**Содержание**

Введение……………………………………………………………………………………...…..3

Глава 1. Анализ российского энергетического рынка ……………………………….............4

Глава 2. Проектное решение - строительство утилизационной теплоэлектроцентрали (УТЭЦ)………………………………………………………………………………………......11

2.1. Производственная структура УТЭЦ……………………………………………………...12

2.2. Организация производственного процесса в УТЭЦ и схема

технологического процесса……………………………………………………………………15

2.3 Рабочий фонд времени основного оборудования и

его производительность…………………………………………………………......................19

Глава 3. Теоретические и методические основы анализа эффективности инвестиций...................................................................................................................................22

3.1.Анализ эффективности инвестиций в строительство ……….......................…...….……22

3.2 Анализ себестоимости продукции до и после реализации проекта ………….......….....27

Глава 4. Оценка экономической эффективности строительства УТЭЦ…………….……...31

Глава 5. Разработка мероприятий по повышению экологической

эффективности/безопасности предприятия……………………………...……….….…........34

Заключение...................................................................................................................................39

Список литературы......................................................................................................................40

Приложение 1……………………………………………………………………………….......41

Приложение 2……………………………………………………………………………...........43

Приложение 3……………………………………………………………………………….......45

Приложение 4……………………………………………………………………………….......47

Приложение 5……………………………………………………………………………….......49

Приложение 6……………………………………………………………………………….......51

**Введение**

Одним из главных направлений энергетической политики является совершенствование системы управления инвестиционной деятельностью. Но в связи с децентрализацией управления и снижением централизованных государственных инвестиций решение данной проблемы должно базироваться на самостоятельном построении инвестиционной политики энергопредприятия (энергокомпании).

Особенно актуальна проблема обеспечения реализации инвестиционного проекта реконструкции и строительства тепловых электростанций, которые являются важнейшим источником тепло- и электроснабжения.

В настоящий момент, когда управление инвестиционными энергетическими проектами переходит на иную качественную ступень с использованием современной теории управления проектами, все более отдаляясь от централизованных директивных методов управления инвестиционной деятельностью, необходимы углубленные исследования путей обеспечения реализации инвестиционного проекта в энергетике.

Цель работы – анализ эффективности инвестиционных инвестиций группы МНЛК на примере строительства утилизационной теплоэлектроцентрали (УТЭЦ) установленной мощностью 150 МВт для ОАО НЛМК и разработать мероприятия по повышению экологической эффективности предприятия.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать конъюнктуру и перспективы развития российского рынка.
2. Изучить теоретические и методологические основы анализа эффективности инвестиций.
3. Обосновать эффективность инвестиций в строительство УТЭЦ.

В качестве объекта исследования в данной работе выступает УТЭЦ, а предметом исследования являются инвестиции в строительство УТЭЦ.

Теоретической и методологической основой исследования являются научные труды отечественных и зарубежных авторов, посвященные развитию системы страхования и проблемам государственного регулирования рынка страховых услуг

Структура работы. В соответствии с поставленными целью и задачами курсового исследования была определена следующая структура работы: введение, пять глав, заключение, список использованных источников и литературы, приложения.

**Глава 1. Анализ российского энергетического рынка**

Более чем за 100 лет своего развития российская система теплофикации (когенерации) и централизованного теплоснабжения (ЦТ) стала самой большой в мире. Под теплофикацией понимается процесс централизованного обеспечения потребителей тепловой энергией, полученной на ТЭЦ по комбинированному способу выработки тепловой и электрической энергии. Под ЦТ понимается теплоснабжение потребителей от источников тепла через общую тепловую сеть. Теплофикация занимает весомое место в энергетическом комплексе страны. Более половины электрической мощности всех тепловых электростанций приходится на ТЭЦ общего пользования, которые производят свыше 30% всей электроэнергии в стране и покрывают треть спроса на тепловую энергию. На сегодняшний день система теплоснабжения страны состоит из почти 50 тыс. локальных систем теплоснабжения, которая обслуживается 17 тыс. предприятиями теплоснабжения.[[1]](#footnote-1)

Минэнерго РФ в текущем году приступило к разработке новой модели рынка тепловой энергии, которая позволит обеспечить доходность инвестиций и рыночные условия функционирования отрасли. Об этом сообщил Александр Новак, министр энергетики Российской Федерации, на пресс-конференции в Москве.

Минэнерго подготовлены и внесены в Госдуму РФ поправки к принятому в первом чтении законопроекту No.182358-6 "О внесении изменений в статьи 4 и 20 Федерального закона "О теплоснабжении", предусматривающие возможность определения единой теплоснабжающей организации до утверждения схемы теплоснабжения.

Для обеспечения этой цели министерство разработало систему долгосрочного тарифа, рассчитанного от альтернативной котельной и с учетом введения единой теплоснабжающей организации.

Программа перехода на новую модель рынка тепловой энергии разделена на четыре этапа и запланирована на период до 2017 года. Рынки тепловой энергии в России характеризуются рядом особенностей, усложняющих их взаимодействие с рынками электроэнергии.

Технические особенности.

Отсутствие конкуренции между производителями тепловой энергии. В России существует немного городов, где за счет значительных инвестиций в систему теплоснабжения (прежде всего в строительство сетей и установку тепловых пунктов с теплообменниками) возможна организация конкуренции между производителями тепловой энергии в оперативном режиме. В подавляющем большинстве случаев они работают на свою локальную сеть, которая может быть соединена с другой локальной сетью с помощью аварийных перемычек. Существует всего несколько десятков систем, где на одну тепловую сеть работают несколько производителей — чаще всего это одна или две ТЭЦ и несколько котельных. Однако нет ни одного города, где в ближайшей перспективе система технологически и организационно могла бы быть подготовлена к организации конкуренции между источниками тепла. Соответственно условия для конкуренции между производителями тепловой энергии практически отсутствуют, и работа любого производителя жестко завязана на режим работы потребителей. В этих условиях вопрос о введении той или иной формы конкуренции источников тепла должен рассматриваться в каждом городе индивидуально и решение о выборе такой стратегической цели должно приниматься на основе оценки всех необходимых инвестиций и ценовых последствий для потребителей. Для большинства городов в обозримой перспективе рынок тепловой энергии по-прежнему будет оставаться монопольным, соответственно сохранится тарифное регулирование на этих рынках.

Высокая доля зависимой схемы присоединения потребителей. При создании систем централизованного теплоснабжения в основном применялась зависимая схема присоединения потребителей. Это означает, что теплоноситель из тепловых сетей поступает непосредственно в теплопринимающее оборудование потребителя, а после его использования возвращается в обратную тепловую сеть.

При нарушениях гидравлического режима вследствие нарушения режимов работы оборудования производителей тепловой энергии, тепловой сети либо потребителей, возможен гидравлический удар, наносящий огромные убытки теплопринимающему оборудованию потребителей. Для защиты от гидроудара и обеспечения независимого режима работы тепловой сети применяют независимую схему присоединения потребителей (т.е. теплоноситель не поступает в тепловую систему потребителя, а через теплообменник отдает тепло теплоносителю, циркулирующему у потребителя, и также через теплообменник принимается тепло в обратной сети).

В России у непромышленных потребителей лишь с введением массового строительства стали сооружать центральные тепловые пункты, в которых устанавливали теплообменники и обеспечивали независимое присоединение потребителей. Строительство центральных тепловых пунктов давало существенную экономию средств, однако не позволяло осуществлять индивидуальное регулирование подачи тепла в каждое здание. В настоящее время, с расширением применения автоматического регулирования подачи теплоносителя непосредственно у потребителя, это преимущество утеряно. В связи с этим стратегическим направлением преобразований на рынке тепла, реализуемым в настоящее время в ряде городов, является внедрение независимой схемы присоединения потребителей за счет установки индивидуальных тепловых пунктов.

Высокая доля открытых схем теплоснабжения. Примерно в половине российских городов система теплоснабжения, в целях жесткой экономии средств, создавалась как открытая. Это означает, что часть теплоносителя, после отработки в отопительной системе здания, используется затем в целях горячего водоснабжения и далее сливается в канализацию, т.е. не возвращается к производителю тепловой энергии. Это требует дополнительных затрат в источнике тепла на подготовку и подогрев воды, создает значительную неустойчивость режимов работы системы и существенно усложняет поддержание качества поставляемого тепла. Стратегическим направлением является «закрытие» системы. Как правило, это уже осуществляется в крупных городах, однако делается не для всех источников сразу, а поэтапно.

Ценовые особенности.

Несоответствие тарифов экономически обоснованным затратам.

Существует значительная дифференциация соотношений тарифов по регионам. Так, максимальное отношение тарифов для промышленности к тарифам жилищных организаций составляет более 3, минимальное — 0,5. При этом экономически обоснованное соотношение цен для них, существенно различаясь по регионам, составляет от 0,6 до 0,9 (в зависимости от конкретной конфигурации системы теплоснабжения и структуры потребителей).

Таким образом, стратегическая задача в системе тарифного регулирования — приближение тарифов на тепловую энергию для потребителей к экономически обоснованным затратам.

Снижение продаж тепловой энергии от ТЭЦ.

«Социально-направленное» регулирование тарифов на тепловую энергию существенно снизило заинтересованность промышленных предприятий в покупке тепла в централизованных системах теплоснабжения. В связи с этим в течение всех 1990-х гг. наблюдался масштабный процесс отказа промышленных потребителей от покупки тепла и создания или восстановления собственных источников тепла. Наряду с общим спадом промышленного производства, это привело к снижению общих продаж тепла от ТЭЦ энергетических компаний на 13%. Одновременно произошло снижение доли отпускаемого от ТЭЦ пара почти в 2 раза. Этот процесс значительно ухудшил экономические показатели централизованных систем теплоснабжения и крупных источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии, поскольку постоянные затраты на содержание оборудования не снизились, а удельные затраты в расчете на 1 Гкал отпущенного тепла увеличились.

Институциональные особенности.

Эксплуатация неэффективных котельных.

Подавляющее большинство крупных городов России с населением более 500 тыс. человек имеют мощные ТЭЦ, принадлежащие энергетическим компаниям, и большая часть потребителей обеспечивается ими. В некоторых городах значительную нагрузку несут заводские ТЭЦ. Также в большинстве этих городов имеется большое количество котельных, принадлежащих различным собственникам, причем часто они находятся в зоне действия ТЭЦ. В городах с населением от 100 до 500 тыс. человек также работают ТЭЦ энергетических компаний, но чаще это ТЭЦ небольшой электрической мощности (10—40 МВт) и значительно большей тепловой мощности за счет пиковых котлов, работающих в базовом режиме. Большая часть тепловых потребителей в таких городах обеспечивается теплом от котельных. Теплоснабжение подавляющего числа небольших поселений и малых городов осуществляется от котельных.

Наличие разных собственников в сфере теплоснабжения и существенная роль органов местного самоуправления в процедуре согласования инвестиционных решений, их заинтересованность в развитии принадлежащих муниципальному образованию тепловых мощностей порождают неценовые методы конкуренции за доступ на рынок и за финансовые потоки на рынке тепла.

