означает комплексную оценку затрачиваемых ресурсов на получение электроэнергии, т. е.:

$$Z_{уд} = C_{ед} + K_{уд}, \quad (1)$$

где  $C_{ед}$  – стоимость/себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии по вариантам, руб./кВт·ч;

$K_{уд}$  – удельные капиталовложения в 1 кВт присоединенной (установленной) мощности по вариантам, руб./кВт.

Таким образом, для сравнения источников энергии необходимо рассчитать удельные текущие и капитальные затраты на 1 кВт по каждому варианту.

На рисунке 3.3 представлена модель выбора источника энергии для горнодобывающего предприятия на основе минимизации удельных затрат.

Для проведения технико-экономического анализа необходимо представить данную модель в математическом виде. Для этого составим формулы определения капитальных и текущих затрат по вариантам.



Рисунок 3.3 – Модель выбора источника энергии для горнодобывающего предприятия на основе минимизации удельных затрат

### 3.1.1 Разработка модели затрат для централизованного электроснабжения

Расчет капитальных вложений в электросетевое строительство ведется по укрупненным показателям стоимости элементов электрической сети:

$$K_{ц} = K_{пс} + K_{лэп}, \quad (2)$$

где  $K_{пс}$  и  $K_{лэп}$  – соответственно капитальные вложения в сооружение ПС и ЛЭП, руб.

$$K_{пс} = K_{ру} + K_{тр} + K_{ку}, \quad (3)$$

где  $K_{ру}$  – суммарная стоимость распределительных устройств всех напряжений, руб.;

$K_{тр}$  – суммарная стоимость трансформаторного оборудования, руб.;

$K_{ку}$  – суммарная стоимость компенсирующих устройств, руб.

$$K_{лэп} = K_{1 км} * l, \quad (4)$$

где  $K_{1 км}$  – стоимость сооружения 1 км линий, руб.;

$l$  – длина линии, км.

Удельные капиталовложения в 1 кВт присоединенной мощности рассчитывается по формуле:

$$K_{уд}^{ц} = \frac{K_{пс} + K_{лэп}}{W_э} = \frac{K_{ц}}{W_э}, \quad (5)$$

где  $W_э$  – объем электроэнергии потребляемый за весь период эксплуатации месторождения, кВт·ч.

$$W_э = W_a * T, \quad (6)$$

где  $W_a$  – годовой объем потребления электроэнергии, кВт·ч/год;

$T$  – срок эксплуатации месторождения, лет.

$$W_a = N * t * k, \quad (7)$$

где  $N$  – мощность предприятия, МВт;

$t$  – количество часов использования присоединенной мощности в течении года, ч;

$k$  – коэффициент загрузки мощностей, %.

$$T = \frac{Z_p}{ПТ^Г}, \quad (8)$$

где  $Z_p$  – запасы руды, т;

$ПТ^Г$  – годовая производительность рудника, т/год.

Эксплуатационные расходы на приобретение сетевой электроэнергии включают:

- плату за потребленную электроэнергию  $П_{ээ}$ , руб./год;
- отчисления на амортизацию объектов электрической сети  $I_a$ , руб./год;
- расходы на техническое обслуживание и ремонт сети  $I_{то}$ , руб./год;
- стоимость потерь электроэнергии в электрических сетях  $I_{пот}$ , руб./год.

Т.е. годовая стоимость покупки электроэнергии из энергосистемы  $C_{ээ}^ц$  рассчитывается по следующей формуле:

$$C_{ээ}^ц = П_{ээ} + I_a + I_{то} + I_{пот}, \quad (9)$$

Оплата электроэнергии производится по:

- одноставочному тарифу для предприятий с присоединенной мощностью до 750кВА;
- двухставочному тарифу для предприятий с присоединенной мощностью свыше 750кВА.

Плата за электроэнергию по одноставочному тарифу определяют по формуле:

$$П_{ээ} = \alpha * W_a, \quad (10)$$

где  $\alpha$  – тарифная ставка за 1кВт·ч электроэнергии, руб./кВт·ч.

Плата за электроэнергию по двухставочному тарифу:

$$П_{ээ} = T_o * W_p + T_d * W_a, \quad (11)$$

где  $T_o$  – основная ставка по тарифу за присоединенную мощность (оплата производится независимо от того, используется величина этого максимума или нет), руб./кВт·ч;

$T_d$  – дополнительный тариф за фактически потребленную электроэнергию, руб./кВт·ч;

$W_p$  – расчетная мощность предприятия, кВт.

Отчисления на амортизацию объектов электрической сети представляют собой сумму ежегодных отчислений на амортизацию ПС и ЛЭП:

$$I_a = I_a^{ПС} + I_a^{ЛЭП} = \left( \frac{N_a^{ПС} * K_{ПС}}{100} \right) + \left( \frac{N_a^{ЛЭП} * K_{ЛЭП}}{100} \right), \quad (12)$$

где  $I_a^{ПС}$  и  $I_a^{ЛЭП}$  – соответственно ежегодные отчисления на амортизацию ПС и ЛЭП, руб./год.

