

**НОРМИРОВАНИЕ
ТОПЛИВНО-
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
РЕСУРСОВ
И РЕГУЛИРОВАНИЕ
РЕЖИМОВ
ЭЛЕКТРО-
ПОТРЕБЛЕНИЯ**

/Сборник инструкций/

МИНИСТЕРСТВО УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

НОРМИРОВАНИЕ ТОПЛИВНО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРО- ПОТРЕБЛЕНИЯ

/Сборник инструкций/

Под общей редакцией В. В. Дегтярева



МОСКВА «НЕДРА» 1983

Нормирование топливно-энергетических ресурсов и регулирование режимов электропотребления (сборник инструкций). М., Недра, 1983, 224 с. (Министерство угольной промышленности СССР).

В сборнике помещены утвержденные Минуглепромом СССР Инструкции по нормированию электрической, тепловой энергии, котельно-печного топлива, а также Указания по регулированию режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности.

Инструкции разработаны в соответствии с утвержденными постановлением Госплана СССР от 17.12.79 г. «Основными положениями по нормированию хозяйства» и согласованы с научно-исследовательским институтом планирования и нормирования (НИИПИН) при Госплане СССР.

Указания разработаны с использованием основных положений действующих и вводимых с 1 января 1982 г. директивных материалов и документов, регламентирующих пользование электрической энергией и режимы электропотребления. Указания согласованы с Госэнергоназором Минэнерго СССР.

Материалами сборника обязаны руководствоваться предприятия и организации Минуглепрома СССР при решении всех внутриотраслевых и межотраслевых вопросов использования топливно-энергетических ресурсов.

В значительной части, не относящейся к специфике угольной промышленности, помещенные в сборнике материалы могут быть рекомендованы к использованию всеми промышленными предприятиями и организациями независимо от их ведомственной принадлежности.

Табл. 94, ил. 18.

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с решениями XXVI съезда КПСС одной из наиболее актуальных народнохозяйственных задач в нашей стране на 1981—1985 годы и на период до 1990 года является экономия топливно-энергетических ресурсов.

В постановлении Центрального Комитета КПСС и Совета Министров СССР «Об основных направлениях и мерах по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в народном хозяйстве в 1981—1985 годах и на период до 1990 года», а также в изданном во исполнение указанного постановления приказе Министра угольной промышленности СССР от 11.05.81 г. № 231 отмечается, что уровень работы по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в народном хозяйстве не в полной мере отвечает современному этапу развития экономики страны, задачам, поставленным XXVI съездом КПСС.

В условиях, когда возрастают объемы потребления топлива и энергии и резко увеличиваются затраты, связанные с их добычей, производством и транспортированием, требуется коренным образом улучшить работу по повышению эффективности использования топлива, электрической и тепловой энергии.

Для успешного решения поставленных задач необходимо наличие конкретных нормативно-методических документов и указаний, отвечающих современным требованиям и обеспечивающих разработку и внедрение мероприятий по рациональному использованию и экономии топливно-энергетических ресурсов, в первую очередь в наиболее энергоемких отраслях промышленности.

С этой целью во исполнение указанного выше постановления ЦК КПСС и СМ СССР и в соответствии с «Основными положениями по нормированию расхода топлива, тепловой и электрической энергии в народном хозяйстве», утвержденными постановлением Госплана СССР от 17.12.79 г. № 199, разработаны новые отраслевые Инструкции по нормированию электрической, тепловой энергии, котельно-печного топлива, а также Указания по регулированию режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности.

Помещенные в настоящем сборнике Инструкции и Указания согласованы с заинтересованными организациями, утверждены и введены в действие с 1 января 1982 г. приказом по Министерству угольной промышленности от 27.11.81 г. № 540.

«Инструкция по расчету норм расхода электроэнергии в угольной промышленности» разработана взамен «Инструкции по расчету норм расхода электроэнергии», введенной в действие с 1969 г. приказом по Министерству угольной промышленности СССР от 11.11.68 г. № 389. В новой Инструкции использованы материалы директивных органов, а также практический опыт нормирования электроэнергии в угольной отрасли за последние 10 лет. Инструкция содержит методические и организационные положения по нормированию электроэнергии, классификацию и состав, порядок разработки и утверждения норм, учет и отчетность потребления электроэнергии, применяемые в отрасли методы расчета норм, примеры расчета норм и необходимые справочные материалы.

Инструкция разработана канд. техн. наук Г. Я. Пейсаховичем, Ш. Ш. Ахмедовым, Ю. Е. Кокошиниковым, Т. П. Жердочкиной («Центрогипрошахт»). В разработке Инструкции участвовали Н. И. Волощенко и В. В. Дегтярев (Минуглепром СССР). В Инструкции использованы отдельные результаты научно-исследовательских разработок В. П. Хорошилова (Днепропетровский горный институт им. Артема) и В. А. Новоселова (Сибирский металлургический институт им. Орджоникидзе). При разработке Инструкции учтены замечания и предложения институтов НИИПиН и ВНИИКТЭП при Госплане СССР, проектных и научно-исследовательских институтов отрасли, производственных объединений по добыче и переработке угля.

«Инструкция по нормированию расхода тепловой энергии в угольной промышленности» содержит методические указания по нормированию тепловой энергии на шахтах, разрезах, обогащенных и брикетных фабриках угольной промышленности. Инструкция составлена на основании действующих нормативных документов с учетом замечаний производственных объединений и институтов отрасли.

Инструкция разработана М. М. Сегалом (руководитель работы), Э. Я. Красновым, М. В. Нисневичем, Г. Д. Пурицом («Южгипрошахт»).

«Инструкция по нормированию расхода топлива на производство тепловой энергии промышленными котельными предприятий угольной промышленности» вводится взамен введенной в 1970 г. «Временной инструкции по нормированию расхода топлива и тепловой энергии в угольной промышленности». В Инструкции рассмотрены методические вопросы нормирования удельных расходов топлива на тепловую энергию, вырабатываемую в отопительно-производственных котельных, дается оценка возможных резервов повышения экономичности существующих котлоагрегатов и анализ всех элементов, влияющих на удельный расход топлива. Приведена методика расчета индивидуальных норм и норм расхода топлива на уровне предприятий (котельных). При разработке методики расчета использован расчетно-аналитический метод определения удельного расхода топлива с обобщением нормативных материалов, разработанных ранее в ВТИ, ЦКТИ, «Союзугленавтоматике», «Союзхимпромэнерго», ЦНИИМПС и других организациях. Расчет групповых норм основан на разработанной институтом НИИПиН при Госплане СССР «Методике нормирования расхода котельно-печного топлива на отпуск тепловой энергии котельным».

Инструкция разработана С. А. Бубушиным, О. И. Пальчевой, Л. В. Сидякиной, В. М. Харламовым (Институт горючих ископаемых).

«Указания по регулированию режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности» разработаны с использованием утвержденных Госэнергонадзором СССР общепромышленных «Указаний по регулированию режимов электропотребления», введенного в действие с 1 января 1982 г., Прейскуранта № 09-01 «Тарифы на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую энерго-системами и электростанциями Министерства энергетики и электрификации СССР», утвержденных в 1981 г., новых «Правил пользования электрической и тепловой энергией» (а также других действующих нормативно-технических и директивных документов и материалов, регламентирующих взаимоотношения между энерго-снабжающими организациями и потребителями электрической энергии с учетом разработок научно-исследовательских организаций и специфических особенностей предприятий отрасли).

Указания состоят из двух частей: директивной и методической.

В директивной части приведены положения, направленные на организацию разработки мероприятий, обеспечивающих оптимизацию режимов электропотребления путем их регулирования.

В методической части даны методики определения фактических значений основных параметров электропотребления с использованием показаний, установленных на предприятиях приборов учета и расчета заявляемых значений получаемых активных мощностей предприятий в часы максимума энергосистемы, приведен порядок выявления потребителей-регуляторов, разработаны мероприятия по поддержанию заданных энергоснабжающей организацией значений оптимальных реактивных мощностей в часы максимумов и минимумов энергосистемы, дана методика определения экономической эффективности мероприятий по регулированию режимов электропотребления. Основные положения методической части проиллюстрированы примерами расчета.

Указания направлены на разработку и внедрение мероприятий по оптимизации режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности, мероприятий по экономии электрической энергии, на упорядочение взаимоотношений между потребителями электрической энергии и энергоснабжающими организациями, а также между основными потребителями и субабонентами.

Указания разработаны канд. техн. наук В. М. Гойхманом и канд. техн. наук Ю. П. Миновским (ИГД им. А. А. Скочинского). В разработке Указаний принимали участие канд. техн. наук А. В. Праховник, В. Л. Пархоменко, В. П. Розен (Киевский политехнический институт), канд. техн. наук Ю. С. Железко (ВНИИ-Электроэнергетики), В. В. Дегтярев (Минугленпром СССР).

В сборнике также помещены «Общие положения о порядке учета и контроля расхода топлива, электрической и тепловой энергии для промышленных, транспортных, сельскохозяйственных и коммунально-бытовых предприятий и организаций» и инструкция «О порядке разработки заданий по экономии топлива, тепловой и электрической энергии и оценке их выполнения».

МИНИСТЕРСТВО УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

СОГЛАСОВАНО:
с ВНИИКТЭПом при Госплане
СССР 25 декабря 1980 г.
с НИИПИИом при Госплане СССР
26 августа 1981 г.

УТВЕРЖДЕНО
Минуглепромом СССР
(приказ от 27 ноября 1981 г. № 540)

ИНСТРУКЦИЯ ПО РАСЧЕТУ НОРМ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ВН 12.25.007—81

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО НОРМИРОВАНИЮ

1.1. Определения

1.1.1. Нормирование расхода электроэнергии — это установление плановой меры ее потребления.

1.1.2. Основная задача нормирования — обеспечить применение при планировании и в производстве технико-экономически обоснованных прогрессивных норм расхода электроэнергии для осуществления режима экономии, рационального распределения и наиболее эффективного ее использования.

1.1.3. Нормирование расхода электроэнергии осуществляется на всех уровнях планирования и хозяйственной деятельности отрасли в соответствии с «Методическими указаниями по разработке государственных планов экономического и социального развития СССР», «Основными положениями по нормированию расхода топлива, тепловой и электрической энергии в народном хозяйстве» и настоящей инструкцией.

Нормированию подлежат все расходы электроэнергии на основные, вспомогательные производственно-эксплуатационные нужды (отопление, освещение, мехмастерские, электроцех, водоснабжение и др.), включая потери во всех элементах внутришахтных сетей и трансформаторах, независимо от объема потребления и источника питания.

1.1.4. Норма расхода электрической энергии — это плановый показатель ее расхода на единицу продукции установленного качества (на 1 т добытого, переработанного угля, на 1 м³ проходки горной выработки, на 1000 м³ подаваемого в шахту воздуха и др.).

1.1.5. Нормы расхода электрической энергии служат для планирования ее потребления и оценки эффективности ее использования. Выполнение установленных норм является обязательным условием при материальном стимулировании за экономию топливно-энергетических ресурсов.

1.1.6. Нормы расхода электроэнергии должны:
разрабатываться на всех уровнях планирования по номенклатуре продукции и видов работ, производимых в угольной отрасли, в соответствии с настоящей инструкцией;

учитывать конкретные условия добычи, переработки угля и производства других работ, достижения научно-технического прогресса, планы организационно-технических мероприятий, предусматривающие рациональное и эффективное использование электроэнергии;

систематически пересматриваться с учетом планируемого развития и технического прогресса в производстве, изменений горно-гослесгических условий, технологии добычи и переработки и других факторов, влияющих на потребление электрической энергии;

способствовать максимальной мобилизации внутренних резервов экономии электроэнергии, выполнению плановых заданий и достижению высоких экономических результатов в производстве.

1.1.7. Вновь разработанные нормы расхода электроэнергии на всех уровнях планирования не должны превышать фактически достигнутые, а в случае такого превышения должны быть представлены обоснования с конкретными расчетами.

1.1.8. Норма расхода электрической энергии в угольной отрасли устанавливается на 1 т добываемого (перерабатываемого) угля, единица ее измерения — кВт·ч/т.

1.2. Классификация норм

1.2.1. Нормы расхода электрической энергии классифицируются: по степени агрегации — на индивидуальные и групповые; по составу расхода — на технологические и общепроизводственные; по периоду действия — на годовые и квартальные (на предприятиях могут устанавливаться также нормы по месяцам).

1.2.2. Индивидуальной нормой называется норма расхода электрической энергии на производство единицы продукции (работы), которая устанавливается по типам или отдельным энергопотребляющим агрегатам, установкам, машинам, технологическим схемам применительно к определенным условиям производства.

1.2.3. Групповой нормой называется норма расхода электрической энергии на производство планируемого объема одноименной продукции (работы) согласно установленной номенклатуре по уровням планирования — на одно хозяйство, министерство (ведомство), союзная республика, объединение, предприятие.

Нормы в угольной промышленности устанавливаются по определенному предприятию (шахте, разрезу, фабрике) применительно к конкретной технологии производства с учетом горно-геологических условий, технических и организационных мероприятий по добыче (переработке) угля, в той или иной степени влияющих на величину норм расхода электроэнергии.

1.2.4. Технологической нормой называется норма расхода электрической энергии, которая учитывает ее расход на основные и вспомогательные технологические процессы производства данного вида продукции (работы).

Технологическая норма расхода электрической энергии по шахте, разрезу, обогатительной и брикетной фабрикам служит для контроля за энергоемкостью производственных процессов, проверки рационального использования электроэнергии и осуществления внутришахтного (внутриразрезного, внутрифабричного) хозрасчета.

Для удобства внутреннего хозрасчета и в целях контроля более рационального использования расхода электроэнергии настоящей инструкцией предусматривается (на шахтах и разрезах) разделение общешахтной и общеразрезной технологических норм на участковые технологические нормы.

Участковой технологической нормой называется норма расхода электрической энергии, которая учитывает ее расход на завершение технологического процесса данного участка (добычного, подготовительного, транспортного и др.).

1.2.5. Общепроизводственной нормой называется норма расхода электрической энергии, которая учитывает расходы на основные и вспомогательные технологические процессы, на вспомогательные нужды производства, а также технологически неизбежные потери на всех элементах системы электроснабжения предприятий, кроме потерь в сетях внешнего электроснабжения.

Общепроизводственная (общешахтная, общеразрезная и общефабричная) норма служит для контроля за энергоемкостью производства и рациональным использованием электроэнергии в целом по предприятию, а также для определения потребности в электроэнергии на планируемый период.

1.2.6. Групповые нормы расхода электроэнергии устанавливаются на добычу и переработку угля (сланца):

по объединению — как средневзвешенная величина общепроизводственных (общешахтных, общеразрезных и общефабричных) норм предприятий, находящихся в ведении данного объединения, и служит для определения потребности в электроэнергии министерства в увязке с территориальным планом развития народного хозяйства, а также для контроля рационального потребления электроэнергии в объединениях;

по Минуглепрому СССР (УССР) — как средневзвешенная величина соответствующих норм по группам потребителей (объединений), находящихся в ведении Минуглепрома СССР (УССР), и служит для определения потребности в электроэнергии при разработке отраслевого и народнохозяйственного плана, а также для контроля рационального потребления электроэнергии в отрасли.