Зачастую котельные, первоначально строившиеся как пиковые для будущего подключения к ТЭЦ, работают в базовом режиме, так как принадлежат иным собственникам, которые заинтересованы в их максимальной загрузке в ущерб потребителю. Администрации некоторых крупных городов вопреки интересам потребителей тратят значительные средства на строительство новых котельных в зоне действия ТЭЦ либо привлекают для этого частных инвесторов. В то же время общий потенциал роста отпуска тепла от ТЭЦ за счет вытеснения дорогих котельных составляет не менее 10—11 %, что может снизить стоимость тепла для потребителей на 5—10 %. По некоторым конкретным проектам рост отпуска тепла от ТЭЦ за счет вытеснения очень дорогих котельных может возрасти в несколько раз, что позволит снизить стоимость тепла для потребителей (без учета инвестиционных затрат) на 20—30 %. В связи с этим одной из важнейших задач является создание такой системы принятия решений в сфере теплоснабжения, которая обеспечила бы прозрачность процедуры и принятие эффективных решений по загрузке действующих тепловых мощностей и развитию новых источников.

Отсутствие организационного единства тепловых сетей.

В настоящее время на тепловых рынках городов, где присутствует несколько собственников, проявляется тенденция объединения тепловых сетей в единую компанию. Целесообразность объединения тепловых сетей, находящихся у разных собственников, в единую компанию, очевидна: существенно снижаются затраты на эксплуатацию, диспетчеризацию, регулирование и контроль вследствие эффекта масштаба; отсутствует необходимость обеспечения всех границ между сетями, принадлежащими различным собственникам, средствами измерения, а также согласования между ними сроков вывода сетей в ремонт; оптимизируется развитие сетей в интересах всего города; возможна оптимизация инвестиций. При едином оперативном управлении сетью легче организовать наладку системы, включая работу со всеми потребителями, что обеспечивает более высокое качество тепловой энергии.

Появление новых собственников в муниципальном тепловом бизнесе.

Продолжается вхождение иных собственников в муниципальный тепловой бизнес. Назрела необходимость упорядочивания и четкого определения ответственности сторон в возникающих при этом отношениях.

Первоочередные задачи формирования эффективного рынка тепловой энергии

Особенности состояния и развития сферы теплоснабжения в России определяют необходимость существенных изменений в системе отношений на рынках тепловой энергии. Эти изменения уже начались — прежде всего с изменения структуры собственности и характера отношений. Очень важно, чтобы эти изменения в конечном итоге привели к созданию такой системы отношений, которая определит ответственность и права каждого участника, конкретизирует ответственность органов власти в сфере теплоснабжения, создаст стимулы для теплоснабжающих организаций действовать в интересах потребителей и позволит применять для этого цивилизованные гибкие формы борьбы за потребителя. Сфера теплоснабжения должна быть преобразована в полноценный стабильный и эффективный бизнес. Развитие систем теплоснабжения должно осуществляться в наиболее эффективных направлениях с точки зрения долгосрочных интересов потребителей, а на рынках с участием источников комбинированной выработки электроэнергии и тепла — с учетом эффективного развития рынка электроэнергии.

Для этого должен быть решен комплекс следующих задач:

* определены технологическая ответственность и права участников сферы теплоснабжения для обеспечения надежного теплоснабжения, включая технологическую ответственность сторон в договорах (в том числе потребителя как элемента системы, влияющего на ее работу); обязательность согласования сроков ремонтов и взаимодействия организаций в чрезвычайных и аварийных ситуациях и регламентации действий по наладке и регулированию работы системы теплоснабжения и контроля за выполнением всеми сторонами (включая потребителей) своих технологических обязательств; формирование процедуры вывода значимого оборудования и тепловых сетей в долгосрочный ремонт и из эксплуатации, направленной на предотвращение возникновения дефицита тепловой энергии и мощности, исключение безответственных (в технологическом плане) посредников из системы отношений в сфере теплоснабжения;
* определены экономическая ответственность и права участников сферы теплоснабжения для обеспечения стабильности и выгодности отношений при выполнении следующих условий: четком определении экономической ответственности, прав и обязанностей сторон по договорам; создании механизма фиксации текущих долгов бюджетов и организаций, финансируемых из бюджета, и механизма обеспечения компенсации убытков организаций вследствие нарушения обязательств бюджета; регламентации отношений при неплатежах (включая порядок ограничений и отключений) и взыскании задолженности; создании системы, стимулирующей повсеместное введение учета тепла;
* создана система, стимулирующая теплоснабжающие организации действовать в интересах потребителей при использовании цивилизованных форм ценовой конкурентной борьбы; обеспечивающая возможность заключения долгосрочных договоров; разрешающая потребителю заключать договоры теплоснабжения с организацией, к сети которой он присоединен через сети другой организации, при ответственности теплоснабжающей организации за самостоятельное урегулирование отношений по передаче тепловой энергии в интересах потребителей; обеспечивающая реализацию оптимального режима работы источников тепла и тепловых сетей в интересах потребителей, исключение неэффективных решений при внутригодовом планировании загрузки источников тепла;
* созданы условия для оптимального развития сферы теплоснабжения, в том числе: объективный и недискриминационный механизм принятия инвестиционных решений (включая порядок и критерии принятия инвестиционных решений, обеспечивающих приоритет надежности и экономичности теплоснабжения и ответственность властей за соответствие решений этим критериям; обеспечение равной конкуренции проектов, встраивание системы принятия инвестиционных решений в процесс разработки программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры; единую методологию разработки программных документов); механизм учета принятых решений в договорах и при установлении тарифов; механизмы обеспечения гарантий для инвесторов в муниципальную теплоэнергетику;
* сформирована целевая модель государственного ценового регулирования в сфере теплоснабжения, обеспечивающая стимулирование участников сферы теплоснабжения к снижению совокупных издержек на обеспечение потребителей теплом в текущем режиме и в перспективе; поэтапную ликвидацию перекрестного субсидирования; стабильность отношений на рынке тепла в результате заключения долгосрочных договоров; при введении конкурентного рынка электроэнергии возможность ценового маневра ТЭЦ для учета конъюнктуры обоих рынков;
* определены критерии (технологические и организационные условия), выполнение которых позволяет дерегулировать цены на конкурентные виды деятельности в теплоснабжении, а также порядок дерегулирования цен.

Решение перечисленных выше задач позволит сформировать эффективную систему отношений в сфере теплоснабжения, обеспечивающую надежное и эффективное обеспечение добросовестных потребителей теплом.

**Глава 2. Проектное решение - строительство утилизационной теплоэлектроцентрали (УТЭЦ)**

 ОАО "Новолипецкий Металлургический Комбинат" - одна из крупнейших в мире металлургических компаний. Являясь предприятием с полным металлургическим циклом, НЛМК производит чугун, слябы, холоднокатаную, горячекатаную, оцинкованную, динамную, трансформаторную сталь и сталь с полимерным покрытием. Комбинат выпускает около 14% всей российской стали, 21% проката и 55% проката с полимерным покрытием. Строительство УТЭЦ позволит НЛМК увеличить уровень самообеспечения электрической энергией до 70%.

В качестве основного топлива для выработки электроэнергии на УТЭЦ используется доменный газ, являющийся побочным продуктом работы печи. Таким образом, реализуется программа повышения энергоэффективности НЛМК и решается задача экономически эффективного использования вторичных энергоресурсов, включая полную переработку всего объема доменного газа.

Новая станция позволяет утилизировать его в объемах 360 тысяч кубометров в час, параллельно повышая энергетическую независимость комбината от внешних источников электроэнергии. При этом, наряду с выработкой электроэнергии, обеспечивается покрытие тепловых нагрузок комбината за счет отпуска промышленного пара и горячей воды. Утилизация доменного газа для выработки электрической и тепловой энергии позволит комбинату сэкономить более 260 тысяч тонн условного топлива в год.

Не менее важно то, что сжигание доменного газа в парогенераторах УТЭЦ решает экологическую задачу, предотвращая сброс доменного газа в атмосферу и снижая вредные выбросы до допустимой концентрации.

Ввод УТЭЦ в эксплуатацию увеличивает установленную мощность генерации НЛМК до 482 МВт, из которых более 290 МВт вырабатывается исключительно за счет эффективной утилизации вторичных энергоресурсов. Кроме того, у комбината появится дополнительный источник тепловой энергии, обеспечивающий производство 115 Гкал теплоэнергии в виде горячей воды и 120 тонн в час пара для нужд НЛМК.

Новая УТЭЦ представляет собой современный технологический комплекс, включающий:

* три котлоагрегата Е-220–9,8-540ГД с единичной паропроизводительностью по 220 тонн в час производства ОАО «Сибэнергомаш»;
* три турбоагрегата ПТ-40/50‑8,8/1,3 единичной электрической мощностью 50 МВт производства ОАО «Калужский турбинный завод» (концерн «Силовые машины»);
* три турбогенератора ТТК-50-2УЗ-П производства ОАО «Привод», город Лысьва.

На станции будет применена высокая степень автоматизации технологических процессов за счет применения современного программно-технического комплекса SPPA T3000 «Siemens». Комплекс является самой современной разработкой фирмы Siemens, созданной для выполнения всех задач автоматизации оборудования электростанции.

**2.1. Производственная структура УТЭЦ**

УТЭЦ – это большой комплекс, предназначенный для выработки электроэнергии и обеспечения потребителей теплом и горячей водой, а также паром для производственных нужд, которые получают с помощью утилизации доменного газа.

В составе УТЭЦ предусматривается следующий комплекс зданий и сооружений:

* главный корпус (котлотурбинный цех, включающий паровые турбины, электрические генераторы, энергетические котлы для сжигания доменного газа совместно с природным газом, оборудование для нагрева и перекачки сетевой воды и вспомогательное оборудование);
* дымовая труба (трехствольная – по одному стволу на каждый котел, плюс резервное место для 4-го ствола – от 4-го котла);
* открытое распределительное устройство 110 кВ (ОРУ-110 кВ);
* распределительное устройство собственных нужд (РУСН-6 кВ);
* главный щит управления (ГЩУ);
* насосная станция оборотного водоснабжения;
* вентиляторные четырёхсекционные градирни (три) для испарительного охлаждения технической воды для конденсаторов паровых турбин и вспомогательного оборудования;
* насосные станции хозбытовой и промливневой канализации для перекачки собранных на площадке УТЭЦ хозбытовых и производственно-ливневых стоков в системы утилизации стоков НЛМК;
* водоподготовительная установка с баковым хозяйством для химической обработки сырой воды на подпитку паросилового цикла УТЭЦ;
* газорегуляторный пункт (ГРП) для снабжения энергетических котлов природным газом;
* административно-бытовой корпус (АБК);
* кабельная галерея между ОРУ-110кВ УТЭЦ и ОРУ-110кВ ГПП-18;
* переходной мост с кабельной галереей между главным корпусом и ГЩУ;
* кабельный тоннель между главным корпусом и насосной станцией оборотного водоснабжения;
* внутриплощадочные сети, коммуникации (в т.ч. технологические эстакады), автодороги.

Компоновочными и конструктивными решениями УТЭЦ предусмотрена возможность ее расширения одним котлом Е-220-9,8-540 ГД и одной паротурбогенераторной установкой с турбиной ПТ-40/50-8,8/1,3.

При разработке проекта принята цеховая организационная структура управления производством, которая предусматривает создание на УТЭЦ специализированных подразделений (участков, служб и др.) по производственному принципу.

В составе персонала, работающего на станции, предусматривается административно-управленческий персонал (АУП), промышленно-производственный персонал (ППП), в том числе эксплуатационный.

Организационная структура управления и штатное расписание окончательно устанавливаются руководством УТЭЦ в ходе строительства и пусконаладочных работ с учетом также общей структуры НЛМК. Определение положения вспомогательного персонала (включение в штат или привлечение на контрактной основе) также является прерогативой руководства НЛМК.