$N_a^{ПС}$  и  $N_a^{ЛЭП}$  – соответственно нормы ежегодных отчислений на амортизацию ПС и ЛЭП, %.

Расходы на техническое обслуживание и ремонт сети рассчитываются аналогично расходам на амортизацию:

$$I_{ТО} = I_{ТО}^{ПС} + I_{ТО}^{ЛЭП} = \left( \frac{N_{ТО}^{ПС} * K_{ПС}}{100} \right) + \left( \frac{N_{ТО}^{ЛЭП} * K_{ЛЭП}}{100} \right), \quad (13)$$

где  $I_{ТО}^{ПС}$  и  $I_{ТО}^{ЛЭП}$  – ежегодные отчисления на техобслуживание и ремонт ПС и ЛЭП соответственно, руб./год.

$N_{ТО}^{ПС}$  и  $N_{ТО}^{ЛЭП}$  – соответственно нормы ежегодных отчислений на техобслуживание и ремонт ПС и ЛЭП, %.

Определение стоимости потерь электроэнергии в электрических сетях:

$$I_{ПОТ} = I_{ПОТ}^{ПС} + I_{ПОТ}^{ЛЭП} = \beta * (W_{ПОТ}^{ПС} + W_{ПОТ}^{ЛЭП}), \quad (14)$$

где  $I_{ПОТ}^{ПС}$  и  $I_{ПОТ}^{ЛЭП}$  – стоимость годовых потерь электроэнергии на ПС и ЛЭП соответственно, руб./год.

$\beta$  – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии, руб./кВт·ч;

$W_{ПОТ}^{ПС}$  и  $W_{ПОТ}^{ЛЭП}$  – годовые потери в ПС и ЛЭП соответственно, кВт·ч.

Таким образом, стоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_{ед}^{Ц} = \frac{P_{ЭЭ} + I_a + I_{ТО} + I_{ПОТ}}{W_a} = \frac{C_{ЭЭ}^{Ц}}{W_a}, \quad (15)$$

Для наглядности представим расчет капитальных и текущих затрат для приобретения сетевой электроэнергии в виде модели (рис. 3.4).