1.3. Состав норм

1.3.1. Состав норм расхода электроэнергии — это перечень статей ее потребления, учитываемых в нормах на производство продукции (работы), который определен типовой структурой (табл. 1.1)

1.3.2. Технологическая норма по шахте, разрезу, обогатительной и брикетной фабрикам включает в себя отнесенное на 1 т добычи (переработки) угля потребление электроэнергии на основные и вспомогательные процессы, непосредственно связанные с добычей (переработкой) угля (сланца).

Основными и вспомогательными процессами, электропотребление которых включается в технологический расход электрической энергии, являются:

а) по шахте — проведение подготовительных выработок; выемка угля и управление кровлей в очистных забоях, доставка и транспортирование угля и материалов вдоль забоя и по выработкам; проветривание горных выработок; дегазация; производство сжатого воздуха (при пневмодобыче); подъем и спуск груза и людей по стволам шахт; водоотлив; технологический комплекс на поверхности, в том числе предварительное обогащение; текущий ремонт горных выработок и оборудования и другие нужды подземных выработок и поверхности, непосредственно связанные с выполнением планового задания по добыче угля, установленной зольности для данной шахты;

б) по разрезу — производство вскрышных работ действующего разреза; бурение скважин; добыча угля; экскавация и перезеккация угля и породы; конвейерный и электровозный транспорт; гидромеханизация; отвалообразование; водоотлив; дробильно-перегрузочные установки.

В тех случаях, когда обогащение (переработка) угля на данном разрезе является продолжением технологического процесса по добыче угля установленной зольности, расход электроэнергии по обогащению угля (обогатительными установками) включается в технологическую норму по разрезу;

в) по обогатительной фабрике (ОФ, ГОФ, ЦОФ) — приемка угля, грохочение, дробление, обеспыливание, отсадка, обезвоживание, сгущение, флотация, фильтрация, сушка и другие технологические процессы, а также перегрузка и погрузка угля;

г) по брикетной фабрике — приемка угля, размол, сушка, прессовка, шлифовка, транспортирование, погрузка брикетов и др.

1.3.3. Общепроизводственная норма по шахте, разрезу, фабрике включает в себя: все расходы электрической энергии, предусмотренные структурой норм; расходы на общешахтные вспомогательные технологические и подсобные нужды (сжатый воздух, водоснабжение, нужды ремонтных цехов, освещение территории шахты и т. п.); расходы на капитальное строительство, реконструкцию, капитальный ремонт производственных объектов, выполняемый хозяйственным способом, с учетом внутришахтных потерь.

1.3.4. В плановые нормы расхода электрической энергии не включаются нерациональные затраты и потери, вызванные отступлением от принятой технологии и режима работы, несоблюдением требований по качеству сырья и материалов, а также затраты, связанные с браком продукции, и т. п.

1.3.5. В нормы расхода электрической энергии на производство основной продукции не включаются:

а) расходы на монтаж, пуск и наладку нового технологического оборудования, научно-исследовательские и экспериментальные работы;

б) отпуск электроэнергии на сторону (для поселков, столовых, клубов, детских яслей и садов, колхозов и совхозов, подсобных сельскохозяйственных работ и др.).

1.4. Методы разработки норм

1.4.1. Основным методом разработки норм расхода электроэнергии является расчетно-аналитический. Кроме того, применяются опытный и расчетно-статистический методы.

Для определения групповых норм расхода электроэнергии применяются в основном расчетно-аналитический и расчетно-статистический методы.

1.4.2. Расчетно-аналитический метод предусматривает определение норм расхода электроэнергии расчетным путем по статьям расхода на основе прогрессивных показателей использования электроэнергии в производстве.

1.4.3. Опытный метод разработки индивидуальных норм заключается в определении удельного расхода электроэнергии по данным, полученным в результате испытаний (опыта).

При этом принимаются следующие производственные условия работы оборудования:

оборудование находится в технически исправном состоянии;

работа ведется в соответствии с режимами, предусмотренными технологическим процессом;

загрузка технологического оборудования по мощности и производительности находится на планируемом уровне.

1.4.4. В тех случаях, когда не представляется возможным использовать для разработки норм расчетно-аналитический и опытный методы, применяется как исключение расчетно-статистический метод.

Расчетно-статистический метод предусматривает определение норм расхода электроэнергии на основе анализа статистических данных о фактических удельных расходах электроэнергии и факторов, влияющих на их изменение за ряд предшествующих лет.

Для определения норм расхода электроэнергии расчетно-статистическим методом разрабатываются стохастические экономико-статистические модели в виде зависимостей фактического удельного расхода или расхода от воздействующих факторов. На практике находят применение статистические модели временного ряда и модели множественной регрессии *.

Для определения норм расхода электроэнергии по подземной добыче угля на уровне объединения может применяться «Методика определения норм расхода электроэнергии по производственному объединению» ** после ее апробации на практике.

1.4.5. Для определения норм расхода электроэнергии по шахте, разрезу и обогатительной фабрике настоящей инструкцией предусмотрено объединение потребителей в группы (участки) с учетом административной структуры предприятия, места размещения электроприемников и контрольно-измерительных приборов, а также единства технологического процесса.

1.4.6. Расчет отдельных нормообразующих элементов, приведенных в типовой структуре, производится следующим образом:

по энергоемким операциям (процессам, агрегатам) определение норм как полезного расхода, так и отдельных видов потерь должно базироваться на теоретических расчетах и опытных данных путем установления энергетических характеристик, а также на анализе отчетных статистических данных о работе соответствующего оборудования;

по энергоемким основным и вспомогательным технологическим операциям (процессам) нормообразующие элементы определяются на основе данных о мощности электрооборудования, обслуживающего данную технологическую операцию (процесс), коэффициентов его загрузки или использования, соответствующих их плановой производительности, и количества произведенной продукции за расчетный период времени (смену, сутки, год и т. д.).

Определенные таким образом индивидуальные нормы расхода электроэнергии по технологическим операциям являются базовыми (исходными) для определения

* См. «Рекомендации по совершенствованию и разработке методического обеспечения нормирования расхода тепловой и электрической энергии». М., 1980 г. НИИПИИ Госплана СССР.

** Разработана ИГД им. А. А. Скочинского и утверждена Энергомеханическим управлением Минуглепрома СССР.

технологической и общепроизводственной групповой нормы по предприятию в целом.

1.4.7. В отдельных случаях групповые нормы расхода электроэнергии могут определяться также исходя из соответствующих норм базисного года с учетом достигнутых прогрессивных показателей удельного расхода и планируемых организационно-технических мероприятий по экономии электроэнергии.

1.4.8. В тех случаях, когда не представляется возможным установить нормообразующие элементы расчетным путем или приведение расчетов не оправдано их сложностью, для малозатратных потребителей энергоемкостью не более 3—5 % от общепроизводственной (ремонтно-механические цеха, электроцех, лаборатория и т. п.) может применяться расчетно-статистический метод, основанный на отчетных данных о фактических удельных расходах за прошлые годы, с обязательным их анализом и корректировкой с учетом внедрения новой техники и осуществления организационно-технических мероприятий по экономии электроэнергии.

1.4.9. Запрещается определение норм расхода электроэнергии на планируемый период только на основании данных статистического ряда фактических удельных расходов без последующей корректировки этих данных на основе планируемых организационно-технических мероприятий по экономии электроэнергии.

1.4.10. Увеличение удельного расхода электроэнергии по каким-либо нормообразующим элементам должно быть подтверждено специальным обоснованием и расчетом.

2. МЕТОДИКА РАСЧЕТА НОРМ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ДОБЫЧУ И ПЕРЕРАБОТКУ УГЛЯ

2.1. Общие принципы расчета норм

2.1.1. Норма расхода электроэнергии по шахте, разрезу и обогатительной фабрике определяется расчетно-аналитическим методом, основанным на теоретическом подсчете потребления отдельных, технологически связанных нормообразующих групп электроприемников. Допускается определение нормы расхода электроэнергии в целом по шахте, разрезу и фабрике на основе статистических данных фактического расхода за предыдущие 3 года с учетом планируемых изменений в технологии, организации труда, состава электроприемников и намечаемых мероприятий по экономии электроэнергии.

2.1.2. Расчет потребления электроэнергии по энергоемким группам и отдельным электроприемникам [добычные, подготовительные (вскрышные) участки, подъемные, вентиляторные, водоотливные и компрессорные установки, транспорт] производится с учетом конкретных условий и режимов работы электроприемников.

2.1.3. Расчет потребления электроэнергии мелкими потребителями (устанавливаемыми в околостольном дворе, на технологическом комплексе поверхности, на обогатительной фабрике и на разрезах и т. д.) определяется по среднепотребляемой мощности и продолжительности работы предприятия.

2.1.4. Средняя потребляемая мощность определяется по коэффициенту использования одного или группы электроприемников. Продолжительность работы предприятия в сутки (месяц, год) определяется в зависимости от количества рабочих смен и числа часов работы в смену отдельно в подземных выработках и на поверхности шахты, на горных работах и промплощадке разреза, в главном корпусе и вспомогательных цехах фабрики.

2.1.5. До установления коэффициентов использования опытным путем по энергоемким группам и отдельным электроприемникам и внедрения приборов контроля расхода электроэнергии по отдельным процессам расход электроэнергии на планируемый период в отдельных случаях допускается определять в целом по предприятию по годовому коэффициенту использования электроприемников и числу часов работы предприятия.

2.1.6. Норма расхода электроэнергии по "Минуглепрому СССР" и по производственному объединению на планируемый год определяется как средневзвешенная величина от норм соответственно объединений и отдельных предприятий, входящих в данное объединение.

Таблица 1.1

**Типовая структура норм расхода электроэнергии
на добычу и обогащение угля (сланца)**

Наименование норм	Наименование статей расхода электроэнергии (участки)	Основные потребители	Принятое обозначение	Пункт методики расчета
1	2	3	4	5

1. Добыча угля (сланца)

Шахта

Участковые технологические нормы (подземные)	1. Добычные участки	Комбайны, струги, конвейеры, участковые водоотливные установки, вентиляторы частичного проветривания, электроприемники управления кровлей и др. электроприемники	$H_{т. д. уч}$	2.2.1
	2. Подготовительные участки	Проходческие комбайны, породопогрузочные машины, буровые установки, участковый водоотлив, вентиляторы частичного проветривания и др. электроприемники	$H_{т. п. уч}$	2.2.2
Технологическая норма (подземная)	3. Подземный транспорт	Электровозы, лебедки, конвейеры и др. электроприемники подземного транспорта	$H_{т. тр}$	2.2.3
	4. Водоотливные установки	Главные водоотливные установки	$H_{т. в}$	2.2.5
Участковые технологические нормы (поверхностные)	Расходы электроэнергии, учтенные в участковых технологических нормах (подземные)		$H_{т. подз}$	2.2.9
	1. Подъем	Скиповые и клетевые подъемные установки, вспомогательные электроприемники подъема	$H_{т. п}$	2.2.4

Технологическая норма (поверхностная)	2. Вентиляция	Главные и вспомогательные вентиляционные установки, подсобные электроприемники ВУ	$H_{т. \text{ вент}}$	2.2.6
	3. Выработка сжатого воздуха (при пневмодобыче)	Компрессорные установки и вспомогательные электроприемники компрессорной	$H_{т. \text{ комп}}$	2.2.7
	4. Технологический комплекс на поверхности	Толкатели, конвейеры и другие электроприемники технологического обогащения	$H_{т. \text{ тк}}$	2.2.8
	Расходы электроэнергии, учтенные в участковых технологических нормах поверхности		$H_{т. \text{ пов}}$	2.2.2
Общешахтная технологическая норма	Расходы электроэнергии, учтенные в подземных и поверхностных технологических нормах		$H_{т. \text{ ош}}$	2.2.9
	1. Расходы электроэнергии, учтенные в общешахтных технологических нормах		$H_{\text{ош}}$	2.2.9
Общепроизводственная норма (по шахте)	2. Выработка сжатого воздуха (для вспомогательных нужд)	Компрессорные установки, вспомогательные установки компрессорной	$H_{\text{о. комп}}$	2.2.7
	3. Капитальное строительство, выполняемое хозяйством	Электроприемники капитального строительства, реконструкции и капитального ремонта производственных объектов, выполняемых хозяйством	$H_{\text{о. к. с}}$	2.2
	4. Кондиционирование шахтного воздуха	Холодильные установки, насосы и др.	$H_{\text{о. к}}$	2.2.8

Продолжение табл. 1.1

Наименование норм	Наименование статей расхода электроэнергии (участки)	Основные потребители	Принятое обозначение	Пункт методики расчета
1	2	3	4	5
Общепроизводственная норма по разрезу	5. Прочие электроприемники	Ремонтно-механический, электромеханический, лесоразделочный, котельная и другие цехи шахты, адмбыт-комбинаты, подземные электроприемники, не входящие в участки, вакуум-насосы, калориферы и др.	$H_{0. пр}$	2.2.8
	6. Освещение 7. Потери электроэнергии	Сети, трансформаторы, реакторы, конденсаторы	$H_{0. осв}$ $H_{0. пот}$	2.5 2.6

Разрез

Участковые технологические нормы	1. Добычные и вскрышные участки	Экскаваторы одноковшовые, роторные, буровые станки, насосные установки, дробилки, питатели, перегружатели и др.	$H_{т. д. в.}$	2.3.3 2.3.6 2.3.7
	2. Отвал	Одноковшовые экскаваторы, отвалообразователи и др.	$H_{т. от}$	2.3.3 2.3.7
	3. Транспорт	Электровозы, конвейеры и др.	$H_{т. тр}$	2.3.5 2.3.4 2.3.8
	4. Гидромеханизация	Насосы, гидромониторы	$H_{т. гм}$ $H_{т. о. р}$	2.3.6 2.3.8
Общеразрезная технологическая норма	Расходы электроэнергии, учтенные в участковых технологических нормах		$H_{0. р}$	2.3.8
	1. Расход электроэнергии, учтенный в технологических нормах		$H_{0. ос}$	2.3.6
Общепроизводственная норма по разрезу	2. Осушение поля разреза	Насосы, проходческие машины, подъемные и вентиляционные установки.	$H_{0. д. ш}$	2.2
	3. Дренажная шахта			

4. Прочие вспомогательные нужды	транспорт и другие потребители Адмбыткомбинат, гараж, мастерская, железнодорожное депо, рекультива- ция * и др.	$N_{o. пр}$	2.3.7
5. Освещение	Светильники	$N_{o. осв}$	2.5
6. Потери электроэнергии	Внутренние сети разреза, трансформа- торы, реакторы, конденсаторы	$N_{o. пот}$	2.6

II. Обогащение угля (сланца) Обогащательная фабрика

Участковые технологи- ческие нормы	1. Приемка угля	Яма привозных углей, перегрузочные пункты и т. п.	$N_{т. п. у}$	2.4
	2. Подготовка угля	Корпус дробления, грохочения, дози- ровочно-аккумулирующие бункера	$N_{т. под}$	2.4
	3. Обогащение угля	Главный и сушильный корпуса	$N_{т. об}$	2.4
	4. Шламное хозяйство	Радиальные стругатели, насосные воз- врата осветленной воды и выпуска пульпы	$N_{т. ш}$	2.4
Общефабричная техно- логическая норма	Расходы электроэнергии, учтенные в участковых технологических нормах	Маневровое железнодорожное хозяй- ство, депо электровозов	$N_{т. оф}$	2.4
Общепроизводственная норма по фабрике	1. Расходы электроэнергии, учтен- ные в технологических нормах	Склады промпродукта, реагентов и пр., мехмастерская, химлаборатория, АБК, проборазделочная, противопожарные насосы и хоз. водопровод, освещение, прочие мелкие электроустановки	$N_{o. ф}$	2.4
	2. Железнодорожный транспорт		$N_{o. тр}$	2.4
	3. Прочие вспомогательные расходы		$N_{o. пр}$	2.4
	4. Освещение			
	5. Потери электроэнергии	Сети, трансформаторы, реакторы, кон- денсаторы	$N_{o. осв}$ $N_{o. пот}$	2.5 2.6

• Рекультивация земель за счет предприятия.