Общее руководство производством УТЭЦ НЛМК осуществляет начальник УТЭЦ с помощью подразделений административно-управленческого персонала (АУП).

Функции штатных подразделений и должностных лиц должны определяться соответствующими Положениями, должностными и производственными Инструкциями.

В составе персонала предусматривается создание специализированных подразделений (участков, служб и др.)

С учетом сменности работы и резерва оперативного персонала (один резерв на каждую должность) штатная численность УТЭЦ составит – 270 чел.

Структура управления УТЭЦ представлена на рисунке 1.

 Рисунок1

**2.2. Организация производственного процесса в УТЭЦ и схема технологического процесса.**

Основной технической концепцией строительства УТЭЦ является использование экономически эффективного теплоэнергетического оборудования для утилизации доменного газа и обеспечения потребностей ОАО «НЛМК».

Основными видами продукции, выпускаемой УТЭЦ являются:

1) Электрическая энергия мощностью 150 МВт, напряжением 110 кВ, частотой переменного тока 50 Гц;

2) Тепловая энергия в виде:

- пара на производство давлением 1,2 МПа, температурой 250 0С;

- сетевой воды с тепловой мощностью до 115 Гкал/ч и температурой до 105 0С.

Электрическая энергия вырабатывается в турбогенераторах ТТК-50-2У3-П паровых турбин ПТ-50/40-8,8/1,3 суммарной электрической мощностью на клеммах генераторов 150 МВт.

Тепловая энергия отдается потребителю в виде пара на производственные нужды с параметрами 1,2 МПа 2500С, расходом 120 т/ч и сетевой воды с тепловой мощностью до 115 Гкал/ч на отопление и вентиляцию и 9 Гкал/ч на горячее водоснабжение.

Рабочей средой в паровых турбинах является острый пар, производимый в паровых котлах в количестве 660 т/ч.

Для производства пара в паровых котлах используется смесь природного и доменного газов. Природный газ в количестве 66 000 нм3/ч подается от системы газоснабжения металлургического комбината по газопроводу высокого давления. Доменный газ поступает от доменной печи № 7 ОАО «НЛМК» в количестве 360 000 нм3/ч.

Для восполнения потерь в цикле паротурбинной установки и компенсации потерь пара производственного отбора предусмотрена подпитка обессоленной водой в количестве 150 м3/ч (без учета собственных нужд).

Для конденсации отработавшего пара в конденсаторах, для охлаждения вспомогательного оборудования используется циркуляционная вода из системы оборотного водоснабжения в количестве 27 000 м3/ч.

Подпитка тепловой сети осуществляется умягченной водой, подаваемой с существующей химводоочистки ОАО «НЛМК» в количестве 100 м3/ч.

Подробная схема производства УТЭЦ показана на рисунке 2.



Рисунок 2. Схема производства УТЭЦ

В качестве основного топлива применяется смесь низкокалорийного доменного и природного газов.

На электростанции устанавливаются три котла Е-220-9,8-540 ГД, предназначенных для работы на доменном и природном газе, три паровые турбины ПТ-40/50-8,8/1,3, три турбогенератора ТТК-50-2У3-П, вспомогательное технологическое оборудование, трубопроводы и запорно-регулирующая арматура, электрическое оборудование, приборы и системы управления.

Система циркуляционного водоснабжения основного (турбинного) и вспомогательного оборудования принята оборотной.

Режим работы системы охлаждения – замкнутый, с охлаждением циркуляционной воды в вентиляторных градирнях.

Тепловая схема УТЭЦ мощностью 150 МВт обеспечивает режимы нормальной эксплуатации, планового и аварийного останова турбин, пуска турбин из любого теплового состояния.

Для обеспечения резервирования оборудования по тепловой мощности и утилизации тепла доменного газа, тепловая схема станции выполнена с поперечными связями.

Из котлов свежий пар с давлением 9,8 МПа и температурой 540°C подводится к стопорно-регулирующим клапанам турбин. Пройдя все ступени турбин, отработанный пар попадает в конденсаторы.

Охлаждение конденсаторов турбин осуществляется оборотной циркуляционной водой, подаваемой от циркуляционной насосной станции.

Охлаждение циркуляционной воды производится в вентиляторных градирнях.

Схемой предусматриваются теплофикационные отборы пара из турбин на бойлерную установку и производственные отборы пара потребителям давлением 1,2 МПа.

Для подачи пара потребителям в период пуска, останова и при сбросах нагрузки предусматриваются три РОУ 9,9/1,2 (100/13 ата).

Отработанный в турбине пар конденсируется в конденсаторе, основной конденсат с помощью конденсатных насосов через охладители эжекторов и подогреватели низкого давления направляется в деаэраторы.

Из деаэраторов питательная вода питательными насосами (устанавливается пять ПЭНов) через подогреватели высокого давления подается в котлы. Насосы обеспечивают необходимый расход питательной воды в различных режимах работы. Каждый питательный насос имеет линию рециркуляции, обеспечивающую работу питательных насосов на низких нагрузках.

Пар на ПНД-1, ПНД-3, ПВД-5 поступает из нерегулируемых отборов турбины, на ПНД-2 из теплофикационного отбора, на ПВД-4 из производственного отбора.

Уровень питательной воды в деаэраторах поддерживается регулирующими клапанами питания.

Восполнение потерь в цикле и заполнение конденсаторов производится обессоленной водой от двух баков запаса обессоленной воды.

Для первоначального пуска турбины используется пар, подаваемый по трубопроводу от существующей ТЭЦ давлением 1,3 МПа и расходом до 50 т/ч.

Централизованная система маслоснабжения обеспечивает смазку минеральным маслом марки Т-22 (допускается применение масла марки Тп-22с) подшипников турбин и генераторов, а также снабжение рабочим маслом гидравлические исполнительные части системы регулирования и защиты турбины.

Управление турбиной осуществляется с помощью электрогидравлической системы автоматического регулирования.

Рабочей жидкостью системы регулирования и управления является минеральное масло марки Т-22 (допускается применение масла марки Тп-22с).

Тепловая схема УТЭЦ состоит из ряда систем и установок, размещаемых как в здании главного корпуса, так и во вспомогательных зданиях и сооружениях:

* система паропроводов острого пара;
* система основного конденсата;
* система питательной воды;
* система паропроводов собственных нужд;
* система трубопроводов подпитки цикла;
* система циркуляционной и технической воды;
* система отбора проб;
* система смазки турбин и другие системы.

Все системы представляют собой единый комплекс.

**2.3. Рабочий фонд времени основного оборудования и его производительность**

К основному оборудованию УТЭЦ относятся: паровая турбина производства ОАО «Калужского турбинного завода», турбогенератор производства ХК ОАО «Привод» г. Лысьва, монтируемый на общем фундаменте с турбиной, паровой котел производства ПК «Сибэнергомаш»

Барнаульского котельного завода.

Паровая турбина с производственным и теплофикационным регулируемыми отборами пара типа ПТ-40/50-8,8/1. Турбина – одноцилиндровая. Камерами регулируемых отборов турбина делится на часть высокого давления (ЧВД), часть среднего давления (ЧСД) и часть низкого давления (ЧНД).

ЧВД состоит из восьми ступеней, ЧСД – из семи ступеней, ЧНД – из четырех ступеней.

 Основные характеристики паровой турбины:

* максимальная электрическая мощность в конденсационном режиме (без отборов пара сверх регенерации) – 50 МВт;
* номинальная электрическая мощность в режиме с максимальными отборами пара на производство и теплофикацию – 40 МВт;
* номинальные параметры:

а) давление – 8,9 МПа;

б) температура – 5350С;

* параметры пара регулируемого отбора на производственные нужды:

а) давление номинальное – 1,2 МПа;

б) номинальная температура – 293 0С;

в) расход номинальный - 40 т/час;

* параметры пара регулируемого теплофикационного отбора:

а) давление номинальное – 0,12 МПа (абс);

б) температура номинальная – 104 0С;

в) расход номинальный – 117,7 т/час;

* номинальный расход охлаждающей воды на конденсатор – 8000 м3/час;
* температура охлаждающей воды, подаваемой в конденсатор – не более 330С;
* номинальный удельный расход тепла на выработку электроэнергии в конденсационном режиме работы турбины – 2357 ккал/кВтч.

Конденсатор выполнен одноходовым, двухпоточным. Конденсатор разделен вертикальной трубной доской на две половины. Это позволяет отключать одну из половин конденсатора в ремонт при работающей турбине, при этом нагрузка на турбине должна быть снижена до 50% - 60% номинальной.

Отсос паровоздушной смеси из конденсатора и концевых уплотнений турбины осуществляется пароструйными эжекторами.

Конденсатор поверхностного типа, материал трубок - латунь ЛО-70-1. Водяные камеры имеют по две полукрышки на петлях с лючками для осмотра внутренних полостей и трубной доски. Диаметр лючков 400 мм.

Максимальная температура циркуляционной воды на входе в конденсатор должна быть не более 33°С.

Турбогенератор с воздушным охлаждением и бесщеточным возбуждением типа ТТК-50-2УЗ-П поставки ООО ТПК «Нефтегазовые системы», г. Санкт-Петербург, изготовитель - ХК ОАО «Привод», г. Лысьва, предназначенный для выработки электроэнергии в продолжительном номинальном режиме работы S1 по ГОСТ-183 при сопряжении с паровой турбиной ПТ-40/50-8,8/1,3.

Основные характеристики генератора:

###### номинальная мощность – 50 МВт;

###### номинальное напряжение – 10,5 кВ;

###### полная мощность – 62500 кВА;

###### коэффициент мощности – 0,8;

###### требуемая температура охлаждающей воды на входе в воздухоохладители – не менее 120С и не более 330С;

###### коэффициент полезного действия – 98,3%.

Паровой котел с естественной циркуляцией и уравновешенной тягой типа Е-220-9,8-540 ГД производства Барнаульского котельного завода ПК «Сибэнергомаш», предназначенный для совместного сжигания доменного газа (побочного продукта металлургического производства) и природного газа. При этом доля сжигаемого природного газа по теплу – не менее 40%. Работа котла при доле сжигаемого природного газа по теплу менее 40% не предусмотрена Общими техническими условиями на поставку котлоагрегата. При необходимости, паровой котел может работать полностью на природном газе.

Основные характеристики парового котла:

* номинальная производительность – 220 т/час;
* температура свежего пара – 540 0С;
* давление свежего пара – 9,8 МПа;
* номинальная температура питательной воды – 215 0С;
* КПД брутто гарантийный согласно Договору, п. 2.10.1 Приложения 1 Технической части Договора ( Приложение А) – 89,6 %;
* удельные выбросы вредных веществ за котлом – оксид азота (NOх) с концентрацией (при избытке воздуха α=1,05-1,4) – до 125 мг/нм3;
* максимальный расчетный расход потребления доменного газа (соответствует нижнему значению низшей теплотворной способности 765 ккал/нм3 при температуре +20 0С и абсолютном давлении 101, 325 кПа) – 120000 нм3/час; при большем значении низшей теплотворной способности расход доменного газа на котёл будет меньше, чем 120000 нм3/час, так как согласно Общим техническим условиям на поставку котла не предусмотрена работа при доле сжигания доменного газа более 60% по теплу;
* номинальный расход потребления природного газа (низшая теплотворная способность 8000 ккал/нм3 при температуре +20 0С и абсолютном давлении 101, 325 кПа) по Общим техническим условиям на котёл:

а) при максимальном расходе потребления доменного газа –7000 нм3/час;

б) при работе котла только на природном газе – 18000 нм3/час.