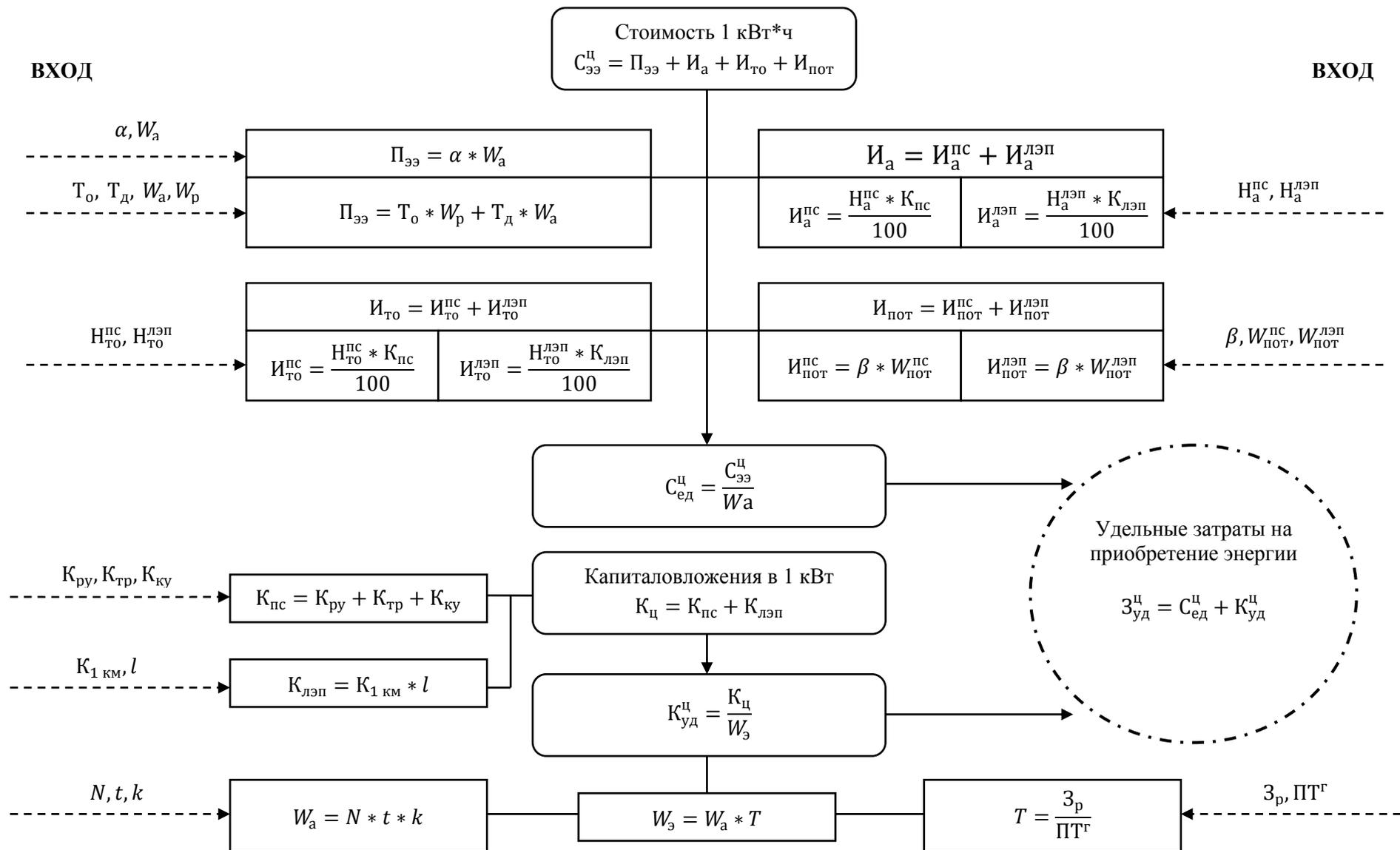


Рисунок 3.4 – Модель расчета затрат для приобретения сетевой электроэнергии

### 3.1.2 Разработка модели затрат для автономного электроснабжения

Расходы на строительство и производство электроэнергии на базе автономных источников имеют схожую структуру, поэтому их расчет будет вестись по одним формулам.

Капитальные вложения в автономную станцию включают в себя:

- цену генераторной установки  $K_{гy}$ , руб.;
- стоимость доставки  $K_{д}$ , руб.;
- стоимость монтажа  $K_{м}$ , руб.;
- стоимость пусконаладочных работ  $K_{пн}$ , руб.;
- стоимость помещения  $K_{п}$ , руб.;
- прочие капитальные затраты  $K_{пр}$ , руб.

Т.е. единовременные затраты на строительство автономного источника электроэнергии  $K_a$  рассчитывается по следующей формуле:

$$K_a = K_{гy} + K_{д} + K_{м} + K_{пн} + K_{п} + K_{пр}, \quad (16)$$

Удельные капиталовложения в 1 кВт установленной мощности:

$$K_{уд}^a = \frac{K_{гy} + K_{д} + K_{м} + K_{пн} + K_{п} + K_{пр}}{W_э} = \frac{K_a}{W_э}, \quad (17)$$

Объем электроэнергии произведенной за весь период эксплуатации месторождения:

$$W_э = W_{выр} * T, \quad (18)$$

где  $W_{выр}$  – годовая выработка электроэнергии, кВт·ч/год.

$$W_{выр} = N_{уст} * t * k, \quad (19)$$

где  $N_{уст}$  – установленная мощность станции, МВт.

Себестоимость производства собственной электроэнергии можно рассчитать как:

$$C_{ээ}^a = Z_T + Z_{то} + A + Z_{пр}, \quad (20)$$

где  $Z_T$  – затраты на топливо, руб./год;

$Z_{то}$  – затраты на техобслуживание, руб./год ;

$A$  – амортизация основных фондов, руб./год;

$Z_{пр}$  – прочие затраты, руб./год.

В качестве основного материала при производстве энергии выступает топливо, и основная часть себестоимости – топливная составляющая – зависит от:

- удельного расхода топлива  $P_{уд}$ , нат.ед./кВт·ч;
- цены топлива  $C_T$ , руб./нат. ед.;
- годовой объем выработки электроэнергии  $W$ , кВт·ч/год.

$$Z_T = P_{уд} * C_T * W, \quad (21)$$

Цена топлива складывается из нескольких составляющих:

$$C_T = C_T + C_{тр} + C_{пхп}, \quad (22)$$

где  $C_T$  – стоимость топлива по закупочной цене (цене заготовки), руб./нат. ед.;

$C_{тр}$  – стоимость услуг по транспортировке топлива до станции, руб./нат. ед.;

$C_{пхп}$  – расходы по переработке (выгрузка, перемещение, складирование), хранению и погрузке топлива, руб./нат. ед.

Затраты на техобслуживание включают стоимость расходных материалов для ремонта и используемых запасных частей, заработную плату и начисления в фонд социального страхования ремонтного персонала:

$$Z_{то} = Z_{зп} + Z_{мат}, \quad (23)$$

где  $Z_{зп}$  – затраты на заработную плату персонала, руб./год;

$Z_{мат}$  – затраты на расходные материалы (10 % от затрат на топливо), руб./год.

$$Z_{зп} = n * Z_{ср}^Г * (1 + \alpha_{соц.}), \quad (24)$$

где  $n_{ш}$  – численность эксплуатационного персонала, чел.;

$Z_{ср}^Г$  – среднегодовая заработная плата 1 работника, руб.;

$\alpha_{соц.}$  – отчисления на социальные нужды, %.