2.1.7. Норма расхода электроэнергии на 5- и 10-летнюю перспективу определяется расчетно-статистическим методом по отчетным данным с учетом влияющих на норму факторов.

2.2. Определение норм расхода электроэнергии по шахте (добыча угля и сланца подземным способом)

2.2.1. Добычный участок. Технологическая норма расхода электроэнергии по добычным участкам $H_{т.д.уч}$ (кВт·ч/т) определяется как отношение суммарного расхода электроэнергии к плановой добыче всех участков за расчетный период:

$$H_{т.д.уч} = \frac{W_{т.д.уч}}{A} = \frac{\sum_1^n H_{д.уч} i Q_i}{A}, \quad (2.1)$$

где $W_{т.д.уч}$ — технологический расход электроэнергии по добычным участкам за расчетный период, кВт·ч; A — плановая добыча шахты из всех добычных участков шахты за расчетный период, т; $H_{д.уч} i$ — норма расхода электроэнергии по i -му участку, кВт·ч/т; Q_i — плановая добыча i -го участка за расчетный период, т.

Норма расхода электроэнергии по i -му участку определяется по формуле

$$H_{д.уч. i} = \frac{K_L (P_K + \alpha P_{пр}) t_{осн}}{mb\gamma}, \quad (2.2)$$

где K_L — коэффициент лавы (см. приложение 4.10); P_K — часовая мощность двигателя выемочной машины, кВт; $P_{пр}$ — суммарная установленная мощность прочих электроприемников участка, кВт; $\alpha = 0,4$ — для участков, оборудованных комплексами; $\alpha = 0,3$ — для участков, оборудованных выемочной машиной с индивидуальным креплением; m — вынимаемая мощность пласта, м; b — ширина захвата исполнительного органа выемочной машины, м; γ — объемная масса угля (сланца) в целике, т/м³; $t_{осн}$ — время, необходимое на выполнение основной операции по выемке угля, мин/м (см. приложение 4.11).

2.2.2. Подготовительный участок. Технологическая норма расхода электроэнергии на проведение подготовительных выработок $H_{т.п.уч}$ (кВт·ч/м³) определяется по формуле

$$H_{т.п.уч} = \frac{\sum_1^n (P_{m_i} + 0,3P_{пр_i}) T_{м_i}}{\sum_1^n V_i}, \quad (2.3)$$

где P_{m_i} — номинальная мощность наиболее крупного электропотребителя (при работе многодвигательной машины принимается мощность двигателя исполнительного органа) i -го участка, кВт; $P_{пр_i}$ — суммарная мощность прочих электроприемников i -го участка, кВт; $T_{м_i}$ — машинное время работы основного оборудования (по выполнению основной операции) i -го участка за расчетный период, ч;

$\sum_1^n V_i$ — суммарный объем выработок в свету, проведенных подготовительными участками шахты за расчетный период, м³.

2.2.3. Подземный транспорт. Технологическая норма расхода электроэнергии по транспортному участку $H_{т.тр}$ (кВт·ч/т·км) определяется как отношение расхода электроэнергии к произведению массы перевозимого груза за расчетный период на расстояние транспортировки (тонна-километр полезного груза):

$$H_{т.тр} = \frac{W_{т.тр}}{Q L_{ср}}, \quad (2.4)$$

где $W_{т.тр}$ — расход электроэнергии по транспортному участку, кВт·ч; Q — планируемая масса перевозимого груза, т; $L_{ср}$ — средневзвешенная длина откатки, км.

Расход электроэнергии по транспортному участку определяется как сумма расходов по видам транспорта:

$$W_{т.тр} = W_{т.тр.э} + W_{т.тр.к} + W_{т.тр.н}, \quad (2.5)$$

где $W_{т.тр.э}$ — расход электроэнергии на электровозный транспорт, кВт·ч; $W_{т.тр.к}$ — расход электроэнергии на конвейерный транспорт, кВт·ч; $W_{т.тр.н}$ — расход электроэнергии на транспорт лебедками по наклонным выработкам, кВт·ч.

При невозможности объединения расхода по конвейерному и электровозному транспорту определение общей технологической нормы допускается производить отдельно по видам транспорта.

1. Электровозный транспорт. Расход электроэнергии на электровозный транспорт $W_{т.тр.э}$ (кВт·ч) на стороне переменного тока (на шинах РПП-6, ЦПП) определяется по формуле

$$W_{т.тр.э} = A [\omega_{гр} + K_{г} (\omega_{гр} + \omega_{пор}) - i_{ср}] Q L_{ср.вз}, \quad (2.6)$$

где A — энергетический показатель электровозного транспорта, кВт·ч/даН·км (см. табл. 3.2 приложения 3); $\omega_{гр}$ и $\omega_{пор}$ — удельное сопротивление движению груженого и порожнего составов, даН/т (см. табл. 3.3 приложения 3); $i_{ср} = 3-5$ сопротивление движению от среднего уклона откаточных путей, даН/т; $K_{г}$ — грузовой коэффициент (см. приложение 4.5); $L_{ср.вз}$ — средневзвешенная длина откатки, км (см. приложение 4.6); Q — планируемая масса перевозимого груза, т.

При укрупненных расчетах допускается определение технологической нормы расхода электроэнергии на электровозную откатку $H_{т.тр.э}$ (кВт·ч/т·км) по упрощенной формуле (см. также приложение 4.14)

$$H_{т.тр.э} = 1,1A (a + bK_{т}), \quad (2.7)$$

где a , b — расчетные коэффициенты, зависящие от емкости вагонетки:

Емкость вагонетки, м ³	До 1,6	До 2,5	До 3,3	До 5,6
a	7	6	4	3
b	22	20	16	15

$K_{т}$ — коэффициент тары, представляющий собой отношение массы вагонетки к массе груза.

2. Конвейерный транспорт. Технологический расход электроэнергии на конвейерный транспорт по подземным выработкам шахты $W_{т.тр.к}$ (кВт·ч) определяется как сумма расходов электроэнергии по отдельным конвейерным линиям:

$$W_{т.тр.к} = \sum_1^n W_{к}, \quad (2.8)$$

где n — количество конвейерных линий или конвейеров; $W_{к}$ — расход электроэнергии одной конвейерной линией или одним конвейером, кВт·ч.

Расход электроэнергии одним конвейером за сутки $W_{к.л}$ (кВт·ч) определяется в зависимости от количества транспортируемого груза, условий и продолжительности его работы:

для ленточного конвейера

$$W_{к.л} = 0,013 L_{к\omega} [C v_{л\tau_p} + 0,28 Q_p \left(1 \pm \frac{\sin \beta}{\omega} \right)]; \quad (2.9)$$

для скребкового конвейера

$$W_{к.с} = L_{г} [C v_{ц\tau_p} + 0,34 Q_p (1 \pm 2 \operatorname{tg} \beta)] 10^{-2}, \quad (2.10)$$

где $L_{к}$ — длина конвейера, м (см. приложение 4.9); $L_{г} = L_{к} \cos \beta$ — горизонтальная длина конвейера, м; ω — коэффициент сопротивления движению: 0,02—0,03 — для стационарных конвейеров; 0,04—0,06 — для конвейеров, установленных в пределах выемочных участков; 0,08—0,12 — для конвейеров, работающих в особо тяжелых условиях; C — масса 1 м движущихся частей конвейера, кг/м (см. табл. 3.5 приложения 3); τ_p — время работы конвейера за расчетный пе-

риод, ч; β — угол установки конвейера, градус; Q_p — расчетная производительность конвейера за время t_p , т (см. приложение 4.8); v_d , v_c — скорость ленты (цепи) конвейера, м/с.

Время работы конвейера принимается по опыту работ конвейерных линий на конкретных шахтах. При отсутствии опытных данных (в проектах и ориентировочных расчетах) t_p можно рассчитывать по формулам приложения 4.7.

2.2.4. Подъемные установки. Канатная установка. Технологическая норма расхода электроэнергии на подъем 1 т угля $W_{т.п}$ (кВт·ч/т) определяется по формуле

$$W_{т.п} = \frac{W_{т.п}}{A_{ш}}, \quad (2.11)$$

где $W_{т.п}$ — технологический расход электроэнергии на подъем угля, людей и других грузов за расчетный период, кВт·ч; $A_{ш}$ — добыча шахты за расчетный период, т.

Технологический расход электроэнергии на подъем груза за расчетный период

$$W_{т.п} = \frac{2,95 K_d \omega \alpha_f A H}{\eta_{п}}, \quad (2.12)$$

где

$$2,95 = \frac{1,05}{1,02 \cdot 0,36 \cdot 0,92},$$

1,05 — коэффициент, учитывающий расход электроэнергии на собственные нужды подъемной установки; 1,02·0,36 — переводной коэффициент работы подъемной установки на электрическую энергию; 0,92 — к. п. д. электродвигателя подъемной установки; K_d — коэффициент, учитывающий дополнительный расход электроэнергии на подъем и спуск людей, оборудования, леса и материалов ($K_d = 1,2$ — для одного горизонта и одноэтажных клетей; $K_d = 1,25$ —1,3 — для многоэтажных клетей и нескольких горизонтов, т. е. при многократном пуске двигателя); ω — коэффициент сопротивления движению ($\omega = 1,15$ — для скиповых подъемов; $\omega = 1,2$ — для клетевых подъемов; $\omega = 1,15$ —1,5 — для наклонных подъемов в зависимости от угла наклона и наклонной длины выработки); A — общее количество поднимаемого груза (угля и породы), т; H — высота подъема, км; $\eta_{п}$ — к. п. д. подъемной машины; α_f — фактический множитель скорости движения. α_f определяется в зависимости от скорости движения подъемного сосуда, продолжительности, расстояния и типа барабана подъемной установки.

Для подъема с цилиндрическим барабаном

$$\alpha_f = \frac{v_{\max} T_{п}}{L_{ств}}; \quad (2.13)$$

для подъема с биглиндрическим барабаном

$$\alpha_f = \frac{n_{б. \max} T_{п}}{60 (N_{м.ц} + N_k + N_{б.ц})}, \quad (2.14)$$

где $v_{\max}$ — максимальная скорость движения подъемного сосуда, м/с; $T_{п}$ — продолжительность одного подъема, с; $L_{ств}$ — длина ствола, м; $n_{б. \max}$ — максимальная частота вращения барабана, об/мин; $N_{м.ц}$, N_k , $N_{б.ц}$ — количество рабочих витков соответственно на малом цилиндре, конусе и большом цилиндре.

При наличии диаграммы усилий расход электроэнергии для любой системы подъема при приводе с асинхронным двигателем (кВт·ч) определяется по формуле

$$W_{т.п} = \frac{v_{\max} \sum Ft}{2,9 \cdot 10^5}, \quad (2.15)$$

где $\sum Ft$ определяется по диаграмме усилий, кг·с.

При приводе с двигателем постоянного тока расход электроэнергии определяется по диаграмме мощности с учетом к. п. д. преобразовательного агрегата:

$$W_{т.п} = \frac{\sum Pt}{31 \cdot 10^3 \eta_{пр}}, \quad (2.16)$$

где ΣPl определяется по диаграмме мощности; $\eta_{\text{пр}}$ — к. п. д. преобразовательного агрегата.

Потребление электроэнергии $W_{\text{т.к.о}}$ (кВт·ч) канатной откаткой (лебедками) в подземных выработках и на поверхности может быть определено приведенными выше формулами или через установленную мощность электродвигателей по коэффициенту использования и продолжительности работы в сутки (за расчетный период):

$$W_{\text{т.к.о}} = K_{\text{и}} P_{\text{у}} T_{\text{с}}, \quad (2.17)$$

где $K_{\text{и}}$ — среднесуточный коэффициент использования (см. табл. 3.6 приложения 3); $P_{\text{у}}$ — установленная мощность электродвигателя, кВт; $T_{\text{с}}$ — продолжительность работы (фонд рабочего времени за расчетный период, ч).

$$K_{\text{и}} = K_{\text{з}} K_{\text{в}}, \quad (2.18)$$

где $K_{\text{з}}$ — коэффициент загрузки (при отсутствии опытных данных можно принимать $K_{\text{з}} = 0,7$); $K_{\text{в}}$ — коэффициент включения электродвигателя,

$$K_{\text{в}} = t_{\text{р}} / T_{\text{с}}; \quad (2.19)$$

$t_{\text{р}}$ — продолжительность работы электродвигателя за расчетный период (принимается по опыту), ч.

2.2.5. Водотливные установки*. Технологическая норма расхода электроэнергии на водотливные установки $H_{\text{т.в}}$ (кВт·ч/м³) устанавливается на 1 м³ поднимаемой из шахты воды:

$$H_{\text{т.в}} = W_{\text{т.в}} / Q, \quad (2.20)$$

где $W_{\text{т.в}}$ — технологический расход электроэнергии на водотлив шахты, кВт·ч; Q — количество перекачиваемой (поднимаемой) за планируемый период воды, м³.

При наличии в шахте нескольких водотливных установок расход электроэнергии на водотлив шахты (кВт·ч) определяется как сумма расходов по отдельным водотливающим установкам:

$$W_{\text{т.в}} = \sum_1^n W_{\text{в}}, \quad (2.21)$$

где n — количество водотливных установок в шахте; $W_{\text{в}}$ — расход электроэнергии по одной водотливной установке, кВт·ч.

Расход электроэнергии по одной водотливной установке $W_{\text{в}}$ (кВт·ч) определяется по формуле

$$W_{\text{в}} = \omega_{\text{н}} Q_{\text{в}} H_{\text{г}}, \quad (2.22)$$

где $\omega_{\text{н}}$ — норма расхода (удельный расход) электроэнергии по водотливной установке, кВт·ч/(м³·км); $Q_{\text{в}}$ — количество воды, перекачиваемой (поднимаемой) водотливной установкой, м³; $H_{\text{г}}$ — геодезическая высота подъема воды, км.