Режим работы УТЭЦ – базовый. Установленная электрическая мощность – 150 МВт в конденсационном режиме.

Число часов работы в год – 8000.

Годовая выработка тепла – 1098,3 тыс.Гкал.

Годовая выработка электроэнергии – 1099,9 млн. кВтч.

Тепловая мощность УТЭЦ:

* на отопление и вентиляцию - 115 Гкал/ч;
* на горячее водоснабжение – 9 Гкал/ч;
* на собственные нужды – 8,625 Гкал/ч;
* на производство – 120 т/ч пара давлением 1,2 МПа.

**Глава 3. Теоретические и методические основы анализа эффективности инвестиций**

**3.1 Анализ эффективности инвестиций в строительство.**

Высокая капиталоемкость электроэнергетики требует детального обоснования решений по инвестированию проектов нового энергетического строительства и технического перевооружения основных средств. Принятие решения по инвестированию принимается на базе результатов расчета эффективности инвестиций, проводимого в рамках проектного анализа.[[2]](#footnote-2)

Проектный анализ представляет совокупность действий по анализу технической, экологической, социальной целесообразности осуществления проектов и анализу их финансовой эффективности.[[3]](#footnote-3)

Электрические станции и линии электропередач являются одновременно элементами электроэнергетических (технических) систем и субъектами энергетических рынков (коммерческих систем), поэтому важнейшей особенностью проектного анализа энергообъектов является их рассмотрение одновременно с двух позиций:

* общесистемной,
* индивидуальной.

Анализ проекта с общесистемной позиции предполагает оценку технологической целесообразности его реализации и соответствия требованиям обеспечения надежной параллельной работы всех элементов энергосистемы. В то же время, как будущий субъект рынка, данный объект рассматривается с позиции его влияния на снижение тарифа на рынке.

При анализе проекта с индивидуальной позиции он рассматривается как самостоятельный инвестиционный проект, работающий на замкнутый (в энергетическом смысле), рынок мощности и энергии.

Инвестиции – это вложения капитала в развитие предприятия, мероприятия по повышению эффективности производственно-хозяйственной деятельности или ценные бумаги с целью получения экономического результата.

Инвестиционная деятельность имеет ряд специфических особенностей:

* + Вложение капитала и получение результата разделены во времени.
	+ Наличие альтернативных вариантов вложения капитала.
	+ Дефицит необходимых ресурсов, в первую очередь, финансовых.
	+ Невозможность ограничить инвестиционную деятельность рамками предприятия, так как возникает необходимость привлечения сторонних организаций, цели которых не всегда совпадают с целями предприятия.

Все это делает принятие решения по вопросу вложения капитала ключевой проблемой инвестиционного менеджмента. Процедура принятия решения подразумевает оценку и выбор варианта, в наибольшей степени соответствующего принятым критериям.

В соответствии с общепринятой практикой инвестиционная деятельность организуется в проектной форме.

Инвестиционный проект – это комплексный план создания или модернизации производства с целью получения экономической выгоды.

 Период разработки и реализации инвестиционного проекта называется инвестиционным циклом и состоит из 3-х стадий: прединвестиционной, инвестиционной, производственной.

На прединвестиционной стадии изучаются возможные варианты реализации проекта, определяются прогнозные оценки затрат, рыночного спроса на продукцию, различных видов эффектов, а также проводятся технико-экономические исследования, связанные с качеством, технологическим уровнем и т.п. Технико-экономическое обоснование проекта либо основывается на экспертных оценках затрат и результатов, либо определяется, исходя из укрупненных (удельных) показателей.

В ходе этих исследований используется итеративный метод получения оценок экономической эффективности проекта. Каждая последующая итерация предполагает использование более точных данных об условиях реализации проекта, т.е. постепенное снижение уровня неопределенности исходной информации.

Параллельно решаются организационные проблемы: уточняются сроки, определяется круг участников проекта, источники финансирования и т.п.

На инвестиционной стадии окончательно отбираются организации, участвующие в проекте: подрядчики и поставщики, готовится соответствующая правовая и проектная документация, создается система управления проектом: в случае нового строительства – создается дирекция будущего предприятия, а на действующем предприятии – назначается управляющий проектом. Проводится строительство, монтаж и наладка оборудования.

На производственной стадии – осуществляется эксплуатация объекта.

Реализация инвестиционного проекта может быть представлена, как два взаимосвязанных экономических процесса: инвестирования и получения доходов от вложенных средств. Эти процессы протекают последовательно или на некотором временном отрезке параллельно. Основные стадии инвестиционного цикла представлены на рис. 2.1.1.



Рис. 2.1.1 Схема стадий инвестиционного проекта.

Все стадии вместе составляют расчетный период, который охватывает инвестиционный процесс, процесс производства в ходе которого получают доход, и процесс ликвидации проекта.

 Расчетный период – это период времени, в течение которого инвестор вкладывает средства и возвращает их с выгодой для себя в случае благоприятной ситуации. Продолжительность расчетного периода определяется, исходя из периода конкурентоспособности данной технологии или продукция.

Экономическое обоснование включает:

1) экономическую оценку, характеризующую экономический потенциал проекта, т.е. возможность сохранения и прироста капитала;

2) финансовую оценку, характеризующую возможность получения прибыли участниками проекта.

В первом случае расчет проводится без учета налогов и прочих перечислений в бюджет.

В мировой практике для экономической оценки инвестиционных проектов используются рекомендации Всемирного Банка и методика ЮНИДО. Для российских условий на основе международного опыта разработаны Методические рекомендации по оценке эффективности проектов и их отбору для финансирования.

Методологической основой разработки этих рекомендаций является моделирование денежных потоков, генерируемых проектом.

Денежный поток включает притоки и оттоки денежных средств за определенный период времени, которые рассматриваются в порядке их поступления или выплаты.

Денежный поток, или поток платежей, характеризует процессы инвестирования и получения дохода в виде одной совмещенной последовательности. Результирующий поток платежей формируется как разность между доходами от реализации проекта и расходами в единицу времени.

Модель проекта, или денежных потоков проекта, относят к классу имитационных и представляет собой набор формул для расчета притока и оттока денежных средств.

 В основу оценок эффективности инвестиционных проектов положены следующие основные принципы:

– Рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла ( расчетного периода ) – от проведения прединвестиционных исследований до прекращения проекта.

– Сопоставимость условий сравнения различных проектов (вариантов проекта).

– Положительности и максимума эффекта. Для того, чтобы проект был признан эффективным, с точки зрения инвестора, необходимо, чтобы эффект реализации был положительным; при сравнении альтернативных вариантов предпочтение отдается проекту с наибольшим значением эффекта.

– Учет предстоящих затрат и поступлений, связанных только с разработкой и реализацией проекта. Этот принцип принято называть проектным подходом.

– Проведение сравнения «с проектом» и «без проекта» в течение расчетного периода. Ошибочный вариант сравнения – «до проекта» и «после проекта».

– Учет в затратах потребности в оборотных средствах, необходимых для функционирования производственных фондов.

– Многоэтапность оценки. Эффективность проекта на различных стадиях его подготовки и реализации определяется заново с различной глубиной проработки.

 Увеличение глубины проработки связано с учетом большего числа влияющих факторов, уточнением оценок поступлений и затрат, применением более сложных методов анализа. Оценка эффективности может быть получена как без учета, так и с учетом неравноценности денежных потоков, относящихся к разным периодам времени, инфляции, структуры и цены капитала, динамики изменения потребности в оборотных средствах по годам расчетного периода и т.п.

 Составляющие капвложений в зависимости от глубины проработки оцениваются по разному: на основе удельных показателей, исходя из стоимости аналогичных проектов, по результатам расчета сметы затрат.

 Принятие решения об инвестировании проекта основывается на сравнении показателей финансово-экономической эффективности альтернативных вариантов вложения капитала.

 Как уже отмечалось, отличительной чертой инвестиционной деятельности является альтернативность. Любая инженерная задача предполагает многовариантность решения. В энергетической отрасли благодаря взаимозаменяемости энергоресурсов всегда имеются возможности по-разному решать проблемы энергоснабжения. Каждый вариант решения – это вариант инвестиционного проекта. В результате проведения финансово-экономического анализа выбирается вариант, обеспечивающий получение наибольшего экономического результата. При сравнении вариантов должны выполняться условия сопоставимости вариантов по производственному эффекту. При решении проблем энергоснабжения должно обеспечиваться производство одинакового количества энергопресурсо

 Для оценки эффективности инвестиционного проекта необходимо использовать следующую информацию:

1) развернутый во времени процесс создания или модернизации предприятия (распределение во времени капитальных вложений);

2) источники финансирования проекта;

3) развернутый во времени процесс освоения производства;

4) цену на продукцию (тарифы на электроэнергию и тепло);

5) структуру инвестиционных затрат и издержек;

6) стоимость (цену) капитала.

Экономическая оценка эффективности инвестиционных проектов заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлением денежных средств, которые будут иметь место при реализации производимой продукции.

Причем на стадии технико-экономических исследований оценивается экономическая эффективность объектов в целом и выбирается лучший вариант. После составления программы финансирования проводятся повторные расчеты с учетом источников финансирования. Из нескольких вариантов финансирования выбирается лучший вариант и оформляется в виде бизнес-плана.

Бизнес-план содержит план маркетинга и производственную программу, на основе которых разрабатывается финансово-экономическое обоснование проекта и финансовый план.

На практике используются два подхода к оценке экономической эффективности: первый – упрощенный, без учета фактора времени и второй – с учетом фактора времени, что позволяет учесть неравноценность доходов и расходов, относящихся к разным периодам времени.

**3.2 Анализ себестоимости продукции до и после реализации проекта.**

 Для принятия решения по инвестиционному проекту необходимо располагать информацией о характере полного возмещения затрат, а также о соответствии уровня дополнительного получаемого дохода степени риска неопределенности достижения конечного результата.

Различают простые (статические) и усложненные методы оценки, основанные на теории изменения стоимости денег во времени.

*Простые методы*традиционно использовались в отечественной практике. Методические рекомендации по расчету экономической эффективности капитальных вложений предусматривали систему показателей, отвечающую действующим условиям хозяйствования.

К важнейшим показателям относятся:

1) коэффициент общей экономической эффективности капитальных вложений

Э = П/К

где *П*— годовая прибыль;

*К*— капитальные вложения;

2) срок окупаемости

Т = К/П

3) показатель сравнительной экономической эффективности, основанный на минимизации приведенных затрат,

*П3=С+ЕН \* К:,*

где С — текущие затраты (себестоимость) по тому же варианту;

*Ен*— нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

*К*— капитальные вложения по каждому варианту.

Отличительной чертой инвестиционного процесса является разрыв во времени, как правило, более одного года, между вложением денег, имущества или имущественных прав и получением дохода. Основным недостатком ранее действовавших отечественных методик было игнорирование временной оценки затрат и доходов.

Метод чистого дисконтированного дохода.

Основан на сопоставлении величины исходной инвестиции с общей суммой дисконтированных денежных поступлений, полученных в результате реализации проекта (прогноз).

,

где *CFt* – годовой доход за t-год,

 *I* ‑ инвестиции в нулевой период.

Если проект предполагает не разовую инвестицию, а последовательное инвестирование в течение m лет, то формула расчета NPV модифицируется следующим образом:



Очевидно, что если NPV>0 –проект эффективен, его следует принять; если NPV<0 – проект не дает эффекта (убыточен), его следует отвергнуть; если NPV=0 – проект ­ни прибыльный и ни убыточный.