Величина амортизационных отчислений рассчитывается по формуле:

$$A = N_a * K_a = \frac{100\%}{T} * K_a, \quad (25)$$

где  $N_a$  – норма амортизационных отчислений, %.

Прочие материальные расходы как доля от общих капитальных затрат на строительство станции:

$$Z_{\text{пр}} = \alpha_{\text{пр}} * K_a, \quad (26)$$

где  $\alpha_{\text{пр}}$  – процент прочих расходов, %.

Таким образом, себестоимость производства 1 кВт·ч электроэнергии на собственной станции:

$$C_{\text{ед}}^a = \frac{Z_T + Z_{\text{то}} + A + Z_{\text{пр}}}{W_{\text{выр}}} = \frac{C_{\text{ээ}}^a}{W_{\text{выр}}}, \quad (27)$$

На рисунке 3.5 представлена модель расчет затрат для производства собственной электроэнергии.

После построения модели выбора источника электроэнергии и ее схематичного представления в математическом виде необходимо привести исходные данные по каждому из источников для каждого месторождения и произвести расчет. Полученные результаты свести в таблицу.

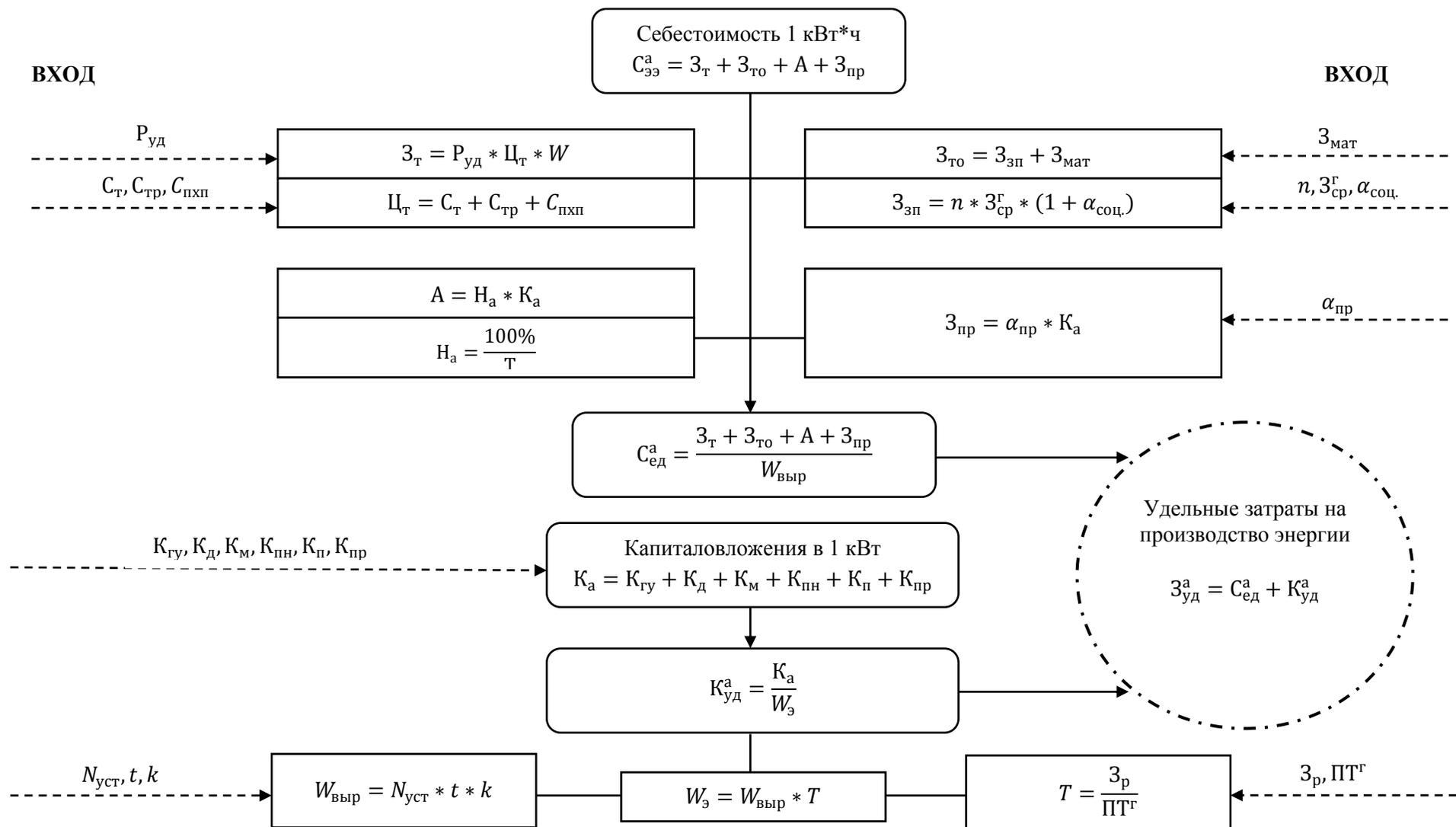


Рисунок 3.5 – Модель расчета затрат для производства собственной электроэнергии

### 3.2 Анализ полученных результатов

Построенная в предыдущем пункте модель была реализована через программу Excel. Это позволяет проследить изменение результатов расчета при изменении значения любого из показателей модели.

Для проведения расчета введем исходные данные по каждому источнику электроэнергии для каждого месторождения (табл. 3.3 – табл. 3.5).

Следует напомнить, что все исходные данные взяты условно, но приближены к реальным.

Результаты расчета сведены в таблицы 3.6 – 3.11.