Норма расхода электроэнергии по одной водотливной установке

$$\omega_{\text{н}} = 3,35 / \eta_{\text{н}}, \quad (2.23)$$

где $\eta_{\text{н}}$ — к. п. д. насоса (принимается из каталогов).

Количество воды, перекачиваемой (поднимаемой) водотливной установкой (м³), определяется по формуле

$$Q_{\text{в}} = 24 (m_{\text{н}} Q_{\text{н}} + m_{\text{макс}} Q_{\text{макс}}), \quad (2.24)$$

где $m_{\text{н}}$ и $m_{\text{макс}}$ — число дней работы водотлива за расчетный период соответственно при нормальном и максимальном притоках воды; $Q_{\text{н}}$ и $Q_{\text{макс}}$ — соответственно нормальный и максимальный суточные притоки воды, м³/ч.

2.2.6. Вентиляторные установки. Технологическая норма расхода электроэнергии на вентиляторные установки шахты $H_{\text{т.вент}}$ (кВт·ч/1000 м³), кроме вентиляторов местного проветривания, определяется по формуле

$$H_{\text{т.вент}} = W_{\text{т.вент}} / Q, \quad (2.25)$$

* Гидромеханизацию см. п. 2.3.6.

где $W_{т.вент}$ — технологический расход электроэнергии на проветривание шахты кВт·ч; Q — суммарное количество воздуха, необходимое для проветривания шахты, тыс. м³.

Технологический расход электроэнергии на проветривание шахты

$$W_{т.вент} = \sum_1^n W_{вент}, \quad (2.26)$$

где n — количество вентиляторных установок на шахте; $W_{вент}$ — расход электроэнергии по одной вентиляторной установке, кВт·ч.

Расход электроэнергии по одной вентиляторной установке за сутки

$$W_{вент} = \frac{2,308 Q_{в} h}{\eta_{вент} \eta_{дв}}, \quad (2.27)$$

где $2,308 = 9,81 \cdot 24 / 102$; 24 — время работы вентилятора в сутки, ч; 102 — переводной коэффициент; $Q_{в}$ — производительность вентилятора, м³/с; h — общешахтная депрессия, Па; $\eta_{вент}$, $\eta_{дв}$ — к. п. д. соответственно вентиляторной установки и двигателя; определяются по аэродинамической характеристике вентилятора.

Расход электроэнергии вентиляторами местного проветривания учитывается в расходах электроэнергии по выемочным, подготовительным и другим участкам (по месту установки вентиляторов).

2.2.7. Компрессорные установки. Технологическая норма расхода электроэнергии на 1 м³ сжатого воздуха $H_{т.комп}$ (кВт·ч/1000 м³) определяется по формуле

$$H_{т.комп} = W_{т.комп} / Q, \quad (2.28)$$

где $W_{т.комп}$ — технологический расход электроэнергии на выработку сжатого воздуха, за расчетный период (сутки, месяц, год), кВт·ч; Q — количество выработанного сжатого воздуха, тыс. м³.

Расход электроэнергии на выработку сжатого воздуха определяется как сумма расходов по отдельным компрессорным установкам шахты.

Расход электроэнергии одной компрессорной установкой (кВт·ч)

$$W_{комп} = \frac{A Q_{к} t_{р.к} (1 + K_{вс})}{9,81 \cdot 60 \cdot 102 \eta_{к} \eta_{п} \eta_{дв}}, \quad (2.29)$$

где A — работа, необходимая для сжатия 1 м³ воздуха до заданного давления, Дж/м³; $Q_{к}$ — производительность компрессора, м³/мин; $t_{р.к}$ — время работы компрессора за расчетный период, ч (определяется для конкретных условий); $K_{вс} = P_{вс} / P_{ук}$ — удельный вес вспомогательных электроприемников компрессорной установки; $P_{вс}$ — установленная мощность вспомогательных электроприемников, кВт; $P_{ук}$ — установленная мощность компрессорной установки, кВт; $\eta_{п}$, $\eta_{дв}$ — к. п. д. соответственно передачи и двигателя.

При отсутствии точных данных можно принимать $\eta_{п} = 0,97$, $\eta_{дв} = 0,95$.

Тогда

$$W_{комп} = \frac{A Q_{к} t_{р.к} (1 + K_{вс})}{9,81 \cdot 5,64 \cdot 10^3 \eta_{к}}, \quad (2.29a)$$

где $\eta_{к}$ — к. п. д. компрессора ($\eta_{к} = 0,6-0,8$ для поршневых компрессоров, $\eta_{к} = 0,6-0,7$ — для турбокомпрессоров).

В расчетах можно принимать следующие значения удельной работы компрессоров в зависимости от избыточного давления:

для поршневых компрессоров:

Давление, 10 ⁵ Па	4	5	6	7	8	9	12
А, тыс. Дж/м ³	154,01	179,52	203,06	220,79	241,32	258,0	292,33

для турбокомпрессоров:

Давление, 10 ⁵ Па	6	7	8	9
А, тыс. Дж/м ³	175,60	190,30	204,05	215,33

При приближенных расчетах или при наличии точных коэффициентов использования технологический расход электроэнергии всеми компрессорными установками $W_{т. \text{комп}}$ (кВт·ч) допускается определять по формуле

$$W_{т. \text{комп}} = K_n T \sum_1^n P_{ук}, \quad (2.296)$$

где K_n — суточный групповой коэффициент использования компрессоров; T — продолжительность работы (принимается по режиму работы шахты), ч; n — количество компрессоров; $\sum P_{ук}$ — суммарная установленная мощность всех компрессорных установок, включая мощность вспомогательных электроприемников (собственные нужды), кВт.

Для приближенных расчетов K_n можно принимать: при трехсменной работе по 6 ч — $K_n = 0,6$; при двухсменной работе по 6 ч — $K_n = 0,4$; при трехсменной работе по 7 ч — $K_n = 0,7$; при двухсменной работе по 7 ч — $K_n = 0,5$; при двухсменной работе по 8 ч — $K_n = 0,55$; при трехсменной работе по 8 ч — $K_n = 0,75$.

2.2.8. Кондиционирование воздуха. Норма расхода электроэнергии на кондиционирование $H_{о.к}$ (кВт·ч/тыс. ккал) определяется как отношение суммы расходов электроэнергии всеми потребителями системы кондиционирования за расчетный период к необходимому количеству холода для охлаждения шахтного воздуха до нормальной температуры

$$H_{о.к} = W_{с.к} / Q_{н.х}, \quad (2.30)$$

где $W_{с.к}$ — суммарный расход электроэнергии на кондиционирование шахтного воздуха за расчетный период, кВт·ч; $Q_{н.х}$ — необходимое количество холода для кондиционирования шахтного воздуха, тыс. ккал.

Суммарный расход электроэнергии на кондиционирование шахтного воздуха

$$W_{с.к} = \sum W_{х.у} + \sum W_{н}, \quad (2.31)$$

где $W_{х.у}$ — расход электроэнергии одной холодильной установкой (машинной), кВт·ч; $W_{н}$ — расход электроэнергии одной насосной установкой, подающей холодоноситель, кВт·ч.

Расход электроэнергии одной холодильной установкой

$$W_{х.у} = \frac{Q_{хр} t_p}{K_y \eta_c}, \quad (2.31a)$$

где $Q_{хр}$ — расчетная холодопроизводительность одной холодильной установки, ккал/ч; t_p — время работы холодильной установки за расчетный период, ч; K_y — удельная холодопроизводительность холодильного агента, ккал/кВт·ч (принимается по кривым рис. 3 и 4 приложения 4); η_c — к. п. д. реального холодопроцесса (при отсутствии данных можно принимать $K_c = 0,5-0,6$). $Q_{хр}$ и t_p принимаются по данным расчета системы кондиционирования шахтного воздуха.

Расход электроэнергии одной насосной установкой, подающей холодоноситель,

$$W_{н} = w_n Q_p H_p t_p, \quad (2.316)$$

где w_n — удельный расход электроэнергии насосной установки, кВт·ч/м³·км; Q_p — необходимое (расчетное) количество холодоносителя (воды), перекачиваемого насосной установкой, м³/ч; H_p — расчетный напор (суммарный) водоподводящей системы, км; t_p — время работы насосной (холодильной) установки за расчетный период, ч.

Удельный расход электроэнергии насосной установкой (при использовании в качестве холодоносителя воды)

$$w_n = \frac{3,01}{\eta_n \eta_t}, \quad (2.31в)$$

где η_n , η_t — соответственно к. п. д. насоса и трубопровода (определяется в реальных условиях).

2.2.9. Прочие электроприемники на поверхности и подземных выработках. Расход электроэнергии основными электроприемниками технологического процесса добычи (очистных и подготовительных работ), стационарными установками (насосами, вентиляторами, компрессорами, подъемными машинами) и транспортом (электровозами и конвейерами) составляет 85—90 % общего расхода электроэнергии по шахте. Остальные 10—15 % электроэнергии расходуется мелкими электроустановками в подземных выработках и на поверхности шахты.

В связи с небольшим удельным весом потребления электроэнергии этими установками в общем потреблении электроэнергии шахтой и невозможностью установить закономерность изменения электропотребления каждой из них определение расхода электроэнергии по ним рекомендуется осуществить по среднепотребляемой мощности, объединив их в три группы:

1 группа — электроустановки в подземных выработках шахты (без учета машин и механизмов добычных и подготовительных участков, стационарного оборудования и транспорта); 2 группа — электроприемники технологического комплекса, котельная, калориферы, административно-бытовой комбинат, механические мастерские, склады, породный комплекс, переработка леса и др. (без учета индивидуальной обогатительной фабрики при шахте и цехов, находящихся на самостоятельном балансе).

Расход электроэнергии по каждой группе (кВт·ч) определяется по формуле

$$W_{o. пр} = T \sum_{i=1}^n K_{и} P_{у}, \quad (2.32)$$

где T — продолжительность работы шахты за расчетный период в подземных выработках или на поверхности, ч; $K_{и}$ — коэффициент использования номинальных мощностей электроприемников одного участка, входящего в группу (приведены в табл. 3.6 приложения 3); $P_{у}$ — установленная мощность электроприемников одного участка, входящего в группу, кВт.

Норма расхода электроэнергии по прочим вспомогательным электроприемникам определяется как отношение расхода электроэнергии за расчетный период к плановой добыче за тот же период (кВт·ч/т)

$$H_{o. пр} = W_{пр} / A_{ш}. \quad (2.33)$$

2.2.10. Технологическая норма по шахте. Технологические нормы по шахте (кВт·ч/т) определяются как отношение соответствующих технологических расходов электроэнергии за расчетный период к добыче угля по шахте за тот же период:

а) подземная

$$H_{т. подз} = W_{т. подз} / A_{ш}, \quad (2.34)$$

$$W_{т. подз} = W_{т. д. уч} + W_{т. п. уч} + W_{т. тр} + W_{т. в}; \quad (2.34a)$$

б) поверхностная

$$H_{т. пов} = W_{т. пов} / A_{ш}, \quad (2.35)$$

где

$$W_{т. пов} = W_{т. п.} + W_{т. вент} + W_{т. комп} + W_{т. тк}, \quad \text{кВт·ч}; \quad (2.35a)$$

в) общешахтная

$$H_{т. ош} = W_{т. ош} / A_{ш}, \quad (2.36)$$

$$W_{т. ош} = W_{т. подз} + W_{т. пов}, \quad \text{кВт·ч}, \quad (2.36a)$$

2.2.11. Общепроизводственная норма по шахте. Общепроизводственная норма по шахте $H_{o. ш}$ (кВт·ч/т) определяется как отношение расхода электроэнергии в целом по шахте за расчетный период к добыче угля за тот же период:

$$H_{o. ш} = W_{o. ш} / A_{ш}. \quad (2.37)$$

Расход электроэнергии в целом по шахте (кВт·ч) определяется как сумма общешахтного технологического расхода и расхода на вспомогательные нужды:

$$W_{o. ш} = W_{т. ош} + W_{o. комп} + W_{o. осв} + W_{o. пр} + \Delta W_{пот}, \quad (2.38)$$

где $W_{0. \text{комп}}$ — расход электроэнергии на выработку сжатого воздуха для вспомогательных нужд за расчетный период, кВт·ч; $W_{0. \text{пр}}$ — расход электроэнергии прочими поверхностными (общешахтными) электроприемниками за расчетный период, кВт·ч; $\Delta W_{\text{пот}}$ — потери электроэнергии в системе электроснабжения шахты за расчетный период, кВт·ч (см. 2.6); $W_{0. \text{осв}}$ — расход электроэнергии на освещение, кВт·ч (см. 2.5).

До внедрения приборов учета расхода электроэнергии и эффективного контроля выполнения норм расхода по технологическим процессам допускается определение нормы расхода электроэнергии в целом по шахте по методу коэффициента использования.

Общепроизводственный расход электроэнергии по шахте (кВт·ч)

$$W_{0. \text{ш}} = K_{\text{и.г}} P_{\text{у.ш}} T_{\text{ш}}, \quad (2.39)$$

где $K_{\text{и.г}}$ — годовой коэффициент использования номинальных мощностей электроприемников шахты; $P_{\text{у.ш}}$ — суммарная установленная мощность работающих электроприемников шахты, кВт.

Годовой коэффициент использования номинальных (установленных) мощностей электроприемников шахты определяется из статистических данных расхода электроэнергии по шахте за последние 3—5 лет:

$$K_{\text{и.г}} = \frac{\sum_1^n W_{0. \text{ш. ф}}}{\sum_1^n P_{\text{у.ш. ф}} T_{\text{ш}}}, \quad (2.40)$$

где n — количество лет (не менее трех); $W_{0. \text{ш. ф}}$ — фактический расход электроэнергии по шахте за один предыдущий отчетный год, кВт·ч; $P_{\text{у.ш. ф}}$ — суммарная установленная мощность фактически работавших электроприемников в предыдущем отчетном году (один год); $T_{\text{ш}} = 24N$ — время работы предприятия (шахты) в году, ч; N — количество рабочих дней в году.

Примерный расчет норм расхода электроэнергии на шахте приведен в приложении 2.

2.3. Определение норм расхода электроэнергии по разрезу (добыча угля и сланца открытым способом)

2.3.1. Норма расхода электроэнергии по разрезу определяется расчетно-аналитическим методом. Расчеты расхода электроэнергии производятся для отдельных энергоемких установок и групп мелких электроустановок отдельно по технологическим процессам согласно типовой структуре (см. 1.3).

2.3.2. Расчеты потребления электроэнергии экскаваторами по добыче, вскрыше и отвалу, электровозами, конвейерами, гидромеханизацией и водоотливом производятся по расчетным формулам с учетом эксплуатационных и электротехнических характеристик этого оборудования. Расчеты расхода электроэнергии для групп мелких электроустановок выполняются исходя из установленной мощности электродвигателей, коэффициентов их использования и продолжительности работы в сутки (месяц, год). Определение и обозначение основных расчетных величин и коэффициентов даны в приложении 3.