При сравнении проектов, следует выбрать тот, у которого NPV больше. NPV различных проектов можно суммировать, следовательно, этот показатель можно использовать в качестве основного при анализе оптимальности инвестиционного портфеля.

***Метод расчета индекса рентабельности инвестиций***

Относительный показатель, позволяющий определить в какой мере возрастает ценность проекта в расчете на единицу стоимости инвестиции. Индекс рентабельности рассчитывается по формуле:



Очевидно, что если PI>1 – проект эффективен, его следует принять, если PI<1 – проект неэффективен, его следует отвергнуть, если PI=1 – проект не дает ни прибыли, ни убытка.

PI удобен при выборе одного проекта из ряда альтернативных, имеющих примерно одинаковые значения NPV, либо при комплектовании портфеля инвестиций с максимальным суммируемым значением NPV.

***Метод расчета нормы рентабельности инвестиций (внутренняя норма доходности).***

Норма рентабельности инвестиций – такое значение коэффициента дисконтирования, при котором NPV проекта равен нулю:

IRR=r, при котором NPV=f (r)=0.

IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов, которые могут быть ассоциированы с данным проектом. Например, если проект финансируется за счет ссуды банка, то IRR показывает верхнюю границу банковской процентной ставки, больше которой проект становится неэффективным.

IRR определяется исходя из того, чтобы было справедливо.равенство



Решается методом итераций, если будущие денежные поступления не одинаковы по величине.

IRR позволяет найти граничное значение коэффициента дисконтирования, разделяющее инвестиции на приемлемые и невыгодные. Для этого IRR сравнивают с тем уровнем нормы прибыли, которую инвестор выбирает для себя.

***Метод определения срока окупаемости инвестиций.***

Этот метод один из самых простых и широко распространенных в мировой практике. Алгоритм расчета срока окупаемости (РР) зависит от равномерности распределения прогнозируемых доходов от инвестиций. Если доход распределен по годам равномерно, то срок окупаемости рассчитывается делением единовременных затрат на величину годового дохода, обусловленного ими. При получении дробного числа, оно округляется в сторону увеличения до ближайшего целого.

PP – срок, который понадобится для возмещения суммы инвестиций. Если доход распределен по годам равномерно, то



Если прибыль распределена неравномерно по годам, то производят пошаговое суммирование годичных сумм денежных поступлений до тех пор, пока результат не станет равен *Io* (прямой подсчет лет, в течение которых инвестиция будет погашена кумулятивным доходом).

PP=n, при котором

.

PP рекомендуется определять с использованием дисконтирования.

**4. Оценка экономической эффективности строительства.**

УТЭЦ предназначена для утилизации (сжигания в энергетических котлах) доменного газа из сети НЛМК, являющегося побочным продуктом металлургического производства, и использования его для выработки электроэнергии, обеспечения потребителей горячей водой и паром для производственных нужд.

При определении потребности в капитальных вложениях необходимо учитывать:

1. Затраты на приобретение и доставку оборудования по ценам поставщиков (без НДС);
2. Затраты на монтаж оборудования;
3. Затраты на строительные и монтажные работы в связи с возможной реконструкцией зданий и помещений;

Прочие работы и затраты, включающие: проектирование, руководство, временные здания и сооружения, предэксплуатационные издержки, непредвиденные затраты.

Стоимость ОС по плану составляет 7 199 781 165 руб.

Срок полезного использования объекта – 361 месяц.

* теплоэнергия в горячей воде экономия 952,6 тыс. руб.;
* теплоэнергия в паре экономия 1278,8 тыс. руб.;
* электроэнергия экономия 6904,1 тыс. руб.;

обессоленная Анализ приложений 1-6 показал следующие результаты между плановой и фактической себестоимостей:

* вода экономия 13,8 тыс. руб.;
* доменное дутье для д. ц N 2 экономия 3520,6 тыс. руб.;
* сжатый воздух перерасход 950,0 тыс. руб.

Проведем анализ эффективности инвестиционного проекта. Исходные данные указаны в таблице 4.1

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Год (t) | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Инвестиции, тыс. руб. | 7199781 |  |  |  |  |  |  |
| Чистая прибыль, тыс. руб. |  | -479228 | 843272 | 615940 | 3497196 | 5586792 | 7798196 |
| Амортизация, тыс. руб. |  | 0 | 195960 | 785864 | 887892 | 858084 | 762036 |
| Денежные поступления за период, тыс. руб. | -7199781 | -479228 | 1039232 | 1401804 | 4385088 | 6444876 | 8560232 |
| То же, с нарастающим итогом, тыс. руб. | -7199781 | -7679009 | -6639777 | -5237973 | -852885 | 5591991 | 14152223 |

Таблица 4.1 Исходные данные по проекту

Метод чистого дисконтированного дохода.

Коэффициент дисконтирования (i) примем равным 17%

$$NPV=\frac{-479228}{\left(1+0,17\right)^{1}}+\frac{1039232}{\left(1+0,17\right)^{2}}+\frac{1401804}{\left(1+0,17\right)^{3}}+\frac{4385088}{\left(1+0,17\right)^{4}}+\frac{6444876}{\left(1+0,17\right)^{5}}+\frac{8560232}{\left(1+0,17\right)^{5}}-71199781=-409597+759173+875245+2340102+2939580+3337109-7199781=2641831$$

Так как NPV>0 –проект эффективен, его следует принять.

***Метод расчета индекса рентабельности инвестиций.***

$$PI=\frac{\frac{-479228}{\left(1+0,17\right)^{1}}+\frac{1039232}{\left(1+0,17\right)^{2}}+\frac{1401804}{\left(1+0,17\right)^{3}}+\frac{4385088}{\left(1+0,17\right)^{4}}+\frac{6444876}{\left(1+0,17\right)^{5}}+\frac{8560232}{\left(1+0,17\right)^{5}}}{7199781}=\frac{9841612}{7199781}=1,37$$

PI>1 – проект эффективен, его следует принять.

***Метод расчета нормы рентабельности инвестиций (внутренняя норма доходности).***

Путем итераций при использовании программы Microsoft Excel выявлено, что $IRR=24,8$. Исходя из статистических данных, взятых из различных экономических источников коэффициент признается эффективным, если он более 13. Делаем вывод: проект следует принять.

***Метод определения срока окупаемости инвестиций.***

Так как прибыль распределена неравномерно по годам, то произведем пошаговое суммирование годичных сумм денежных поступлений до тех пор, пока результат не станет равен сумме инвестиций.

1 шаг:

$$PP=\frac{7199781}{-479228}=-15$$

2 шаг:

$$PP=\frac{7199781}{-479228+1039232}=12,86$$

3 шаг:

$$PP=\frac{7199781}{-479228+1039232+1401804}=3,67$$

4 шаг:

$$PP=\frac{7199781}{-479228+1039232+1401804+4385088}=1,13$$

5 шаг:

$$PP=\frac{7199781}{-479228+1039232+1401804+4385088+6444876}=0,56$$

На основании проведенных вычислений делаем вывод – проект окупиться менее чем за 5 лет. Исходя из того, что проект рассчитан на 6 лет проект принимается.

 **Глава 5. Разработка мероприятий по повышению экологической эффективности предприятия.**

Одним из определяющих аспектов Программы технического перевооружения является повышение экологической безопасности производства. Это позволяет добиваться достижения стратегических целей бизнеса, исключая возможные экологические риски.

Сокращение негативного воздействия на окружающую среду является результатом планомерной инвестиционной деятельности предприятий Группы. Инвестиции в проекты технического перевооружения и модернизацию основного производства и природоохранной техники, а также в обеспечение безопасной и стабильной работы, обеспечивающие экологический эффект, составили по Группе в 2010 году 150 млн долларов против 137 млн долларов в 2009 году и на протяжении 5-ти лет характеризуются устойчиво положительной динамикой.

Приоритетными задачами в области охраны окружающей среды компаний Группы на 2011 год являются:

* завершение природоохранных проектов программы 2-ого этапа технического перевооружения и развития в установленные сроки;
* достижение гарантийных показателей инвестиционных проектов по воздействию на окружающую среду;
* минимизация финансовых рисков, обусловленных экологическими проблемами.

*Охрана атмосферы.* С 2000-го по 2012 год ОАО «НЛМК» увеличило производство стали на 48%, чугуна на 54%, агломерата на 22%. При этом объём валовых выбросов в атмосферу сократился на 22% - с 356 тысяч до 277 тысяч т в год, а удельные выбросы уменьшились на 47% - с 43,2 до 22,74 кг на тонну стали.

*Охрана водного бассейна.* За 12 лет компании удалось значительно сократить использование воды и снизить негативное воздействие от сброса сточных вод. Потребление речной воды снизилось на 77% - до 22,5 млн. куб. м в год. В 2009 году предприятие в Липецке прекратило сброс промышленных сточных вод в реку Воронеж, а удельное потребление воды для нужд производства в 2012 г. снизилось на 15% по сравнению с 2011 г.

*Утилизация отходов.* Систематическая и планомерная работа позволила на основной производственной площадке в Липецке прекратить с 2003 года накопление твердых промышленных отходов и приступить к переработке ранее накопленных. С 2004-го по 2012 год количество ранее накопленных отходов сокращено на 1,8 млн. тонн. В 2012 году на территории комбината переработано около 4,5 млн. т отходов, в том числе 4,3 млн. т. текущих и почти 0,2 млн. т ранее накопленных. После переработки возвращено в производство более 2,6 млн. т в качестве сырья, остальная часть направлена для производства строительных материалов, обустройства внутренних дорог и рекультивации объектов на территории комбината. Объем переработки, реализации и использования отходов производства составил в 2012 году почти 94% от объема образовавшихся.

*Новые экологические проекты.*

Расширение мощностей Стойленского ГОКа на 30%.

В рамках стратегии по усилению экономически эффективной интеграции по основному сырью Компания реализует масштабную программу перспективного развития на Стойленском ГОКе, которая позволит полностью обеспечить потребности Группы в высококачественном железорудном сырье, включая окатыши и железорудный концентрат.

Строительство фабрики окомкования мощностью 6 млн т в год является ключевым проектом этой программы. Реализация проекта началась в 2012 году.

Кроме того, для обеспечения фабрики окомкования сырьем в необходимом количестве планируется развитие отдельных объектов инфраструктуры комбината:

- увеличение добычи руды на 30% до 42 млн т/год за счет расширения действующего открытого карьера;

- строительство 5 секции фабрики обогащения, которая позволит нарастить производство железорудного концентрата на 30% с 14 млн т/год до 18 млн т;

- строительство корпусов среднего и мелкого дробления, корпусов крупного дробления и др. объектов инфраструктуры.

Рис. 5.1



Реконструкция методической печи.

Реконструкция методической печи №3 увеличила ее производительность в комплексе с другими мероприятиями по реконструкции стана 2000 до 320 т/час при одновременном снижении удельного расхода топлива на 29,5 кг/т. Обновленное оборудование позволило стабилизировать процесс горячей прокатки, снизить угар металла, повысить точность параметров полосы при прокатке и сократить количество выбросов в атмосферу. Реконструированная печь позволяет обрабатывать заготовку для производства разнообразных видов конечной продукции, в том числе нишевого трансформаторного проката.

Этот проект стал третьим по счету агрегатом нового типа в производстве горячего проката в Липецке, в комплексе с другими мероприятиями по реконструкции стана 2000 его реализация даст возможность повысить производство горячекатаного проката до 5,7 млн т/год.