Чтобы более наглядно представить результаты расчетов удельных затрат по каждому источнику электроэнергии для каждого месторождения построим диаграмму (рис. 3.6).

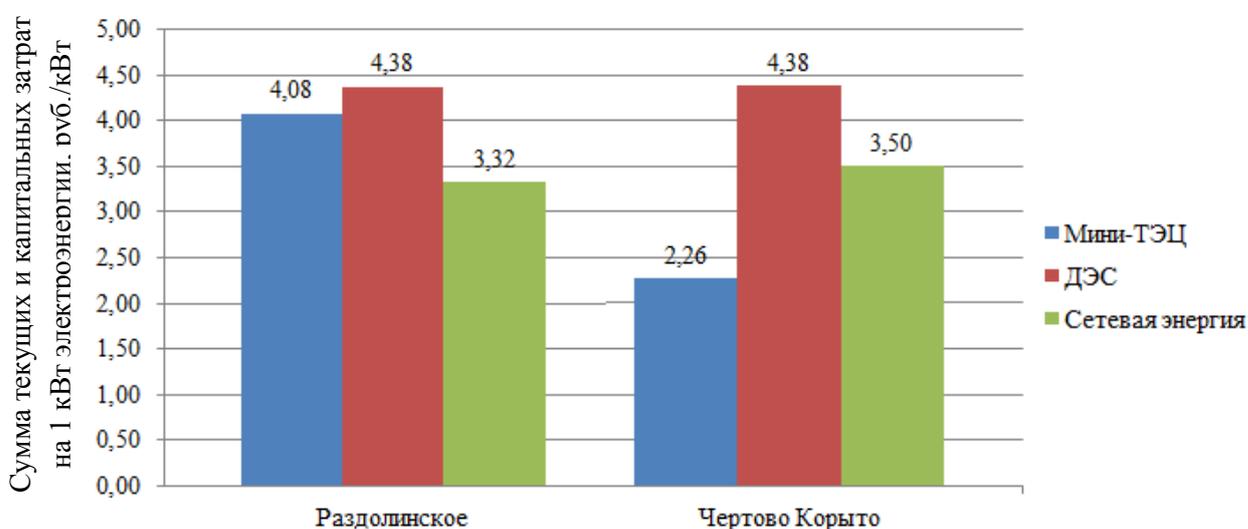


Рисунок 3.6 – Результаты расчетов удельных затрат

Согласно полученным результатам видно, что оптимальным вариантом электроснабжения по критерию минимума общих затрат является:

- для месторождения Раздолинское – сетевая энергия (3,32 руб./кВт);
- для месторождения Чертово Корято – мини-ТЭЦ (2,56 руб./кВт).

Таким образом, построенная модель позволяет оценить выгоду от применения разных вариантов электроснабжения и выбрать оптимальный вариант на основе минимума удельных затрат.

Данная модель не является исчерпывающей и может дополняться и совершенствоваться, но в целом может быть применена.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Россия обладает исключительными запасами минерально-сырьевых ресурсов. Их добыча, переработка, использование и экспорт составляют основу российской экономики. Только за счет налога на добычу полезных ископаемых, вывозных таможенных пошлин и платежей за пользование недрами формируется около половины доходов федерального бюджета.

Однако запасы полезных ископаемых размещены по территории России неравномерно. Значительная доля их располагается далеко от наиболее освоенной части страны. С этим связана главная проблема освоения минеральных сокровищ: очень дорого добывать их в удалённых районах с холодным климатом при отсутствии энергетических и транспортных возможностей. Эта проблема с каждым днем становится только актуальнее, т.к. месторождения постепенно истощаются. В поисках новых месторождений приходится продвигаться всё дальше, во всё более недоступные и суровые районы.