2.3.3. **Добычные, вскрышные и отвальные (горные) работы.** Норма расхода электроэнергии по добычным и вскрышным участкам $H_{\text{т. д. в}}$ (кВт·ч/м³) определяется как отношение расхода электроэнергии электроприемниками участка за расчетный период времени к вынимаемой экскаваторами горной массе за тот же период:

$$H_{\text{т. д. в}} = W_{\text{т. д. в}} / Q, \quad (2.41)$$

где $W_{\text{т. д. в}}$ — расход электроэнергии, затрачиваемой на добычу и вскрышу, кВт·ч; Q — общее количество горной массы, перелопачиваемой экскаваторами, м³.

Расход электроэнергии по добычным и вскрышным участкам $W_{т.д.в}$ (кВт·ч) определяется как сумма расходов электроэнергии экскаваторами, буровыми станками, вспомогательными (прочими) электроприемниками (насосы и др.):

$$W_{т.д.в} = W_{т.э} + W_б + W_{пр}, \quad (2.42)$$

где $W_{т.э}$, $W_б$, $W_{пр}$ — расход электроэнергии соответственно экскаваторами, буровыми станками и прочими электроприемниками добычного и вскрышного участков, кВт·ч.

1. Экскаваторы одноковшовые. Потребление электроэнергии одноковшовыми экскаваторами, работа которых характеризуется резко меняющейся повторно-кратковременной нагрузкой, определяется по продолжительной среднепотребляемой мощности в зависимости от количества, назначения и типа экскаваторов и условий экскавации с учетом физических характеристик горной массы.

Среднепотребляемая мощность экскаватора (кВт)

$$P_{ср} = \omega_{уд} Q_{ч}, \quad (2.43)$$

где $\omega_{уд}$ — удельный расход электроэнергии для данного экскаватора (см. табл. 3.8 приложения 3); $Q_{ч}$ — среднечасовая производительность экскаватора за расчетный период (сутки, месяц, год).

Среднепотребляемую мощность одноковшовых экскаваторов, работающих на добыче и вскрыше, допускается определять по формуле

$$P_{ср} = K_в P_{р.э}, \quad (2.44)$$

где $K_в$ — коэффициент включения экскаватора (отношение рабочего времени экскаватора ко времени работы участка за сутки) (принимается из графика работы участка). При отсутствии данных можно принимать $K_в = 0,5-0,7$; $P_{р.э}$ — потребная мощность (нагрузка) экскаватора, кВт.

Потребная мощность экскаватора (кВт) определяется:

для карьерных и вскрышных экскаваторов

$$P_{р.э} = 0,99 K_{ч} E_k + (1,39 + 0,326 K_{п\gamma}) E_k R_{ч}; \quad (2.45)$$

для шагающих экскаваторов

$$P_{р.э} = \rho (g_k + 0,7 K_{п\gamma}) E_k R_{ч}, \quad (2.46)$$

где $K_{ч}$ — удельное сопротивление черпанию (см. табл. 3.9 приложения 3); E_k — емкость ковша экскаватора, м³; $R_{ч}$ — радиус черпания, м; $K_{п\gamma}$ — коэффициент использования ковша (см. табл. 3.9 приложения 3); γ — плотность горной массы (см. табл. 3.9 приложения 3); ρ — эмпирический коэффициент, зависящий от типа экскаватора.

Тип экскаватора	ЭШ-5.45	ЭШ-10.70А	ЭШ-15.90А
ρ , кВт/т·м	0,642	0,496	0,437
Тип экскаватора	ЭШ-20.75Б	ЭШ-25.100	ЭШ-80.100
ρ , кВт/т·м	0,387	0,543	0,513

$g_k = G_k/E_k$ — удельная масса ковша, т/м³; G_k — масса ковша, т (принимается по данным завода-изготовителя или по каталогам).

Полученные результаты по формулам (2.45) и (2.46) необходимо сравнить с опытными данными предыдущих лет для одинаковых условий и типов экскаваторов.

Расход электроэнергии за определенный период времени работы одного экскаватора (кВт·ч) определяется по формуле

$$\text{или} \quad W_{э1} = \omega_{уд} Q, \quad (2.47)$$

$$W_{э1} = P_{ср} T, \quad (2.48)$$

где $\omega_{уд}$ — удельный расход электроэнергии на экскавацию, кВт·ч/м³ (см. табл. 3.8 приложения 3); Q — производительность экскаватора за расчетный период, м³; T — время работы участка за расчетный период, ч.

Технологический расход электроэнергии по группе экскаваторов участка (разреза) (кВт·ч) определяется по формуле

$$W_{т.э} = \sum_1^n W_{э1}, \quad (2.49)$$

где n — количество экскаваторов.

2. Экскаваторы многоковшовые и отвалообразователи. Многочерпаковые экскаваторы, отвалообразователи и транспортно-отвальные мосты при работе имеют относительно спокойные продолжительные нагрузки. Средняя потребляемая мощность и расход электроэнергии для этой группы потребителей в зависимости от их количества и назначения, а также условий экскавации определяются по формулам, аналогичным тем, которые даны для определения среднепотребляемой мощности и расхода электроэнергии одноковшовых экскаваторов.

Среднепотребляемая мощность, кВт

$$P_{ср} = K_{и} P_{у}, \quad (2.50)$$

или

$$P_{ср} = \omega_{уд} Q_{ч}, \quad (2.50a)$$

где $K_{и}$ — коэффициент использования номинальных мощностей электродвигателей (см. табл. 3.10).

Расход электроэнергии (кВт·ч)

$$W_{т.э} = P_{ср} T, \quad (2.51)$$

или

$$W_{т.э} = \omega_{уд} Q. \quad (2.51a)$$

3. Буровые станки. Расход электроэнергии на бурение скважин (для буровых станков) (кВт·ч) определяется по удельному расходу электроэнергии:

$$W_{б} = \omega_{уд} L_{ск}, \quad (2.52)$$

где $\omega_{уд}$ — удельный расход электроэнергии на бурение скважин (кВт·ч/м) (см. табл. 3.8 приложения 3);

или по методу коэффициента использования:

среднепотребляемая мощность, кВт

$$P_{ср} = K_{и} P_{у}, \quad (2.53)$$

расход электроэнергии, кВт·ч

$$W_{б} = P_{ср} T. \quad (2.54)$$

Расход электроэнергии на 1 т угля (сланца) или на 1 м³ горной массы по добычным и вскрышным участкам и на 1 м бурения скважин определяется:

по экскаваторам

$$H_{э} = W_{э}/A; \quad (2.55)$$

$$H_{э} = W_{э}/Q_{э}; \quad (2.56)$$

по бурению скважин

$$H_{б} = W_{б}/L_{ск}, \quad (2.57)$$

где $L_{ск}$ — планируемая длина скважин, м; A — планируемая добыча за расчетный период, т.

2.3.4. Электрифицированный железнодорожный транспорт. Потребление электроэнергии электрифицированным железнодорожным транспортом (в условиях открытых горных работ) на стороне переменного тока преобразовательной подстанции $W_{т.тр.э}$ (кВт·ч) определяется по формуле

$$W_{т.тр.э} = A (1 + K) (\omega_{гр} + i_{пр}) Q \gamma L, \quad (2.58)$$

где A — энергетический показатель электрифицированного железнодорожного транспорта, кВт·ч/даН·км (см. табл. 3.2 приложения 3); K — коэффициент, представляющий собой отношение суммы масс электровоза и состава порожних вагонов к массе поезда нетто; $\omega_{гр}$ — основное удельное сопротивление движению

груженого состава, даН/т (см. табл. 3.3 приложения 3); $i_{пр}$ — сопротивление приведенного уклона откаточных путей, даН/т,

$$i_{пр} = \frac{i_1 l_1 + i_2 l_2 + \dots + i_n l_n}{l_1 + l_2 + \dots + l_n}, \quad (2.5)$$

$i_1, i_2, \dots, i_n$ — уклоны элементов пути, ‰; $l_1, l_2, \dots, l_n$ — длины элементов пути, км; Q — количество перевозимого груза, м³; L — полная длина пути, включая участки передвижных путей, км; γ — плотность угля (породы), т/м³.

Расход электроэнергии на 1 т·км перевозимого груза, кВт·ч/т·км

$$H_{т. тр. э} = W_{т. тр. э} / QL\gamma. \quad (2.6)$$

Приведенная формула не учитывает расхода электроэнергии на спуск порожнего состава, так как порожние поезда либо идут под уклон без расхода электроэнергии, либо расход их составляет незначительную величину.

2.3.5. Конвейерный транспорт. По характеру потребления электроэнергии ленточные конвейеры могут быть разделены на две группы: забойные и отвальные конвейеры, при работе которых потребляемая мощность изменяется в зависимости от направления перемещения экскаватора (отвалообразователя);

торцевые, магистральные и наклонные конвейеры, при работе которых потребляемая в единицу времени мощность не изменяется, если не изменяется производительность конвейерной установки.

Расход электроэнергии определяется:

забойными или отвальными конвейерами, кВт·ч

$$W_{к. з} = 0,013 \sum_1^n L_{к\omega} [n_{и} c v_{л} t_p + 0,14Q], \quad (2.61)$$

торцевыми, магистральными и наклонными конвейерами, кВт·ч

$$W_{к. м} = 0,013 \sum_1^n L_{к\omega} \left[c v_{л} t_p + 0,28Q \left(1 + \frac{\sin \beta}{\omega} \right) \right], \quad (2.62)$$

где $\sum_1^n L_{к}$ — суммарная длина конвейерной линии, м; ω — сопротивление движению ленты; c — масса 1 м движущихся частей конвейера, кг/м (см. табл. 3.5 приложения 3); $v_{л}$ — скорость движения ленты конвейера, м/с; $n_{и}$ — коэффициент использования конвейеров в линии, 1/шт;

$$n_{и} = \frac{1 + 2 + \dots + n}{n^2}; \quad (2.63)$$

n — количество конвейеров в линии; t_p — время работы соответственно забойных (отвальных) и магистральных конвейерных линий за расчетный период (определяется в конкретных условиях по графику работ), ч; Q — количество транспортируемого груза за расчетный период (за время $t_{р. з}$ или $t_{р. м}$), т; β — средний угол наклона конвейера, градус.

Суммарный расход электроэнергии по конвейерному транспорту, кВт·ч

$$W_{т. тр. к} = \sum_1^n W_{к. з} + \sum_1^m W_{к. м}, \quad (2.64)$$

где n и m — количество забойных и магистральных конвейерных линий.

Расход электроэнергии на 1 т перевозимого груза, кВт·ч/т

$$H_{т. тр. к} = W_{т. тр. к} / Q. \quad (2.65)$$

При приближенных расчетах для некоторых машин и средств транспорта расход электроэнергии может быть определен с помощью примерных норм расхода электроэнергии, приведенных в табл. 3.8 приложения 3.

2.3.6. Водоотливные установки и установки для гидромеханизации. Технологический расход электроэнергии за расчетный период $W_{\text{в}}$ (кВт·ч) определяется по формуле

$$W_{\text{в}} = w_{\text{в}} Q H, \quad (2.66)$$

где $w_{\text{в}}$ — удельный расход электроэнергии, кВт·ч/м³·км;
для водоотливной установки

$$w_{\text{в}} = 3,35/\eta_{\text{н}}, \quad (2.67)$$

для гидромеханизации

$$w_{\text{в}} = 3,45/\eta_{\text{н}}; \quad (2.68)$$

$\eta_{\text{н}}$ — к. п. д. насосной установки; Q — количество перекачиваемой воды (см. 2.2.5), м³; H — полный напор, создаваемый насосом, км.

Потребление электроэнергии водоотливными установками, а также установками для гидромеханизации $W_{\text{в}}$ (кВт·ч) может быть также определено по установленной мощности электродвигателей, коэффициенту их использования и продолжительности работы в сутки (месяц, год):

$$W_{\text{в}} = K_{\text{и}} P_{\text{у}} T. \quad (2.69)$$

2.3.7. Прочие электроустановки разреза. Расход электроэнергии экскаваторами, средствами транспорта, водоотливом и установками для гидромеханизации составляет 87—92 % общего расхода электроэнергии по разрезу. Остальные 8—13 % электроэнергии расходуются мелкими электроустановками, установленными непосредственно в разрезе или на промышленной площадке.

Расход электроэнергии этими установками определяется по среднепотребляемой мощности, т. е. исходя из установленной мощности электродвигателей отдельных установок, коэффициентов использования (см. табл. 3.11 приложения 3) и продолжительности работы разреза в сутки (месяц, год).

Расчет средней потребляемой мощности по этой группе электроустановок P (кВт) производится по формуле

$$P = \sum K_{\text{и}} P_{\text{у}}, \quad (2.70)$$

где $P_{\text{у}}$ и $K_{\text{и}}$ — суммарная установленная мощность электродвигателей и средневзвешенный коэффициент использования группы электроустановок (см. табл. 3.11 приложения 3).

Расход электроэнергии по этой группе $W_{\text{о.пр}}$ (кВт·ч) определяется по формуле

$$W_{\text{о.пр}} = P T, \quad (2.71)$$

где T — продолжительность работы разреза за расчетный период, ч.

2.3.8. Общепроизводственная норма по разрезу. Технологический расход электроэнергии по разрезу $W_{\text{т.ор}}$ (кВт·ч) определяется как сумма расходов по отдельным технологическим участкам (в соответствии с типовой структурой)

$$W_{\text{т.ор}} = \sum_i^n W_{\text{т}}, \quad (2.72)$$

где $W_{\text{т}}$ — расход электроэнергии по одному участку, кВт·ч.

Технологическая норма по разрезу $H_{\text{т.ор}}$ (кВт·ч/т) определяется по формуле

$$H_{\text{т.ор}} = W_{\text{т.ор}}/A_{\text{р}}. \quad (2.73)$$

где $A_{\text{р}}$ — добыча угля (сланца) по разрезу за расчетный период, т.

Общий расход электроэнергии по разрезу $W_{\text{о.р}}$ (кВт·ч) определяется как сумма технологического расхода по разрезу и расхода на вспомогательные нужды

$$W_{\text{о.р}} = W_{\text{т.ор}} + W_{\text{о.ос}} + W_{\text{о.д.ш}} + W_{\text{о.тр}} + W_{\text{о.пр}} + W_{\text{о.пот}} + W_{\text{о.осв}}, \quad (2.74)$$

где $W_{\text{о.ос}}$, $W_{\text{о.дш}}$, $W_{\text{о.тр}}$, $W_{\text{о.пр}}$, $W_{\text{о.пот}}$, $W_{\text{о.осв}}$ — расход электроэнергии соответственно на осушение поля разреза, по дренажной шахте, на вспомогательные

нужды транспорта, на прочие вспомогательные процессы, на потери в системе электроснабжения и на освещение, кВт·ч.