Снижение себестоимости продукции за счет экономии на сырье.

На липецкой площадке в доменном производстве ведется строительство установок по вдуванию пылеугольного топлива (ПУТ) на ДП №№3-5, в 2013 году ожидается пуск установки вдувания ПУТ на ДП№5, мощностью около 2,6 млн т чугуна (или около 20% от всей мощности липецкой площадки).

Планируется постепенное освоение этой технологи и ее применение на доменных печах №№3,4,6,7 комбината.

Ожидается, что внедрение технологии ПУТ в перспективе позволит сократить потребление природного газа и кокса при производстве чугуна за счет вдувания в доменные печи энергетического угля.

Рис. 5.2



Новая высокопроизводительная установка десульфурации чугуна.

В рамках реализации стратегии по улучшению качества производимой продукции НЛМК ввел в строй двухпозиционную установку десульфурации чугуна мощностью 5,8 млн т в год. Новое оборудование позволило перевести доменные печи на выплавку чугуна с пониженным содержанием кремния и одновременно увеличить долю стали с низким содержанием серы. Производственный комплекс снабжен высокоэффективной системой аспирации отходящих газов, обеспечивающей экологические показатели, полностью отвечающие уровню наилучших доступных технологий.

Проект напрямую связан с осуществлением планов увеличения производства высококачественной стали с 9 до 12,4 млн т после ввода доменной печи «Россиянка» и нового конвертера. Ранее в конвертерном производстве введены в строй три установки десульфурации чугуна суммарной мощностью около 7 млн т в год.

Новые технологии переработки отходов на липецкой площадке.

На НЛМК впервые в России разработана технология использования кальцийсодержащих шламов, ранее не вовлекавшихся в производство. Новая технология позволит перерабатывать около 500 тонн в год кальцийсодержащих отходов, которые образуются в производственных процессах доменного и теплосилового цехов комбината. Технология предусматривает повторное использование шлама вместо известкового раствора для обработки мульд – специальных форм для отливки заготовок чугуна.

Этот способ, разработанный специалистами комбината, позволяет не только утилизировать производственные отходы, но и снизить на 10% (150 тонн в год) потребление извести доменным цехом №1. На данный момент смонтировано необходимое оборудование, проведены испытания специальной установки. В настоящее время осуществляются мероприятия по устранению выявленных в ходе испытаний замечаний. Ориентировочный срок проведения повторных испытаний - 2015 г.

В 2012 году на реализацию природоохранных проектов на производственной площадке в Липецке затрачено 1,28 млрд. рублей. Несмотря на увеличение производства стали на 25% - до 12,2 млн. т валовые выбросы в атмосферу сократились на 124 т против уровня 2011 года, а удельные выбросы снизились на 20%. Экологический эффект достигнут благодаря реконструкции оборудования в доменном и конвертерном производствах с использованием лучших достижений в металлургии. Среди наиболее значимых мероприятий - внедрение системы пылеподавления в цехе железобетонных изделий, ремонт воздухонагревателей в доменном производстве, оптимизация работы газоочисток в конвертерном цехе № 1 и аглопроизводстве. Наиболее крупные инвестиции были направлены на реконструкцию отделения перелива чугуна в конвертерном цехе № 2 с внедрением эффективных технологий подавления бурого дыма и улавливания пыли и графита, а также на реконструкцию центральной аспирационной системы в аглопроизводстве с установкой современных электрофильтров.

Общий объем природоохранных инвестиций при реализации 2 этапа Программы технического перевооружения (2007 - 2012 гг.) на площадке в Липецке составил 17,6 млрд. рублей, благодаря чему объем вредных выбросов за последние пять лет снизился более чем на 31 тысячу тонн.

**Заключение**

Известно, что инвестиционная деятельность является ключевой для любого предприятия, целью которого является стратегическое развитие и максимизация прибыли. Но необходимо отметить, что в свете ухудшения экологической ситуации в мире, инвестирование в проекты, направленные на получение прибыли за счет экономии природных ресурсов и экологии окружающей среды являются приоритетными.

Анализ предложенного инвестиционного проекта строительства УТЭЦ позволил сделать следующие выводы:

Результаты сравнительного анализа плановой и фактической себестоимости позволил выявить следующие направления экономии::

* теплоэнергия в горячей воде экономия 952,6 тыс. руб.;
* теплоэнергия в паре экономия 1278,8 тыс. руб.;
* электроэнергия экономия 6904,1 тыс. руб.;
* обессоленная вода экономия 13,8 тыс. руб.;
* доменное дутье для д. ц N 2 экономия 3520,6 тыс. руб.;
* сжатый воздух перерасход 950,0 тыс. руб.

В результате реализации проекта:

Чистый дисконтированный доход составил $2641831$ руб.

Индекс рентабельности инвестиций 1,37

Норма рентабельности инвестиций (внутренняя норма доходности) составляет 24,8.

Срок окупаемости менее 5 лет. Следовательно предложенный проект экономически эффективен.

Реализация комплекса мероприятий по снижению энергопотребления и оптимизации производственных затрат позволит в перспективе достичь показателя удельной энергоемкости стали, соответствующего уровню мировых лидеров черной металлургии.

**Библиографический список**

1. Самсонов, B.C. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учеб. для вузов / B.C. Самсонов, М.А. Вяткин — М.: Высш. шк., 2001. — 416 с.
2. Фабоцци Ф. Управление инвестициями: Пер. с англ. — М.: ИНФРА-М, 2000. — XXVIII, 932 с.
3. Экономика энергетики: учеб. пособие / Н.В. Нагорная; Дальневосточный государственный технический университет. – Владивосток: Изд-во ДВГТУ, 2007. – 157 с.
4. Экономика энергетики: учеб. пособие для вузов / Н.Д. Рогалев, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова и др.; под ред. Н.Д. Рогалева. – М.: Издательство МЭИ, 2005 г. – 288 с.
5. Повышение инвестиционной привлекательности и инновационной активности предприятий электроэнергетики / Кононенко В.А. / Журнал «Креативная экономика» № 11 (23) за 2008 год, cтр. 21-26.
6. Материалы исследовательской практики в бюро экономики ФЛЦ ОАО «НЛМК»
7. <http://ara2011.nlmk.com/ru>
8. <http://www.cenef.ru/file/Heat.pdf>

.

Приложение 1

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Анализ себестоимости теплоэнергии в горячей воде**  | **за январь 2012 года** |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  | **Выработка** |  |   | 40846,300 | ГКЛ |  |  | МВЗ 1012210001 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | **Отпуск ТСЦ** |  |   | 37737,300 | ГКЛ |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Наименование | Абсолютные значения по плану , тыс.руб. | По плану | 27528,0 |   | Гкал | Фактический расход по плановым ценам (9\*4) | Факт  | Отклонения ( экономия - ; перерасход + ) тыс.руб.. |   |   |   |   |   |   |
| на единицу | на фактический объем  | Всего | За счет норм | за счет цен своего производства |
| кол-во | цена,руб | сумма,тыс.руб | Количество (9-6) | Сумма (9-7),тыс.руб. |  в том числе,тыс.руб. |
| кол-во | сумма,тыс.руб. | кол-во | цена,руб | сумма,тыс.руб | нормы расхода | абсолютные отклонения (11-2) | изменение объема (2-7) |
|
|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 17 | 18 | 19 |
| ***Энергетические затраты:*** |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| теплоэнергия в паре,Гкал |   | 1,0 | 473,98 | 473,98 | 40846 | 19360,3 | 19360,3 | 40846,3 | 468,79 | 19148,2 | -212,1 |   |   |   |   |   | -212,1 |
| электроэнергия,т.кВтч |   | 0,0490 | 1163,16 | 57,00 | 2001 | 2328,0 | 1710,8 | 1470,852 | 1079,36 | 1587,6 | -740,5 | -530,1 | -617,2 | -617,2 |   |   | -123,2 |
|  **Итого:** |   |   |   | 530,98 |   | 21688,4 | 21071,1 |  |  | **20735,8** | -952,6 |   | -617,2 | -617,2 |   |   | -335,4 |
| Расходы на оплату труда |   |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0,0 |   | 0,0 |   | 0,0 | 0,0 |   |
| Единый социальный налог |   |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0,0 |   | 0,0 |   | 0,0 | 0,0 |   |
| Отчисление на соцстрах от несчастных случаев |   |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0,0 |   | 0,0 |   | 0,0 | 0,0 |   |
| Расходы на ремонт ОС |   |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0,0 |   | 0,0 |   | 0,0 | 0,0 |   |
| Внутриком.перемещ.грузов |   |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0,0 |   | 0,0 |   | 0,0 | 0,0 |   |
| Содержание ОС |   |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0,0 |   | 0,0 |   | 0,0 | 0,0 |   |
| Амортизация |   |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0,0 |   | 0,0 |   | 0,0 | 0,0 |   |
| Прочие расходы |   |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0,0 |   | 0,0 |   | 0,0 | 0,0 |   |
| Цеховая себестоимость |   |   |   | 530,98 |   | 21688,4 |   | 40846,3 | 507,65 | 20735,8 | -952,6 |   | -617,2 | -617,2 | 0,0 | 0,0 | -335,4 |
| Отклонения на единицу,руб./Гкал |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | -23,33 |   | -15,12 | -15,12 | 0,00 | 0,00 | -8,21 |