В нынешних условиях кризиса наибольшее значение для экономики страны обретает золото. Оно играет важную роль в стабилизации и укреплении финансово-экономического положения нашей страны, в формировании ее золотовалютных резервов и обеспечении экономической безопасности.

По итогам 2015 года среди 20 ведущих золотодобывающих предприятий в России лидирует компания «Полюс». На ее долю приходится 18 % от общего объема производства золота.

Кроме того, «Полюс» входит в число крупнейших золотодобывающих компаний мира по объему производства и минерально-сырьевой базы.

На сегодняшний день золото добывают главным образом из руд.

Месторождения золотых руд отличаются весьма сложным строением и залеганием, поэтому добыча золота – процесс сложный, трудоемкий и дорогостоящий.

Весомую долю в структуре затрат занимают расходы на энергию, так как золотодобыча – энергоемкое производство, начиная с добычи золотоносной руды и заканчивая получением из нее чистого металла.

С каждым годом расход энергии в золотодобывающей отрасли увеличивается. Сейчас добыча золота является абсолютным лидером по темпам роста энергопотребления в добывающих регионах. Это связано со снижением содержания золота в руде и истощением запасов разрабатываемых месторождений. Вместе с тем повышаются тарифы на энергоносители.

Все это неизбежно отражается на себестоимости производимой продукции и в конечном итоге становится «тормозом» для развития производства.

Для оптимизации затрат на энергию предприятия вынуждены выбирать между возможными источниками питания, а именно:

- централизованное энергоснабжение;
- децентрализованное (автономное) энергоснабжение.

Централизованное энергоснабжение подразумевает получение энергии от центральной (единой) энергосистемы через линии электропередач и подстанции. Это наиболее надежный и экономичный вариант энергообеспечения. Однако, процесс передачи электроэнергии на расстояние сопровождается существенными потерями, которые так же оплачивает предприятие.

К сожалению, состояние энергетической отрасли в настоящее время характеризуется нарастанием дефицита генерирующих мощностей и недостаточным уровнем развития электрических сетей. Поэтому подключение предприятия к центральной энергосистеме не всегда выгодно, а порой и невозможно. В таком случае решением проблемы энергообеспечения является строительство объектов собственной генерации:

- дизельная электростанция (ДЭС) – это стационарная или подвижная энергетическая установка, оборудованная электрическим генератором;
- малая теплоэлектроцентраль (мини-ТЭЦ) – это компактная электростанция, которая производит одновременно электрическую и тепловую энергию. Данный процесс называется когенерацией;
- атомная станция малой мощности (АСММ) – установка, использующая ядерное топливо для производства энергии.

Несмотря на то, что себестоимость производства энергии на АСММ считается одной из самых дешевых, ее строительство является сложным и дорогостоящим. Поэтому данный вариант не был рассмотрен в данной работе.

В целом выработка собственной энергии обладает рядом преимуществ:

- позволяет избежать затрат на строительство дорогостоящих ЛЭП;
- исключает потери при передаче энергии;
- отпадает необходимость финансовых затрат на выполнение технических условий на подключение к сетям энергосистемы;
- бесперебойное снабжение электроэнергией потребителя.

Для выбора рационального варианта энергоснабжения горнодобывающих предприятий невозможно предложить стандартные решения, поскольку этот он зависит от множества факторов, основными из которых являются производительность предприятия и, следовательно, требуемые энергетические мощности, удаленность от транспортных и энергетических центров, наличие местных топливных ресурсов и т.д.

При любом варианте получения энергии предприятие, так или иначе несет как единовременные, так и эксплуатационные затраты.

При сетевой энергии к капитальным затратам относят расходы на техническое подключение, а к текущим – тариф на электроэнергию. Тариф в свою очередь включает плату:

- за потребляемую энергию;
- за услуги по передаче энергии от производителя к потребителю;

- сбытовую надбавку;
- за услуги инфраструктурных организаций.

При собственной генерации капитальные затраты составляют полную стоимость строительства подстанции, а текущие – расходы на топливо, техническое обслуживание и амортизацию.

Таким образом, для выбора источника энергоснабжения необходимо рассчитать общие затраты по каждому из вариантов.

Чтобы оценить выгоду от применения разных вариантов электроснабжения была разработана модель выбора источника энергии на основе минимизации общих затрат и произведен технико-экономический анализ возможных вариантов.

В качестве примера были рассмотрены месторождения, принадлежащие компании «Полюс»: Раздолинское (Раздолинский рудный узел) и Чертово Корыто.

Построенная модель была реализована через программу Excel. Все исходные данные взяты условно, но приближены к реальным цифрам.

Согласно полученным результатам видно, оптимальным вариантом электроснабжения по критерию минимума общих затрат является:

- для месторождения Раздолинское – сетевая энергия (3,32 руб./кВт);
- для месторождения Чертово Корыто – мини-ТЭЦ (2,56 руб./кВт).