Общепроизводственная норма по разрезу $H_{о.р}$ (кВт·ч/т) определяется по формуле

$$H_{о.р} = W_{о.р} / A_{р}. \quad (2.75)$$

Примерный расчет норм расхода электроэнергии по разрезу приведен в приложении 2.

2.4. Определение норм расхода электроэнергии по обогатительной и брикетной фабрикам (переработка угля и сланца)

Норма расхода электроэнергии по обогатительной и брикетной фабрикам определяется расчетно-аналитическим методом. Расчет расхода электроэнергии производится исходя из установленной мощности электроприемников отдельных установок, коэффициентов использования и времени работы.

Расчет выполняется в следующем порядке. По установленной мощности электроприемников отдельных цехов и отдельных процессов и соответствующим коэффициентам использования, которые учитывают загрузку и машинное время работы оборудования, определяется средняя потребляемая мощность отдельных цехов и процессов, а затем с учетом продолжительности работы фабрики — расход электроэнергии по фабрике.

Средняя потребляемая мощность по фабрике P (кВт) определяется по формуле

$$P = P_{у1}K_{и1} + P_{у2}K_{и2} + \dots + P_{ун}K_{ин}, \quad (2.76)$$

где $P_{у1}, \dots, P_{ун}$ и $K_{и1}, \dots, K_{ин}$ — установленная мощность электроприемников, находящихся в работе, и коэффициенты использования отдельных групп потребителей (цехов, процессов) (см. табл. 3.11 приложения 3).

Общесредний технологический расход электроэнергии $W_{т.ф}$ (кВт·ч) в соответствии с типовой структурой определяется как сумма расходов по технологическим участкам (процессам)

$$W_{т.ф} = \sum_1^n W_{т}, \quad (2.77)$$

где $W_{т}$ — расход электроэнергии по одному технологическому участку (процессу), кВт.

Общепроизводственный расход электроэнергии по фабрике, кВт·ч

$$W_{о.ф} = PT, \quad (2.78)$$

где T — продолжительность работы фабрики в сутки (месяц, год), ч.

Общепроизводственная норма по фабрике, кВт·ч/т

$$H_{о.ф} = W_{о.ф} / A_{ф}, \quad (2.79)$$

где $A_{ф}$ — переработка рядового угля (производительность) по фабрике на планируемый период, т.

Примерный расчет нормы расхода электроэнергии по обогатительной фабрике приведен в приложении 2.

В табл. 3.11 приложения 3 приведены усредненные коэффициенты использования для различных технологических процессов и цехов обогатительной фабрики, которые в конкретных условиях должны быть уточнены применительно к местным условиям.

2.5. Определение норм расхода электроэнергии на освещение

Норма расхода электроэнергии на освещение $H_{осв}$ (кВт·ч/т) определяется как отношение расхода электроэнергии на освещение по шахте (разрезу, ОФ) за расчетный период к плановой добыче (переработке) угля за тот же период

$$H_{осв} = W_{осв} / A, \quad (2.79)$$

где $W_{осв}$ — расход электроэнергии на освещение за расчетный период, кВт·ч; A — добыча (переработка) угля за расчетный период, т.

Расход электроэнергии на освещение горных выработок, помещений и промплощадок шахт, разрезов и обогатительных фабрик определяется по группам светильников в зависимости от их назначения и времени использования

$$W_{осв} = T \sum_{i=1}^n K_{и} P_{св}, \quad (2.80)$$

где T — расчетный период, ч; n — количество групп светильников на предприятии; $K_{и}$ — групповой коэффициент использования светильников (см. табл. 3.6; 3.10; 3.11 приложения 3); $P_{св}$ — суммарная мощность одной группы светильников.

Расход электроэнергии на освещение в проектах допускается определять по формуле

$$W_{осв} = \frac{T \sum_{i=1}^n K_{и} E_{мин} S}{3 \div 4}, \quad (2.81)$$

где $E_{мин}$ — минимальная освещенность поверхности, лк (принимается из нормативных документов); S — площадь освещаемой поверхности, м².

2.6. Определение нормы потери электроэнергии

2.6.1. Норма потери электроэнергии по предприятию (шахте, разрезу, фабрике) $H_{о.пот}$ (кВт·ч/т) определяется как отношение общих потерь в системе электроснабжения предприятия за расчетный период к добыче (переработке) угля за тот же период

$$H_{о.пот} = \Delta W_{о.пот} / A_{п}, \quad (2.82)$$

где $A_{п}$ — объем добычи (переработки) угля предприятием за расчетный период, т.

Общие потери электроэнергии по предприятию $\Delta W_{о.пот}$ (кВт·ч) определяются как сумма потерь во всех элементах системы электроснабжения

$$\Delta W_{о.пот} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{сi} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{тр i} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{pi} + \sum_{i=1}^n W_{к. у i}, \quad (2.83)$$

где $\sum_{i=1}^n \Delta W_{сi}$; $\sum_{i=1}^n \Delta W_{тр i}$; $\sum_{i=1}^n \Delta W_{pi}$ — суммарные потери электроэнергии соответ-

ственно в сетях, трансформаторах и реакторах, кВт·ч; $\sum_{i=1}^n W_{к. у i}$ — суммарные потери (расход) активной энергии в компенсирующих устройствах, кВт·ч.

2.6.2. Потери электроэнергии в сетях рассчитываются отдельно по каждой линии электропередачи. Потери электроэнергии в одной линии ΔW_c (кВт·ч) определяются по формуле

$$\Delta W_c = \Delta P_d \beta_L^2 T_p L, \quad (2.84)$$

где ΔP_d — удельные потери мощности в воздушной и кабельной ЛЭП при номинальной (допустимой) нагрузке, кВт/км (см. табл. 3.16 и 3.17 приложения 3); β_L — коэффициент загрузки ЛЭП, равный отношению расчетной нагрузки к допустимой (см. табл. 3.17 и 3.18 приложения 3); L — длина ЛЭП, км; T_p — время работы ЛЭП под фактической (расчетной) нагрузкой за расчетный период, ч.

Годовые потери активной энергии в сетях по шахте (кВт·ч) допускается определять по формуле

$$\Delta W_c = \Delta P_{тм}, \quad (2.84a)$$

где t_m — число часов использования максимума активных потерь (см. рис. 1 приложения 3), ч; ΔP — активные потери мощности при расчетном (максимальном) токе, кВт.

2.6.3. Потери активной энергии в одном трансформаторе (кВт·ч) определяются по формуле

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \Delta P_{\text{Х}} T_{\text{П}} + \beta_{\text{ТР}} \Delta P_{\text{К}} T_{\text{Р}}, \quad (2.85)$$

где $\Delta P_{\text{Х}}$, $\Delta P_{\text{К}}$ — номинальные активные потери в стали и в обмотках трансформатора в режимах соответственно холостого хода и короткого замыкания, кВт; $\beta_{\text{ТР}}$ — коэффициент загрузки трансформатора; $T_{\text{П}}$, $T_{\text{Р}}$ — время соответственно присоединения и работы под нагрузкой трансформатора, ч.

Если известен ток трансформатора, соответствующий максимальной нагрузке трансформатора, то в формуле (2.85) вместо $T_{\text{Р}}$ можно принимать t_m .

2.6.4. Потери активной энергии в одном реакторе (кВт·ч) определяются по формуле

$$\Delta W_{\text{Р}} = 3\beta_{\text{Р}}^2 \Delta P_{\text{н.ф}} T_{\text{Р}}, \quad (2.86)$$

где $\beta_{\text{Р}}$ — коэффициент загрузки реактора; $\Delta P_{\text{н.ф}}$ — потери активной мощности в одной фазе реактора при номинальной нагрузке, кВт; $T_{\text{Р}}$ — время работы реактора под нагрузку, ч.

2.6.5. Потери активной энергии в компенсирующих установках (кВт·ч) определяются по формуле

$$\Delta W_{\text{н.у}} = \Delta P_{\text{н.у}} W_{\text{Р}}, \quad (2.87)$$

где $\Delta P_{\text{н.у}}$ — удельный расход активной мощности в компенсирующих установках, кВт/кВ·Ар (см. табл. 3.8 приложения 3); $W_{\text{Р}}$ — количество вырабатываемой реактивной энергии, кВ·Ар.

Для ориентировочных расчетов допускается определять потери электроэнергии по формуле

$$\Delta W_{\text{о.пот}} = (0,05 \div 0,07) W, \quad (2.87a)$$

где W — расход электроэнергии по процессам, кВт·ч.

2.7. Определение норм расхода электроэнергии на высших уровнях планирования

2.7.1. По объединению. Нормы расхода электроэнергии на планируемый период по производственному объединению определяются расчетным путем, как средневзвешенные величины норм по отдельным предприятиям, находящимся в ведении данного объединения.

Групповые технологические нормы расхода электроэнергии (кВт·ч/т) по объединению определяются на 1 т:

а) добычи угля

$$H_{\text{т.п.д}} = \frac{\sum_1^n W_{\text{т.ош}} + \sum_1^n W_{\text{т.ор}}}{\sum_1^n A_{\text{ш}} + \sum_1^n A_{\text{Р}}}, \quad (2.88)$$

б) переработки угля

$$H_{\text{т.п.п}} = \sum_1^n W_{\text{т.оф}} / \sum_1^n A_{\text{ф}}, \quad (2.89)$$

где n — количество соответственно шахт, разрезов и обогатительных (брикетных) фабрик, находящихся в ведении данного объединения.

Групповые общепроизводственные нормы расхода электроэнергии по объединению (кВт·ч/т) определяются на 1 т:

а) добычи угля

$$H_{\text{о. п. д}} = \frac{\sum_1^n W_{\text{ош}} + \sum_1^n W_{\text{ор}}}{\sum_1^n A_{\text{ш}} + \sum_1^n A_{\text{р}}}, \quad (2.90)$$

б) переработки (обогащения, брикетирования)

$$H_{\text{о. п. п}} = \sum_1^n W_{\text{ор}} / \sum_1^n A_{\text{ф}}. \quad (2.91)$$

2.7.2. По министерству. Норма расхода электроэнергии на планируемый период по Минуглепрому СССР определяется как средневзвешенная величина расчетных норм по отдельным объединениям.

Норма расхода электроэнергии по Минуглепрому СССР (кВт·ч/т) определяется на 1 т:

а) добычи угля

$$H_{\text{м. д}} = \sum_1^n W_{\text{п. д}} / A_{\text{от. д}}, \quad (2.92)$$

б) переработки угля (обогащения, брикетирования)

$$H_{\text{м. п}} = \sum_1^n W_{\text{п. п}} / A_{\text{п}}, \quad (2.93)$$

где n — количество объединений, занятых соответственно добычей (подземной и открытой) или переработкой (обогащение, брикетирование) угля; $W_{\text{п. д}}$, $W_{\text{п. п}}$ — годовой расход электроэнергии по одному объединению по добыче угля или обогащению (брикетированию) угля.

2.7.3. По отрасли на пяти- и десятилетнюю перспективу и в у. Нормы расхода электроэнергии по отрасли на 5- и 10-летнюю перспективу определяются ориентировочно расчетно-статистическим методом в отдельности по добыче подземным и открытым способами, обогащению и брикетированию угля.

Потребление электроэнергии по годам на перспективу (млрд. кВт·ч) определяется из выражений на:

а) подземную добычу угля

$$W_{\text{г. п}} = a_{\text{п}} t^2 + b_{\text{п}} t + c_{\text{п}}; \quad (2.94)$$

б) открытую добычу угля

$$W_{\text{г. от}} = \frac{A_{\text{г. от}}}{a_{\text{от}} A_{\text{г. от}} + b_{\text{о}}}; \quad (2.95)$$

в) обогащение угля

$$W_{\text{г. об}} = a_{\text{об}} A_{\text{г. об}} + b_{\text{об}}; \quad (2.96)$$

г) брикетирование

$$W_{\text{г. б}} = a_{\text{б}} A_{\text{г. б}} + b_{\text{б}}, \quad (2.97)$$

где a , b и c — постоянные коэффициенты выражений; индексы п, от, об и б обозначают соответственно подземный, открытый, обогащение и брикетирование (см. приложение 4.12); $t = T_2 - T_1$ — рассматриваемый период, т. е. разность расчетного и отчетного годов; $A_{\text{г. от}}$; $A_{\text{г. об}}$; $A_{\text{г. б}}$ — планируемое количество соответственно добываемого, обогащаемого и брикетируемого угля за расчетный период, млн. т.

Расчет электроэнергии производится в следующей последовательности:

а) на пятилетний период:

1. Методами наименьших квадратов и выбранных точек из статистических данных потребления электроэнергии за десятилетнюю предысторию определяются постоянные коэффициенты соответствующих выражений.

2. Подставляя значения постоянных коэффициентов в соответствующие выражения, определяют расходы электроэнергии по годам за пятилетний планируемый период.

3. Определяются средние квадратические ошибки расчетов.

4. Расходы электроэнергии, полученные расчетом, корректируются с учетом средних квадратических ошибок расчетов (допускается корректировка с учетом средних арифметических ошибок), определяются расходы электроэнергии по годам для пятилетнего плана;

б) на десятилетний период:

1. Принимая за исходные данные расходы электроэнергии за прошедшее пятилетие (передвигая начало отсчета на 5 лет вперед, в сторону планирования) и плановые расходы, полученные расчетом в соответствии с п. 4, определяются постоянные коэффициенты соответствующих выражений.

2. В той же последовательности, что и при расчете расходов за первую пятилетку, определяются расходы электроэнергии за вторую пятилетку десятилетнего периода.

Расход электроэнергии по Минуглепрому в целом на добычу (млрд. кВт·ч) определяется суммированием (по годам) расходов на добычу подземным и открытым способами

$$W_{г.д} = W_{г.п} + W_{г.от} \quad (2.98)$$

Норма расхода электроэнергии на 1 т по годам (кВт·ч/т) определяется как отношение соответствующих годовых планируемых расходов к годовому объему добычи и переработки угля:

а) на добычу по отрасли

$$H_{г.от} = W_{г.от} / A_{г.от}; \quad (2.99)$$

б) на добычу подземным способом

$$H_{г.п} = W_{г.п} / A_{г.п}; \quad (2.100)$$

в) на добычу открытым способом

$$H_{г.от} = W_{г.от} / A_{г.от}; \quad (2.101)$$

г) на обогащение

$$H_{г.о} = W_{г.о} / A_{г.о}; \quad (2.102)$$

д) на брикетирование

$$H_{г.б} = W_{г.б} / A_{г.б}. \quad (2.103)$$

Указанная методика может быть использована также в объединениях для определения норм расхода электроэнергии на пяти- и десятилетнюю перспективу.

Для расчетов перспективных норм расхода электроэнергии на пятилетнюю перспективу в объединениях рекомендуется также «Методика определения норм расхода электроэнергии по производственному объединению угольной промышленности при подземной добыче угля», разработанная ИГД им. А. А. Скочинского и утвержденная Энергомеханическим управлением Минуглепрома СССР.