Приложение 2

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Анализ себестоимости теплоэнергии в паре**  | **за январь 2012 года** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  | **Выработка** | 273 252,0 |  | Гкал |  |  |  | **МВЗ 1012210002** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |   | **Отпуск ТСЦ** | 7 883,9 |  | Гкал |  |  |  |  |  |  |
| Наименование статей затрат | Абсолютные значения по плану , тыс.руб. | По плану | 267513 |   | Гкал | Фактический расход по плановым ценам (9\*4) | Факт  |  Отклонения(экономия -,перерасход +),тыс.руб. |
| на единицу | на фактический объем  | за счет норм |  За счет цен |
|  кол-во | цена,руб. | сумма,тыс.руб. |   | за счет норм |
| кол-во | сумма,тыс.руб. |  кол-во | цена,руб. | сумма,тыс.руб. | Всего (11-7) | Кол-во (9-6) | Сумм(8-7) | нормы | Состав заданного | абсолютные отк.(11-2) | изменение объема (2-7) | своего производства | покупных цен |
|
|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| *Материалы:* |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| обессоленная вода,т.м3 |   | 0,0000 | 620654,96 | 17,262 | 7,600 | 4716,9 | 27364,1 | 44,089 | 36920,34 | 1627,8 | -3089,1 | 36,489 | 22647,2 | 22647,2 |   |   |   | -25736,3 |   |
|  |   |   |   |   |   |   |   |  |  |  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| *Топливо:* |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| газ природный,т.м3приведенный. |   | 0,0489 | 3279,86 | 160,269 | 13352 | 43793,8 | 57103,5 | 17410,33 | 3295,59 | 57377,4 | 13583,5 | 4058,332 | 13309,7 | 1072 | 12238 |   |   |   | 273,9 |
| газ доменный,т.м3приведенный |   | 0,7083 | 358,99 | 254,287 | 193555 | 69484,4 | 59930,1 | 166941 | 356,88 | 59578,4 | -9906,1 | -26614 | -9554,3 | 1094 | -10649 |   |   | -351,7 |   |
|  **Итого,т.у.т.:** |   | 0,1570 | 2640,51 | 414,556 | 42900 | 113278,3 | 117033,6 | **43720,34** | **2675,09** | **116955,7** | 3677,5 | 820 | 3755,3 | 2165,7 | 1589,6 |   |   | -351,7 | 273,9 |
|  |   |   |   |   |   |   |   |  |  |  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| *Энергетические затраты:* |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| электроэнергия,т.кВтч |   | 0,0300 | 1163,16 | 34,895 | 8198 | 9535,1 | 8897,3 | 7649,289 | 1079,36 | 8256,3 | -1278,8 | -548,711 | -637,8 | -637,8 |   |   |   | -641,0 |   |
|  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Расходы на оплату труда | 937,1 |   |   | 3,50 |   | 957,2 |   |   |   | 953,2 | -4,0 |   | -4,0 |   |   | 16,1 | -20,1 |   |   |
| Единый социальный налог | 265,8 |   |   | 0,99 |   | 271,6 |   |   |   | 285,5 | 13,9 |   | 13,9 |   |   | 19,7 | -5,8 |   |   |
| Отчисление на соцстрах от несч. Случаев | 17,8 |   |   | 0,07 |   | 18,3 |   |   |   | 18,1 | -0,2 |   | -0,2 |   |   | 0,3 | -0,5 |   |   |
| Расходы на ремонт ОС | 47,0 |   |   | 0,18 |   | 48,1 |   |   |   |   | -48,1 |   | -48,1 |   |   | -47,0 | -1,1 |   |   |
| Внутриком.перемещ.грузов | 3,0 |   |   | 0,01 |   | 3,0 |   |   |   |   | -3,0 |   | -3,0 |   |   | -3,0 | 0,0 |   |   |
| Содержание ОС | 20,5 |   |   | 0,08 |   | 21,0 |   |   |   |   | -21,0 |   | -21,0 |   |   | -20,5 | -0,6 |   |   |
| Амортизация | 0,0 |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   |   | 0,0 |   | 0,0 |   |   | 0,0 | 0,0 |   |   |
| Затраты на подгот.и освоение пр. | 607,9 |   |   | 2,27 |   | 620,8 |   |   |   |   | -620,8 |   | -620,8 |   |   | -607,9 | -12,9 |   |   |
| Прочие расходы | 44,9 |   |   | 0,17 |   | 45,9 |   |   |   | 0,2 | -45,7 |   | -45,7 |   |   | -44,7 | -1,0 |   |   |
| Цеховая себестоимость |   |   |   | 473,98 |   | 129516,3 |   | 273252,0 | 468,79 | 128096,8 | -1419,5 |   | 3026,3 | 24175,1 | 1589,6 | -687,0 | -42,1 | -26729,0 | 273,9 |
| Отклонения на единицу,руб./Гкал |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | -5,19 |   | 91,62 | 88,47 | 5,82 | -2,51 | -0,15 | -97,82 | 1,00 |

Приложение 3

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **Анализ себестоимости электроэнергии**  |  |  |  |  |  |  |  |  | **за январь 2012 года** |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  | **Выработка** | 103 651,985 | **тыс.кВтч** |  |  |  |  |  **МВЗ 1012210003** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  | **Отпуск ЦЭЛС** |   | 92 190,311 | **тыс.кВтч** |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |   |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Наименование статей затрат | Абсолютные значения по плану , тыс.руб. | По плану | 98 952,000 |   | т. кВтч | Фактический расход по плановым ценам (9\*4) | Факт  | Отклонения ( экономия - <перерасход + ) тыс.руб. |
| на единицу | на фактический объем  | за счет норм |  За счет цен |
|  кол-во | цена,руб. | сумма,тыс.руб. | в том числе |
| кол-во | сумма,тыс.руб. |  кол-во | цена,руб. | сумма,тыс.руб. | Всего (11-7) | Кол-во (9-6) | Сумм(8-7) | нормы | Состав заданного | абсолютные отк.(11-2) | изменение объема (2-7) | своего производства | покупных цен |
|
|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Материалы: |   |   |   | 0,00 | 0,000 | 0,0 | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,0 |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| *Итого материалы:* |   |   |   | 0,00 |   | 0,0 | 0,0 |   |   | **0,0** | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0 |
| *строительно-монтаж.работы* |   |   |   |   |   | 0,0 | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0 | 0,0 |   |   | 0,0 |   |   |   |
| ***Энергетические затраты:*** |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| электроэнергия собств.нужды,т.кВтч |   | 0,0210 | 1 163,16 | 24,426 | 2176,692 | 2531,8 | 2531,8 | 2176,692 | 1079,36 | 2349,4 | -182,4 | 0 | 0,0 | 0,0 |   |   |   | -182,4 |   |
| теплоэнергия в паре от ТЭЦ, Гкал |   | 2,3200 | 473,98 | 1099,633 | 240472,6 | 113979,1 | 106418,8 | 224521,8 | 468,79 | 105 252,7 | -8726,4 | -15950,76 | -7560,3 | -7560,3 |   |   |   | -1166,1 |   |
| техническая вода, тыс. м3 |   | 0,0047 | 1079,51 | 5,073 | 487,086 | 525,8 | 655,7 | 569,51 | 1151,26 | 655,7 | 129,8 | 82,424 | 129,8 | 129,8 |   |   |   | 0,0 |   |
| газ природный,т.м3пр. |   |   |   | 0,000 | 0 | 0,0 | 0,0 |   |   | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 |   |   | 0,0 |   | 0,0 |   |
| газ доменный,т.м3пр |   |   |   | 0,000 | 0 | 0,0 | 0,0 |   |   | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 |   |   | 0,0 |   | 0,0 |   |
| теплоэнергия в гор.воде, Гкал |   |   |   | 0,000 | 0 | 0,0 | 1578,3 | 3109,00 | 507,65 | 1 578,3 | 1578,3 | 3109 | 1578,3 |   |   | 1578,3 |   | 0,0 |   |
| вода ХОВ и обессол., тыс.м3 |   |   |   | 0,000 | 0 | 0,0 | 0,0 |   |   | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 |   |   | 0,0 |   | 0,0 |   |
| ХОВ на теплосеть, тыс.м3 |   |   |   | 0,000 | 0 | 0,0 | 19,8 | 0,47 | 42509,98 | 19,8 | 19,8 | 0,465 | 19,8 |   |   | 19,8 |   | 0,0 |   |
| вода питьевая, тыс.м3 |   |   |   | 0,000 | 0 | 0,0 | 3,2 | 0,44 | 7286,02 | 3,2 | 3,2 | 0,437 | 3,2 |   |   | 3,2 |   | 0,0 |   |
| транспортировка сточ.вод, тыс.м3 |   |   |   | 0,000 | 0 | 0,0 | 273,6 | 34,23 | 7994,02 | 273,6 | 273,6 | 34,227 | 273,6 |   |   | 273,6 |   | 0,0 |   |
| вода техническая, тыс. м3 |   |   |   | 0,000 | 0 | 0,0 | 0,0 |   |   | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,0 |   |   | 0,0 |   | 0,0 |   |
|  **Всего:** |   |   |   | 1129,13 |   | 117036,8 | 111481,1 |   |   | **110132,6** | -6904,1 |   | -5555,7 | -7430,5 | 0,0 | 1874,9 | 0,0 | -1348,5 |   |
| Расходы на оплату труда | 1623,5 |   |   | 16,41 |   | 1700,6 |   |   |   | 1 225,4 | -475,3 |   | -475,3 |   |   | -398,1 | -77,1 |   |   |
| Единый социальный налог | 460,3 |   |   | 4,65 |   | 482,2 |   |   |   | 367,1 | -115,1 |   | -115,1 |   |   | -93,2 | -21,9 |   |   |
| Отчисление на соцстрах от несчастных случаев | 30,8 |   |   | 0,31 |   | 32,3 |   |   |   | 23,2 | -9,1 |   | -9,1 |   |   | -7,6 | -1,5 |   |   |
| Расходы на ремонт ОС | 81,4 |   |   | 0,82 |   | 85,2 |   |   |   | 129,1 | 43,9 |   | 43,9 |   |   | 47,7 | -3,8 |   |   |
| Внутриком.перемещ.грузов | 5,2 |   |   | 0,05 |   | 5,5 |   |   |   |   | -5,5 |   | -5,5 |   |   | -5,2 | -0,2 |   |   |
| Содержание ОС | 35,5 |   |   | 0,36 |   | 37,2 |   |   |   |   | -37,2 |   | -37,2 |   |   | -35,5 | -1,7 |   |   |
| Амортизация | 0,0 |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   |   | 0,0 |   | 0,0 |   |   | 0,0 | 0,0 |   |   |
| Прочие расходы | 77,0 |   |   | 0,78 |   | 80,6 |   |   |   | 0,2 | -80,4 |   | -80,4 |   |   | -76,8 | -3,6 |   |   |
| ПНР | 1053,2 |   |   | 10,64 |   | 1103,3 |   |   |   |   | -1103,3 |   | -1103,3 |   |   | -1053,2 | -50,1 |   |   |
| Цеховая себестоимость |   |   |   | 1163,16 |   | 120563,7 |   | 103652 | 1079,36 | 111877,6 | -8686,1 |   | -7337,7 | -7430,5 | 0,0 | 252,9 | -160,1 | -1348,5 | 0,0 |
| Отклонения на единицу,руб./т.кВтч |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | -83,80 |   | -70,79 | -71,69 | 0,00 | 2,44 | -1,54 | -13,01 | 0,00 |