Таким образом, построенная модель позволяет оценить выгоду от применения разных вариантов электроснабжения и выбрать оптимальный вариант на основе минимума общих затрат.

Данная модель не является исчерпывающей и может дополняться и совершенствоваться, но в целом может быть применена.

## **СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

АСММ – атомная станция малой мощности;

ДЭС – дизельная электростанция;

ЛЭП – линия электропередач;

Мини-ТЭЦ – малая теплоэлектроцентраль;

ПС – подстанция.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Горнопромышленный портал России. – Режим доступа: <http://www.miningexpo.ru>.
- 2 Федеральная таможенная служба. – Режим доступа: <http://www.customs.ru>.
- 3 Добыча полезных ископаемых в России – взгляд на современное состояние и перспективы развития [Электронный ресурс] : Журнал «Экономика предприятия». – Режим доступа: <http://www.minexrussia.com/2014/ru/point-of-view>.
- 4 Экономика горной промышленности как научная дисциплина [Электронный ресурс] : Экономика предприятия. – Режим доступа: <http://topknowledge.ru/ekonomika-predpriyatiya/1677>.
- 5 Россия в цифрах – 2015 г. [Электронный ресурс] : Федеральная служба государственной статистики. – Режим доступа: [http://www.gks.ru/bgd/regl/b15\\_11/Main.htm](http://www.gks.ru/bgd/regl/b15_11/Main.htm).
- 6 Тектоника и минеральные ресурсы России [Электронный ресурс] : Географические атласы. – Режим доступа: [http://geo10.ru/map1042887\\_0\\_0.htm](http://geo10.ru/map1042887_0_0.htm).
- 7 130 бюджетов России под землей [Электронный ресурс] : Газета.ru. – Режим доступа: <http://www.gazeta.ru/business/2015/01/26/6327017.shtml>.
- 8 Топливная промышленность РФ [Электронный ресурс] : Студопедия – Режим доступа: [http://studopedia.su/17\\_31173\\_neftyanaya-promishlennost-rossii.html](http://studopedia.su/17_31173_neftyanaya-promishlennost-rossii.html).
- 9 Обзор золотодобывающей отрасли России за 2013-2014 годы [Электронный ресурс] : Международный центр ЕУ. – Режим доступа: <http://якутгеосервис.рф/wp-content/uploads/2015/06/EU-gold-mining-industry-in-russia-2015-rus.pdf>.
- 10 Золото [Электронный ресурс] : Информационно-аналитический центр «Минерал». – Режим доступа: [http://www.mineral.ru/Facts/russia/156/500/3\\_17\\_au.pdf](http://www.mineral.ru/Facts/russia/156/500/3_17_au.pdf).
- 11 Официальный сайт Союза золотопромышленников. – Режим доступа: <http://goldminingunion.ru>.
- 12 Геолого-промышленные типы месторождений золота [Электронный ресурс] : Вестник золотопромышленника - Прайм-ТАСС: Золото. – Режим доступа: <http://gold.1prime.ru/gold/info/info04.asp>.
- 13 Южуралзолото, Группа компаний (Пласт) [Электронный ресурс] : Журнал «МИССИЯ». – Режим доступа: <http://www.missiya.info/articles/5478>.
- 14 Годовой отчет ПАО «Полюс Золото» за 2015 год [Электронный ресурс] : Официальный сайт компании. – Режим доступа: [http://www.polyuszoloto.info/aktsioneram/annual\\_reports](http://www.polyuszoloto.info/aktsioneram/annual_reports).
- 15 Официальный сайт компании ПАО «Полюс». – Режим доступа: <http://www.polyuszoloto.info>.

16 Отчет по устойчивому развитию ПАО «Полюс» 2012-2013 гг. [Электронный ресурс] : Официальный сайт компании. – Режим доступа: [http://www.polyuszoloto.info/aktsioneram/annual\\_reports](http://www.polyuszoloto.info/aktsioneram/annual_reports).

17 Годовой отчет ПАО «Полюс Золото» за 2010 год [Электронный ресурс] : Официальный сайт компании. – Режим доступа: [http://www.polyuszoloto.info/aktsioneram/annual\\_reports](http://www.polyuszoloto.info/aktsioneram/annual_reports).

18 Балобанова, К.С. Структура затрат на производство в золотодобывающей промышленности / К.С. Балобанова // Сибирский Федеральный Университет. – Красноярск, 2012.

19 Консолидированная финансовая отчетность компании «Полиметалл» за 2014 год [Электронный ресурс] : Официальный сайт компании. – Режим доступа: [http://www.polymetal.ru/sustainable-development/sustainability-reports.aspx?sc\\_lang=ru-RU](http://www.polymetal.ru/sustainable-development/sustainability-reports.aspx?sc_lang=ru-RU).