3. ПОРЯДОК РАЗРАБОТКИ И УТВЕРЖДЕНИЯ НОРМЫ, УЧЕТ И ОТЧЕТНОСТЬ

3.1. Для каждого предприятия (шахты, разреза, фабрики) устанавливается одна общепроизводственная норма по предприятию в целом.

3.2. На каждом предприятии (шахте, разрезе, фабрике) рассчитываются нормы расхода электроэнергии на следующий плановый год (согласно типовой структуре). Результаты расчета, сведенные в таблицу (форма № 1), представляются в производственное объединение (Минуглепром УССР) до 1 марта текущего года.

Результаты расчета норм расхода электроэнергии

по _____ ПО _____ на 19__ г.
(наименование предприятия) (наименование ПО)

Наименование нормы	Наименование статей расхода (участки)	Основные показатели технологического процесса	Годовой расход электроэнергии		Норма расхода электроэнергии
			кВт.ч	% к общему расходу по шахте	
1	2	3	4	5	6

Примеры заполнения формы № 1 приведены в приложении № 2.

Одновременно с результатами расчета норм расхода электроэнергии в производственное объединение представляется план организационно-технических мероприятий по экономии электроэнергии (форма № 2). При этом из перечня организационно-технических мероприятий по экономии электроэнергии выделяются основные, для осуществления которых должно предусматриваться выделение капитальных вложений и материальных ресурсов. Составляется ведомость основных материально-технических ресурсов на планируемый год по формам № 3 и 4 и представляется в вышестоящую организацию.

Форма № 2

ПЛАН

организационно-технических мероприятий по экономии
электроэнергии по _____
(наименование предприятия)

Основные мероприятия	Плановая экономия, млн. кВт.ч					Фактическая экономия, млн. кВт.ч				
	Всего за год	за квартал				Всего за год	за квартал			
		I	II	III	IV		I	II	III	IV
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

3.3. Производственное объединение по данным, полученным от предприятий, определяет средневзвешенные технологические и общепроизводственные (групповые) нормы в целом по объединению на следующий плановый год на добычу и переработку угля и другие процессы и работы, находящиеся в ведении данного объединения, и представляет в Минуглепром СССР до 1 апреля ежегодно.

Одновременно с расчетными нормами производственные объединения (Минуглепром УССР), используя материалы, полученные от предприятий (объединений), составляют план организационно-технических мероприятий с выделением из них основных и представляют в Минуглепром СССР в том же порядке, что и предприятие, по формам № 2, 3 и 4.

3.4. Минуглепром СССР по данным Минуглепрома УССР и производственных объединений союзного подчинения определяет норму с учетом мероприятий по экономии электроэнергии в целом по Минуглепрому СССР, на добычу, переработку и другие нужды отрасли и представляет на утверждение в Госплан СССР.

• 96 •

Примечания: В графу 2 «Наименование мероприятий» включаются основные мероприятия, для осуществления которых должно предусматриваться целевое выделение капитальных вложений и материальных ресурсов. В графах 4, 5 «Объем внедрения» указывается объем продукции (вида работ), на который планируются внедрение данного мероприятия всего и в планируемом году с учетом срока (месяца) его внедрения. В графах 7, 8 «Экономия» указывается расчетный размер экономии всего и в планируемом году с учетом срока (месяца) внедрения. Если внедрение мероприятия требует двух лет и более, то в графе 7 отражается годовая экономия из расчета внедрения мероприятия в полном объеме. При заполнении формы по электротехнике и теплотехнике данные по экономии показывать дробью: в числителе соответственно в тыс. кВт·ч и Гкал, а в знаменателе — то же, но в переводе на условное топливо по нормам расхода условного топлива на отпуск электро- и теплотехники в планируемом году. В графах 9—12 «Потребность в основных видах материально-технических ресурсов» указывается потребность в основных видах оборудования и материалов (в пределах планируемой Госпланом СССР номенклатуры), необходимых для реализации мероприятий. В графах 13—16 указывается дробью: в числителе — затраты, связанные с внедрением мероприятия, в знаменателе — из них на строительно-монтажные работы. При этом в графах 13 и 15 указывается дробью: на полный объем внедрения, а в графах 14 и 16 — на объем внедрения в планируемом году. В графе 17 «Удельные затраты» записываются показатели, определенные по расчету (графы 13+14), деленные на показатели графы 7. К проекту плана мероприятий должна быть приложена пояснительная записка с необходимыми расчетами и обоснованиями.

Совместно с результатами расчета норм, как приложение к ним по формам № 3 и 4, представляется также план основных мероприятий по экономии электроэнергии и ведомость материально-технических ресурсов, предусмотренных в числе общих фондов для обеспечения основных мероприятий.

3.5. После утверждения норм расхода электроэнергии в Госплане СССР Минуглепром СССР дифференцирует утвержденную норму по производственным объединениям с учетом расчетных величин, полученных от соответствующих объединений (см. п. 1.5.3), в зависимости от способа и количества добычи и переработки угля.

Одновременно с утверждением норм производственным объединениям Минуглепром СССР утверждает мероприятия по экономии электроэнергии.

3.6. Утвержденную Минуглепромом норму расхода электроэнергии производственное объединение дифференцирует по своим предприятиям по тем же методам и признакам, что и Минуглепром СССР, и с учетом климатических условий по кварталам.

При необходимости норма расхода электроэнергии дифференцируется по месяцам.

3.7. Одновременно с утверждением предприятию норм производственное объединение утверждает организационно-технические мероприятия по экономии электроэнергии, ожидаемые результаты от внедрения которых должны быть учтены в разработанной норме в формах № 2, 5, 6 и 7.

Форма № 4

ВЕДОМОСТЬ

основных материально-технических ресурсов,
предусмотренных в числе общих фондов для обеспечения
основных мероприятий по экономии электроэнергии
на 19... г.

Наименование предприятия и ведомства	Электропечное оборудование, шт.	Металлопрокат, тыс. т	Насосное оборудование, шт.	Станки различные, шт.	Светильники различные, шт.	Синхронные компенсаторы, шт.	Трубы, тыс. т	Кабельная продукция, км	Высоковольтное оборудование, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Примечание. Другие материалы и оборудование, необходимые для осуществления принятых в плане основных мероприятий учитываются в общих фондах Минуглепрома СССР.

(Главный энергетик)

Предприятия и объединения ежеквартально в течение одного месяца представляют отчет вышестоящей организации о ходе выполнения основных мероприятий по экономии электроэнергии.

3.8. Руководитель предприятия (шахты, разреза, фабрики) в пределах утвержденных для предприятия норм обязан дифференцировать их по технологическим участкам, процессам, агрегатам (в соответствии с типовой структурой).

3.9. Для контроля соблюдения установленной нормы и дальнейшего совершенствования нормирования расхода электроэнергии в угольной отрасли на отдельных нормообразующих участках (согласно типовой структуре) угольных предприятий должны устанавливаться приборы учета расхода электроэнергии. Сроки установки этих приборов определяются Минуглепромом СССР конкретно для каждого объединения и предприятия по мере освоения приборов, пригодных для угольных шахт.

СВОДКА

мероприятий по экономии электроэнергии,
проводимых на _____ по планам
организационно-технических мероприятий
и внедрения новой техники

№ пп	Содержание мероприятий	Срок внедрения	Намечаемая эконо- мия от меро- приятий, кВт.ч	Примечания
1	2	3	4	5

Пересчет норм с учетом разработанных мероприятий
по экономии электроэнергии

Процесс выпуска продукции	План вы- пуска про- дукции на планируе- мый год A_{Π}	Норма рас- хода элек- троэнергии в текущем году H_T	Экономия электро- энергии от внед- рения организа- ционно-технических мероприятий в пла- нируемом году $\mathcal{E}$	Норма расхода электроэнергии на планируемый год $H_{\Pi} = \frac{A_{\Pi} H_T - \mathcal{E}}{A_{\Pi}}$
1	2	3	4	5

РАСЧЕТ

среднего снижения нормы расхода электроэнергии
на 19__г.

по _____
(наименование предприятия и ведомства)

Процесс выпуска продукции	План выпуска про- дукции на планируе- мый год, т	Норма расхода элек- троэнергии на теку- щий год	Ожидаемый удельный расход электроэнер- гии на текущий год	Норма расхода элек- троэнергии на плани- руемый год	Потребление электроэнергии, тыс. кВт.ч		Экономия (—) или перерасход (+) про- тив нормы теку- щего года		Примечание
					по нор- мам те- кущего года	по нор- мам пла- нируе- мого года	в абсо- лютном выра- жении	в %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

3.10. Отчет о выполнении норм расхода электроэнергии составляется и представляется вышестоящей организации по утвержденной ЦСУ СССР форме № 11-сн. При этом добыча угля и сланца показывается с учетом попутной добычи (от проходческих работ). В этой же форме после основных предприятий отражается выполнение нормы вспомогательными предприятиями.

3.11. Одновременно с отчетом по форме № 11-сн предприятия и организации представляют своей вышестоящей организации краткую пояснительную записку, характеризующую основные мероприятия, обеспечивающие улучшение использования электроэнергии, или объясняющую причины, вызывающие ее перерасход (п. 26 «Инструкции ЦСУ СССР к составлению отчета по форме № 11-сн»).

3.12. Ответственность за разработку и внедрение в производство норм расхода электроэнергии и контроль за их выполнением на предприятиях возлагается на технического директора (главного инженера) и главного энергетика предприятия.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПО ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Мероприятия по экономии электроэнергии на шахтах и других предприятиях угольной промышленности можно объединить в три основные группы:

1. Повышение степени загрузки и коэффициента полезного действия (к. п. д.) горношахтного оборудования.

2. Полная или частичная ликвидация энергоемких операций технологического процесса, снижение их энергоемкости и уменьшение потерь электроэнергии.

3. Рационализация электропривода и электрических сетей, внедрение нового прогрессивного электрооборудования, перевод электрических сетей на более высокое напряжение.

В первую группу входят мероприятия по замене незагруженного технологического оборудования или по увеличению его загрузки. Они обычно тесно связаны с ликвидацией разбросанности горных работ, а следовательно, с сокращением протяженности горных выработок. При сокращении протяженности горных выработок снижается удельный расход электроэнергии на вентиляцию шахты (уменьшаются депрессия и утечка воздуха), на транспорт угля, породы и вспомогательных материалов, на передачу электрической и пневматической энергии.

Наиболее эффективными мероприятиями по реконструкции горного хозяйства угольной шахты, дающими, кроме прочих выгод, значительное снижение электропотребления, являются:

а) ликвидация одновременной разработки нескольких угольных пластов одной шахтой (потери производительности компенсируются за счет увеличения числа лав на одном пласте и увеличения нагрузки на лаву с переводом ее на циклическую работу);

б) применение групповых горных выработок при разработке сближенных пластов (взамен самостоятельных выработок для каждого пласта);

в) ликвидация длинных многоступенчатых уклонов путем углубки существующего ствола или проведения нового и соединения их вновь пройденным квершлагом;

г) объединение шахт малой производительности (объединение горных работ) и реконструкция поверхностного технологического комплекса одной из шахт.

Значительными потребителями электроэнергии являются вспомогательные цеха.

Полная мощность больших токарных, сверлильных, строгальных и других металлообрабатывающих станков, установленных в шахтных ремонтно-механических мастерских, используется лишь в редких случаях. А так как снижение загрузки станочного парка на 25 % приводит к увеличению удельного расхода электроэнергии на изготовление деталей на 50 %, то крупные запасные части экономичнее изготовлять и восстанавливать в ЦЭММ или на РРЗ.

Вторая группа мероприятий по экономии электроэнергии за счет ликвидации части энергоемких операций технологического процесса или снижения их энергоемкости наиболее эффективна. К таким мероприятиям относятся замена пневматической энергии электрической, сокращение получаемой породы и выдача ее на поверхность, ликвидация или сокращение утечек воздуха в вентиляционных и пневматических сетях, утечек воды и т. д.

К третьей группе мероприятий по экономии электроэнергии относятся замена незагруженных двигателей и силовых трансформаторов, увеличение сечения проводов, максимальное приближение трансформаторных подстанций к электроприемникам, повышение напряжения питающих и распределительных сетей (с 3, 6, 10 кВ соответственно до 6, 10, 35 кВ), повышение напряжения сетей участков шахт до 1140 В, максимального сокращения резерва (отсутствие «холодного» резерва), ограничение времени холостого хода электродвигателей различных машин и механизмов.

Основными потребителями электроэнергии на шахтах являются машины и механизмы очистных и подготовительных участков шахты, подъемные, вентиляционные, водоотливные и компрессорные установки, внутришахтный транспорт.

Некоторые условия, обеспечивающие наиболее экономичную работу основных потребителей электроэнергии шахты:

1. Очистные и подготовительные участки. Для экономии электроэнергии технологические характеристики машин должны соответствовать фактическим условиям работы (крепости угля, породы, скорости подачи — для комбайнов и проходческих машин; оптимальной длине, углу наклона, производительности — для конвейеров).

2. Подъемные машины. Коэффициент полезного действия подъемной установки зависит от принятой системы подъема и выбранного режима управления машиной. Наиболее экономично работают подъемные установки статически уравновешенной системы (с автоматизированным электроприводом) с применением привода с автоматизацией периодов пуска и останова [применение систем АВК (асинхронно-вентильный каскад) и ТП—Д (тиристорный преобразователь—двигатель)].

На подъемных установках с асинхронным электроприводом наименьший расход электроэнергии получается при режиме управления со степенью неполноты тахограммы — фактического множителя скорости α_f в пределах 1,2—1,4.

3. Вентиляторные установки. Для повышения к. п. д. действующих вентиляторных установок главного проветривания следует систематически переводить их в режимы, соответствующие рабочим зонам, путем изменения числа оборотов рабочего колеса, угла поворота лопаток и др.

При проектировании вентиляторных установок шахт не следует предусматривать такие режимы работы, при которых к. п. д. вентилятора был бы ниже 0,6.

Экономно электроэнергию можно получить за счет замены на действующих установках устаревших осевых вентиляторов ВОК и центробежных РАТО и ГЖ на более совершенные осевые вентиляторы ВОК и ВОКД и центробежные ВЦ и ВЦД.

Непроизводительный расход электроэнергии за счет внешних утечек воздуха (подсосов) можно сохранить путем правильного выбора системы управления воздушной струей, что даст экономии электроэнергии, составляющую 25—30 % общего расхода электроэнергии этими установками.

4. Водоотливные установки. Экономно электроэнергию на водоотливных установках можно получить в результате правильного выбора схем водоотлива и применением насосов ЦНС с более высоким к. п. д. по сравнению с насосами МС.

Снижению потребления электроэнергии водоотливными установками способствуют своевременная очистка стенок трубопроводов от отложений, ликвидация неисправностей насосов, вызванных коррозией и износом деталей, а также чистка водосборников.

5. Компрессорные установки. Общий к. п. д. пневматической установки, складываемый из значений к. п. д. компрессорной станции, пневматической сети и пневматических двигателей, примерно равен 0,2—0,3. Такой низкий к. п. д. требует особо тщательного выбора и соблюдения режима работы установок.