Приложение 4

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|   | **Анализ себестоимости обессоленной воды**  | **за январь 2012 года** |  |  |  |  |  |
|  |  |   |  |  |  |  |  | **Выработка** |  |   | 54,947 | **тм3** |  |  |  | МВЗ 1012210004 |
|  |  |   |  |  |  |  |  | **Отпуск ТСЦ** |  |   | 10,858 | **тм3** |  |  |  |  |  |  |
|  |   |   |   |   |  |  |  |  |  |   |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Наименование статей затрат | Абсолютные значения по плану , тыс.руб. | По плану | 7,440 |   | т.м3 | Фактический расход по плановым ценам (9\*4) | Факт  | Отклонения ( экономия -; перерасход + ) тыс.руб. |
| на единицу | на фактический объем  | За счет норм |  За счет цен |   |
| кол-во | цена,руб | сумма,тыс.руб | Всего (11-7) | Кол-во (9-6) | Сумм(8-7) | в том числе,тыс.руб. | своего производства | покупных цен |
| кол-во | сумма,тыс.руб. | кол-во | цена,руб | сумма,тыс.руб | нормы | абсолютные отк.(11-2) | изменение объема (2-7) |
|
|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| *Материалы:* |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| Прочие вспом.материалы |   |   |   | 250781,94 | 0,000 | 13779,7 | 0,0 |   |   |   | -13779,7 | 0 | -13779,7 |   | -13779,7 |   |   |   |
| вода техническая I подъема,т.м3 |   | 1,600 | 1079,51 | 1727,22 | 87,915 | 94,9 | 148,4 | 137,457 | 1151,26 | 158,2 | 63,3 | 50 | 53,5 | 53,5 |   |   | 9,9 |   |
|  **Итого:** |   |   |   | **252509,16** |   | **13874,6** | **148,4** |   |   | **158,2** | -13716,4 |   | -13726,2 | 53,5 | -13779,7 |   | 9,9 | 0,0 |
| *Энергетические затраты:* |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| электроэнергия,т.кВтч |   | 3,000 | 1163,16 | 3489,48 | 165 | 191,7 | 191,7 | 164,841 | 1079,36 | 177,9 | -13,8 | -0,16 | 0,0 | 0,0 |   |   | -13,8 |   |
|  **Итого:** |   |   |   | **3489,48** |   | **191,7** | **191,7** |  |   | **177,9** | -13,8 |   | 0,0 | 0,0 |   |   | -13,8 |   |
| Расходы на оплату труда | 1299,6 |   |   | 174673,75 |   | 9597,8 |   |   |   | 1283,5 | -8314,3 |   | -8314,3 |   | -16,1 | -8298,2 |   |   |
| Единый социальный налог | 368,7 |   |   | 49560,86 |   | 2723,2 |   |   |   | 384,5 | -2338,8 |   | -2338,8 |   | 15,7 | -2354,5 |   |   |
| Отчисл. на соц. страхование от несч.случаев на пр-ве | 24,7 |   |   | 3320,41 |   | 182,4 |   |   |   | 24,3 | -158,1 |   | -158,1 |   | -0,4 | -157,7 |   |   |
| Расходы на ремонт осн.средств | 65,1 |   |   | 8753,59 |   | 481,0 |   |   |   | 0,0 | -481,0 |   | -481,0 |   | -65,1 | -415,9 |   |   |
| Внутриком.перемещ. грузов | 4,2 |   |   | 564,32 |   | 31,0 |   |   |   | 0,0 | -31,0 |   | -31,0 |   | -4,2 | -26,8 |   |   |
| Содержание основн.средств | 45,0 |   |   | 6047,68 |   | 332,3 |   |   |   | 0,0 | -332,3 |   | -332,3 |   | -45,0 | -287,3 |   |   |
| Амортизация | 0,0 |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   |   | 0,0 |   | 0,0 |   | 0,0 | 0,0 |   |   |
| Затраты на подгот.и освоение пр. | 843,1 |   |   | 113316,37 |   | 6226,4 |   |   |   |   | -6226,4 |   | -6226,4 |   | -843,1 | -5383,3 |   |   |
| Прочие расходы | 62,6 |   |   | 8419,39 |   | 462,6 |   |   |   | 0,2 | -462,4 |   | -462,4 |   | -62,4 | -400,0 |   |   |
| **Цеховая себестоимость** |  |  |  | 620655,00 |  | **34103,1** |  | **54,947** | 36920,323 | **2028,7** | **-32074,5** |  | **-32070,5** | **53,5** | **-14800,3** | **-17323,7** | **-4,0** | **0,0** |
| Отклонения на единицу,руб./т.м3 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | -583734,67 |   | -583662,73 | 973,32 | -269355,33 | -315280,72 | -71,92 | 0,00 |

Приложение 5

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Анализ себестоимости доменного дутья для д. ц N 2**  |  |  | **за январь 2012 года** |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  | **Выработка** |  |   | 477572 |  **т.м3 пр.** |  | МВЗ 1012210005 |
|  |   |   |   |   |  |  |  |  |  |   |  |  |  |  |  |  |  |
| Наименование статей затрат | Абсолютные значения по плану , тыс.руб. | По плану | 544767 |   | т.м3 | Фактический расход по плановым ценам (9\*4) | Факт  | Отклонения ( экономия -; перерасход + ) тыс.руб.. |
| на единицу | на фактический объем  | За счет норм | покупных цен |
| кол-во | цена,руб | сумма,тыс.руб | кол-во | цена,руб | сумма,тыс.руб. | Всего (11-7) | Кол-во (9-6) | Сумм(8-7) | в том числе,тыс.руб. |
| кол-во | сумма,тыс.руб. | нормы | абсолютные отк.(11-2) | изменение объема (2-7) |
|
|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 17 | 18 | 19 |
| *Энергетические затраты:* |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| электроэнергия,т.кВтч |   | 0,04000 | 1 733,52 | 69,34 | 19103 | 33115,3 | 30773,3 | 17751,931 | 1684,96 | 29911,3 | -3204,0 | -1350,9 | -2342,0 | -2342,0 |   |   | -861,998 |
| активная мощность, МВт |   | 0,00006 | 149 809,05 | 9,21 | 29 | 4400,3 | 4141,2 | 27,643 | 146708,97 | 4055,5 | -344,9 | -1,731 | -259,2 | -259,2 |   |   | -85,6959 |
| теплоэнергия в паре, Гкалл |   | 0,00001 | 660,11 | 0,01 | 4 | 2,4 | 1,0 | 1,500 | 628,33 | 0,9 | -1,4 | -2,0066 | -1,4 | -1,4 |   |   | -0,0475 |
| вода ХОВ и обессол., тыс.м3 |   | 0,00000 | 40 850,00 | 0,01 | 0 | 2,4 | 1,3 | 0,031 | 38327,10 | 1,2 | -1,2 | -0,0234 | -1,1 | -1,1 |   |   | -0,07786 |
| вода техническая 2 подъема,т.м3 |   | 0,00002 | 1 164,72 | 0,02 | 7 | 8,6 | 24,0 | 20,642 | 1136,22 | 23,5 | 14,9 | 13,44 | 15,4 | 15,4 |   |   | -0,58822 |
| техническая вода, т.м3 |   | 0,00000 | 1 079,51 | 0,00 | 2 | 1,9 | 0,0 |   |   |   | -1,9 | -1,7665 | -1,9 | -1,9 |   |   | 0 |
| азот 6 ата,т.м3 |   |   |   | 0,00 | 0 | 0,0 | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0 | 0,0 | 0,0 |   |   | 0 |
| азот 30 ата,т.м3 |   |   |   | 0,00 | 0 | 0,0 | 0,0 | 8,475 | 2117,69 | 17,9 | 17,9 | 8,475 | 0,0 | 0,0 |   |   | 17,9474 |
|  **Итого:** |   |   |   | 78,59 |   | 37531,0 | 34940,8 |   |   | **34010,3** | -3520,6 |   | -2590,2 | -2590,2 |   |   | -930,46 |
| Расходы на оплату труда | 428,7 |   |   | 0,79 |   | 375,8 |   |   |   | 247,3 | -128,5 |   | -128,5 |   | -181,4 | 52,9 |   |
| Единый социальный налог | 121,5 |   |   | 0,22 |   | 106,5 |   |   |   | 74,1 | -32,4 |   | -32,4 |   | -47,4 | 15,0 |   |
| Отчисл. на соц. Страх. от несч.случаев  | 8,1 |   |   | 0,02 |   | 7,2 |   |   |   | 4,7 | -2,5 |   | -2,5 |   | -3,5 | 0,9 |   |
| Расходы на ремонт осн.средств | 21,5 |   |   | 0,04 |   | 18,6 |   |   |   |   | -18,6 |   | -18,6 |   | -21,5 | 2,9 |   |
| Внутрикомб.перемещ. грузов | 1,4 |   |   | 0,00 |   | 1,4 |   |   |   |   | -1,4 |   | -1,4 |   | -1,4 | 0,0 |   |
| Содержание основн.средств | 9,4 |   |   | 0,02 |   | 8,1 |   |   |   |   | -8,1 |   | -8,1 |   | -9,4 | 1,3 |   |
| Амортизация |   |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   |   | 0,0 |   | 0,0 |   | 0,0 | 0,0 |   |
| Затраты на подгот.и освоение пр. | 278,1 |   |   | 0,51 |   | 243,6 |   |   |   |   | -243,6 |   | -243,6 |   | -278,1 | 34,5 |   |
| Прочие расходы | 20,2 |   |   | 0,04 |   | 17,7 |   |   |   | 0,0 | -17,7 |   | -17,7 |   | -20,2 | 2,5 |   |
| **Цеховая себестоимость** |  |  |  | **80,22** |  | **38309,9** |  | **477572** | **71,90** | **34336,4** | **-3973,4** |  | **-3043,0** | **-2590,2** | **-562,8** | **110,0** | **-930,46** |
| Отклонения на единицу,руб./т.м3пр. |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | -8,32 |   | -6,37 | -5,42 | -1,18 | 0,23 | -1,95 |

Приложение 6

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Анализ себестоимости сжатого воздуха**  |  | **за январь 2012 года** |   |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  | Выработка: | 6878 |  **т.м3** |  | МВЗ 1012210006 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |   |  |  |  |  |  |  |  |
| Наименование статей затрат | Абсолютные значения по плану , тыс.руб. | По плану | 13950 |   | т.м3 | Фактический расход по плановым ценам (9\*4) | Факт  | Отклонения ( экономия - ;перерасход + ) тыс.руб. |   |   |   |   |   |   |
| на единицу | на фактический объем  | Всего (11-7) | Количество (9-6) | За счет норм | покупных цен |
| кол-во | цена,руб | сумма,тыс.руб | кол-во | цена,руб | сумма,тыс.руб. | Сумм(8-7) | в том числе,тыс.руб. |
| кол-во | сумма,тыс.руб. | нормы | абсолютные отк.(11-2) | изменение объема (2-7) |
|
|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 17 | 18 | 19 |
| *Энергетические затраты:* |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| электроэнергия,т.кВтч |   | 0,0800 | 1733,52 | 138,68 | 550,2 | 953,9 | 1839,7 | 1061,225 | 1684,96 | 1788,1 | 834,3 | 511 | 885,8 | 885,8 |   |   | -51,5 |
| активная мощность, МВт |   | 0,0001 | 149809,05 | 18,43 | 0,846 | 126,7 | 247,6 | 1,653 | 146708,97 | 242,5 | 115,8 | 1 | 120,9 | 120,9 |   |   | -5,1 |
|  **Итого:** |   |   |   | 157,11 |   | 1080,6 | 2087,3 |   |   | **2030,6** | 950,0 |   | 1006,7 | 1006,7 |   |   | -56,7 |
| Расходы на оплату труда | 0,0 |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0,0 |   | 0,0 |   | 0,0 | 0,0 |   |
| Единый социальный налог | 0,0 |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0,0 |   | 0,0 |   | 0,0 | 0,0 |   |
| Отчисл. на соц. страхование от несч.случаев на пр-ве | 0,0 |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0,0 |   | 0,0 |   | 0,0 | 0,0 |   |
| Расходы на ремонт осн.средств | 0,0 |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0,0 |   | 0,0 |   | 0,0 | 0,0 |   |
| Внутрикомб.перемещ. грузов | 0,0 |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0,0 |   | 0,0 |   | 0,0 | 0,0 |   |
| Содержание основн. средств | 0,0 |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0,0 |   | 0,0 |   | 0,0 | 0,0 |   |
| Амортизация | 0,0 |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0,0 |   | 0,0 |   | 0,0 | 0,0 |   |
| Прочие расходы | 0,0 |   |   | 0,00 |   | 0,0 |   |   |   | 0,0 | 0,0 |   | 0,0 |   | 0,0 | 0,0 |   |
| **Цеховая себестоимость** |  |  |  | **157,11** |  | **1080,6** |  | **6878** | **295,24** | **2030,6** | **950,0** |  | **1006,7** | **1006,7** | **0,0** | **0,0** | **-56,66** |
| Отклонения на единицу,руб./т.м3 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | 138,13 |   | 146,36 | 146,36 | 0,00 | 0 | -8,237 |

1. <http://www.cenef.ru/file/Heat.pdf> [↑](#footnote-ref-1)
2. Повышение инвестиционной привлекательности и инновационной активности предприятий электроэнергетики / Кононенко В.А. / Журнал «Креативная экономика» № 11 (23) за 2008 год, cтр. 21-26 [↑](#footnote-ref-2)
3. Волков И.М., Грачева М.В. Проектный анализ: продвинутый курс: учебное пособие. – М.: ИНФРА-М, 2004. Стр. [↑](#footnote-ref-3)