20 Если мы не контролируем цены, то что мы можем контролировать? [Электронный ресурс] : CEO Auriant Mining. – Режим доступа: <http://auriant.com/upload/iblock/2b8/2b86827170a09de4f94d63b65ebd4b2c.pdf>.

21 Калиниченко, Д. Цены на нефть обрушили ради спасения доллара / Д. Калиниченко // Электр. журн. «Политикус». – Режим доступа: <http://politikus.ru/articles/38991-ceny-na-neft-obrushili-radi-spaseniya-dollar.html>.

22 Энергопотребление и эко-энергетическая эффективность регионов с разной структурой экономики: обзор в области энергетики, экологии и устойчивого развития / А.С. Мартынов, В.В. Артюхов, С.И. Забелин, М.В. Мирутенко, И.Н. Рыжов : эколого-энергетическое рейтинговое агентство Интерфакс-ЭРА, 2013.

23 Как находят, добывают и перерабатывают золото [Электронный ресурс] : Goldenfront.ru: все об инвестициях в золото. – Режим доступа: <https://goldenfront.ru/articles/view/kak-nahodyat-dobyvayut-i-pererabatyvayut-zoloto>.

24 Макаров, А.А Влияние роста цен на газ и электроэнергию на развитие экономики России: исследование // А. А. Макаров, Т. А. Митрова. – Москва, 2013.

25 Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс] : Основные социально-экономические показатели России. – Режим доступа: <http://www.gks.ru>.

26 Экономика решения энергообеспечения предприятия [Электронный ресурс] : Петро-Стимул Эксперт. – Режим доступа: <http://pse-energo.ru>.

27 Международный центр устойчивого энергетического развития под эгидой ЮНЕСКО [Электронный ресурс] : официальный сайт. – Режим доступа: <http://www.isedc-u.com>.

28 Стратегический путь повышения энергоэффективности сетей [Электронный ресурс] : Журнал «Новости электроники». – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2015/93/05.php>.

29 Экономика собственной генерации на предприятии [Электронный ресурс] : Петро-Стимул Эксперт. – Режим доступа: <http://pse-energo.ru>.

30 Все об электростанциях [Электронный ресурс] : дизельные электростанции и мини-ТЭЦ. – Режим доступа: <http://www.gigavat.com/des.php#>.

31 Совершенствование технологий комбинированной выработки электроэнергии и тепла на мини-ТЭЦ России [Электронный ресурс] : Журнал «Новости теплоснабжения». – Режим доступа: <http://www.combienergy.ru/stat866.html>.

32 Саркисова, А.А. Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики / А. А. Саркисова. – Москва : Академ-Принт, 2015. – 387 с.

33 Обзор рынка малой энергетики РФ: дизельные электростанции [Электронный ресурс] : Дизель Маркет. – Режим доступа: <http://dizel-market.ru/info/rynok-dizelnyh-elektrostantsiy.php>.

34 Каримова, Т.Г. Риски децентрализованного энергоснабжения промышленных предприятий / Т. Г. Каримова. – Челябинск : Южно-Уральский государственный университет, 2011.

35 Подключение к электросетям промышленных предприятий [Электронный ресурс] : Энергоаопрос.ru. – Режим доступа: <http://energovopros.ru/issledovaniya/2322/2330/34392/part-2>.

36 Подключаться к электросетям или строить собственную электростанцию – что выбирают российские предприниматели? [Электронный ресурс] : компания «Новая Генерация». – Режим доступа: <http://www.manbw.ru/analitycs.html>.

37 Вдовин, И.В. Формирование тарифов на электроэнергию для промышленных предприятий : дис. ... канд. эк. наук : 08.00.05 / Вдовин Иван Владимирович. – Омск, 2015. – 137 с.

38 Ковалев, Г.Ф., Лебедева, Л.М. Надежность систем электроэнергетики / Г.Ф. Ковалев, Л.М. Лебедева; отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск : Наука, 2015. – 224 с.

39 Как рассчитываются тарифы на электроэнергию для предприятий [Электронный ресурс] : Интернет портал потребителей электроэнергии «ЭнергоКонсультант». – Режим доступа: <http://www.energokonsultant.ru>.

40 Ценовые и неценовые зоны оптового рынка [Электронный ресурс] : ООО «ЭНКООТ» расчёт и прогнозирование цен. – Режим доступа: <http://encosts.ru/optoviy-rynok/cenovye-i-necenovye-zoni-optovogo-rynka>.

41 Каримова, Т.Г. Экономическая эффективность децентрализованного энергоснабжения промышленных предприятий / Т. Г. Каримова. – Челябинск : Южно-Уральский государственный университет, 2011.

42 Финансово-экономическое обоснование оснащения объекта автономным источником электроснабжения [Электронный ресурс] : Петро-Стимул Эксперт. – Режим доступа: <http://pse-energo.ru>.