Снижению потребления электроэнергии способствуют:

- уменьшение общих потерь сжатого воздуха от утечек в воздухопроводах и доведение их до расчетных. Это позволит снизить нерациональный расход сжатого воздуха, вырабатываемого компрессорной станцией;

- соблюдение нормального режима охлаждения;

- соблюдение соответствующего эксплуатационного надзора за отдельными узлами компрессоров;

- рациональное устройство воздухопроводной сети (отсутствие резких переходов от одного сечения к другому, максимально простая конфигурация сети);

- уменьшение потерь давления в воздухопроводной сети за счет увеличения ее сечения;

- снижение количества вырабатываемого сжатого воздуха компрессорной станцией в перерывах между сменами и в период спада нагрузок;

- своевременный ремонт и поддержание в хорошем техническом состоянии пневмоприемников (пневмодвигателей, пневмонструмента).

Примерный перечень организационно-технических мероприятий по экономии электроэнергии, сгруппированных по основным направлениям (для плана объединения, комбината, министерства), приведен в форме № 2.

ПЛАН организационно-технических мероприятий по экономии электроэнергии

по _____
(наименование объединения)

Основные направления экономии	Плановая экономия, млн. кВт·ч					Фактическая экономия, млн. кВт·ч				
	всего за год	за квартал				всего за год	за квартал			
		I	II	III	IV		I	II	III	IV
Перевод шахт (разрезов, фабрик) и отдельных токоприемников на повышенное напряжение										
Увеличение сечения линий электропередачи и изменение схем электроснабжения										
Упорядочение работы установок:										
подъемных										
водоотливных										
вентиляторных										
Упорядочение освещения шахт (разрезов, обогатительных фабрик)										
Упорядочение работы пневмохозяйства и перевод механизмов с пневмоэнергии на электроэнергию										
Повышение коэффициента мощности										
Высвобождение незагруженных рабочих мощностей										
Изменение технологии добычи угля (сланца)										
Уменьшение объема вскрышных работ, оставление породы в шахте										
Сокращение времени холостой работы экскаваторов, буровых станков, конвейеров и др.										
Прочие мероприятия										

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА НОРМ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПЛАНИРУЕМЫЙ ПЕРИОД

1. Расчет нормы расхода электроэнергии по шахте

Расчет нормы расхода электроэнергии произведен для действующей шахты с годовой добычей угля 1800 тыс. т. Режим работы шахты остается без изменения: 300 рабочих дней в году с трехсменной работой по добыче угля продолжительностью 7 ч на подземных работах и 8 ч — на поверхности шахты.

Подготовка шахтного поля — этажная, с проведением группового полевого штрека в крепких породах. Система разработки — длинные столбы по простиранию и по падению лавами длиной 120—200 м, оборудуемыми механизированными комплексами ОКП70, КМ-130. Средняя нагрузка на очистной забой 1325 т в сутки. Управление кровлей — полное обрушение.

Транспорт угля от очистных забоев до скипового ствола — конвейерный. Транспорт породы, материалов, оборудования и людей — аккумуляторными электровозами 13 АРП-1 в вагонетках ВД-3,3 и ВЛ-1,8.

1.1. Добычные участки. Проектная мощность шахты обеспечивается одновременной работой пяти лав, одна из которых является резервной. Действующие лавы размещены на трех пластах. Одна лава по пласту K_{13} оборудована комплексом КМ-130, вынимаемая мощность пласта $m = 3,5$ м, длина лавы — $L_L = 150$ м, нагрузка на забой — 1700 т/сут. Две лавы по пласту K_{12} оборудованы комплексами ОКП70, вынимаемая мощность пласта $m = 2,5$ м, длина лавы $L_L = 120$ м, нагрузка на забой — 800 т/сут. Одна лава по пласту K_{10} оборудована комплексом КМ-130, вынимаемая мощность пласта $m = 3,5$ м, длина лавы $L_L = 200$ м, нагрузка на забой 2000 т/сут.

Определяем норму расхода электроэнергии отдельно по каждой лаве. Исходные данные для расчета норм и результаты расчетов приведены в табл. 2.3.

Норма расхода электроэнергии по добычным участкам: Участки № 1 и № 4. Схема работы комбайна — односторонняя.

Время, необходимое на выполнение основной операции,

$$t_{\text{осн}} = \frac{v_{\text{пр}} + v_{\text{обр}}}{v_{\text{пр}} v_{\text{обр}}} = \frac{1,9 + 3,0}{1,9 \cdot 3,0} = 0,86 \text{ мин/м.}$$

Коэффициент лавы

$$K_L = \frac{\tau L_M}{60 L_L} = \frac{1,34 \cdot 150}{60 \cdot 150} = \frac{1,34 \cdot 200}{60 \cdot 200} = 0,0223.$$

Норма расхода электроэнергии по лаве

$$N_{\text{д. уч. 1-4}} = \frac{K_L (P_K + 0,4 P_{\text{пр}}) t_{\text{осн}}}{mb\gamma} = \frac{0,0223 (290 + 0,4 \cdot 316,5) 0,86}{3,5 \cdot 0,63 \cdot 1,42} = 2,561 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т.}$$

Участки № 2 и № 3.

Схема работы комбайна — односторонняя.

Время, необходимое на выполнение основной операции,

$$t_{\text{осн}} = \frac{v_{\text{пр}} + v_{\text{обр}}}{v_{\text{пр}} v_{\text{обр}}} = \frac{3,5 + 4,4}{3,5 \cdot 4,4} = 0,513 \text{ мин/м.}$$

Коэффициент лавы

$$K_L = \frac{\tau L_M}{60 L_L} = \frac{1,29 \cdot 120}{60 \cdot 120} = 0,0215.$$

Норма расхода электроэнергии по лаве

$$N_{\text{д. уч. 2-3}} = \frac{0,0215 (220 + 0,4 \cdot 316,5) 0,513}{2,5 \cdot 0,63 \cdot 1,4} = 1,733 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т.}$$

Технологический расход электроэнергии по добычным участкам на планируемый год

$$W_{\text{т. д. уч}} = \sum H_{\text{д. уч}} i Q_i = 2,561 (1700 \cdot 300) + 1,733 (2 \cdot 800 \cdot 300) + 2,561 (2000 \cdot 300) = 3\,674\,550 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Технологическая норма расхода электроэнергии по добычным участкам равна

$$H_{\text{т. д. уч}} = W_{\text{т. д. уч}} / A_{\text{г. д. уч}} = 3\,674\,550 / 1\,590\,000 = 2,311 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т};$$

$$A_{\text{г. д. уч}} = 300 (1700 + 2 \cdot 800 + 2000) = 1\,590\,000 \text{ т.}$$

1.2. Подготовительные участки. В шахте семь действующих подготовительных забоев, из них пять оборудованы комбайнами ГПК, которые производят раздельную выемку угля и породы, и два оборудованы породопогрузочными машинами. Объем выработок, проведенных за год с помощью комбайнов ГПК, — 180 000 м³, с помощью породопогрузочных машин — 36 000 м³.

Исходные данные для расчета приведены в табл. 2.3.

Технологический расход электроэнергии на проведение подготовительных выработок по шахте

$$W_{\text{т. п}} = \sum_1^n (P_{\text{ми}} + 0,3 P_{\text{пр и}}) T_{\text{ми}} = 2 (65 + 0,3 \cdot 146) 985 + 5 (36 + 0,3 \cdot 188) 1890 = 214\,336 + 873\,180 = 1\,087\,516 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Технологическая норма расхода электроэнергии на проведение подготовительных выработок по шахте

$$H_{\text{т. п. уч}} = \frac{\sum_1^n (P_{\text{ми}} + 0,3 P_{\text{пр и}}) T_{\text{ми}}}{\sum V_i} = \frac{1\,087\,516}{216\,000} = 5,035 \text{ кВт} \cdot \text{ч/м}^3.$$

1.3. Подземный транспорт. Уголь от очистных забоев до грузочного устройства скипового ствола транспортируется конвейерами. Транспорт породы, людей, вспомогательных материалов и оборудования по горизонтальным выработкам осуществляется аккумуляторными электровозами 13АРП, по наклонным и вспомогательным горизонтальным выработкам — монорельсовыми дорогами 4ДМК.

1. Электровозная откатка. Годовая производительность электровозной откатки 270 000 т угля и 111 000 т породы от проходки подготовительных выработок, 159 000 т породы от поддержания выработок, 75 000 т материалов и оборудования. В составе с углем 18 вагонеток, с породой — 12. На шахте применяется вагонетка ВД-3,3

Грузовой коэффициент для состава: с углем

$$K_{\text{Г1}} = \frac{P_{\text{эл}} + n_{\text{в}} G_{\text{в}}}{n_{\text{в}} \gamma_{\text{в}}} = \frac{13 + 18 \cdot 1,71}{18 \cdot 0,78 \cdot 3,3} = 0,944,$$

с породой и оборудованием

$$K_{\text{Г2}} = \frac{13 + 12 \cdot 1,71}{12 \cdot 1,9 \cdot 3,3} = 0,45.$$

Исходные данные для расчета приведены в табл. 2.3.

Годовой расход электроэнергии электровозной откаткой определяем по формуле (2.6)

$$W_{\text{т. тр. э}} = A [w_{\text{ГР}} + K_{\text{Г}} (w_{\text{ГР}} + w_{\text{ПОР}}) - i_{\text{сР}}] Q_1 L + A [w_{\text{ГР}} + K_{\text{Г2}} (w_{\text{ГР}} + w_{\text{ПОР}}) - i_{\text{сР}}] Q_2 L = 9,08 \cdot 10^{-3} [7 + 0,95 (7 + 9) - 4] 270\,000 \cdot 1,4 + 9,08 \cdot 10^{-3} [7 + 0,45 (7 + 9) - 4] 345\,000 \cdot 1,4 = 107\,200 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Норма расхода электроэнергии на электровозную откатку

$$H_{т. тр. э} = \frac{W_{т. тр. э}}{Q L_{ср. вэ}} = \frac{107\,200}{615\,000 \cdot 1,4} = 0,124 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т} \cdot \text{км.}$$

2. Конвейерный транспорт. Для расчета расхода электроэнергии конвейерным транспортом на основании схемы транспортирования составляем табл. 2.1 исходных данных и проводим расчет по формулам (2.9) и (2.10).

Т а б л и ц а 2.1

Расход электроэнергии конвейерным транспортом

Тип конвейера	$L_{к}, \text{ м}$	ω	$v_{д}, \text{ м/с}$	$i_{р}, \text{ ч}$	$\sin \beta$ ($\text{tg } \beta$)	$Q, \text{ тыс. т}$	C	$W_{\text{год}}, \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}$	$Q L, \text{ тыс. т} \cdot \text{км}$
1ЛТ80	360	0,04	1,6	3000	0	600	36,1	64,4	216,0
1Л80	610	0,03	1,6	3000	0	600	36,1	109,0	366,0
2Л80	360	0,03	1,6	3000	0,08	600	37,5	90,0	216,0
1ЛБ80	160	0,03	1,6	3000	-0,29	600	37,5	-117,0	96,0
1ЛБ80	610	0,03	1,6	3000	-0,08	450	37,5	-71,5	274,5
1Л80	360	0,04	1,6	3000	0	450	36,1	56,5	162,0
СР-70М	160	—	1,2	3000	0	240	38,6	350,0	38,4
СР-70М	40	—	1,2	3000	0	240	38,6	90,0	9,6
1Л100	1260	0,03	1,6	5000	0	690	63,6	353,0	869,4
1Л120	660	0,04	2,0	5000	0	1590	119,7	420,0	1049,4
1Л120	510	0,04	2,0	5000	0	1590	119,7	324,3	810,9
1ЛУ120	360	0,03	2,0	5000	+0,233	1590	119,7	839,4	572,4
1Л100	710	0,03	1,6	5000	0	900	93,6	207,8	639,0
Итого по конвейерному транспорту								2715,9	5319,6

Норма расхода электроэнергии на конвейерный транспорт

$$H_{т. конв. тр} = W_{т. конв. тр} / \sum_1^n Q L = 2\,715\,900 / 5\,319\,600 = 0,51 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т} \cdot \text{км.}$$

3. Вспомогательный транспорт по наклонным и горизонтальным выработкам. Доставка вспомогательных материалов и оборудования производится с помощью пяти монорельсовых дорог типа 4ДМК.

Норму расхода электроэнергии по вспомогательному транспорту определяем в соответствии с п. 2.24 по формуле (2.17).

$$W_{т. вesp. тр} = \sum P_{уTKH} = 225 \cdot 6300 \cdot 0,3 = 425\,250 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Годовая производительность вспомогательного транспорта $\sum Q L = 13\,600 \text{ т} \cdot \text{км.}$

Норма расхода электроэнергии по вспомогательному транспорту

$$H_{вesp. тр} = W_{т. вesp. тр} / \sum Q L = 425\,250 / 13\,600 = 31,268 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т} \cdot \text{км.}$$

Технологический расход электроэнергии по подземному транспорту

$$W_{т. тр} = W_{т. тр. э} + W_{т. конв. тр} + W_{т. вesp. тр} = 107\,200 + 2\,715\,900 + 425\,250 = 3\,248\,350 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Технологическая норма расхода электроэнергии по подземному транспорту

$$H_{т. тр} = \frac{W_{т. тр}}{\sum Q L} = \frac{3\,248\,350}{862\,060 + 5\,320\,000 + 13\,600} = 0,524 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т} \cdot \text{км.}$$

1.4. Подъемные установки. Выдача угля и породы из шахты осуществляется двумя скиповыми подъемными установками. Спуск и подъем людей, оборудования и вспомогательных материалов осуществляется клетевыми подъемными установками. Исходные данные для расчета приведены в табл. 2.3.

Расход электроэнергии определяем отдельно по каждому подъему.

1. Угольный подъем.

Фактический множитель скорости [формула (2.13)]

$$\alpha_{\phi} = \frac{v_{\max} T_{\Pi}}{L_c} = \frac{7,92 \cdot 45}{251} = 1,42,$$

$$W_{\text{т.п.уч}} = \frac{2,95 K_{\text{д}} \alpha_{\phi} A H}{\eta_{\Pi}} = \frac{2,95 \cdot 1 \cdot 1,15 \cdot 1,42 \cdot 1\,800\,000 \cdot 0,251}{0,95} = 2\,291\,030 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

2. Породный подъем.

Фактический множитель скорости

$$\alpha_{\phi} = \frac{5,37 \cdot 58}{251} = 1,24,$$

$$W_{\text{т.п.пор}} = \frac{2,95 \cdot 1 \cdot 1,15 \cdot 1,24 \cdot 270\,000 \cdot 0,251}{0,95} = 300\,092 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

3. Клетевой подъем № 1.

По диаграммам усилий определено $\Sigma Ft = 10,5 \cdot 10^{10}$ даН·с за год. Максимальная скорость движения клетки $V_{\max} = 5,56$ м/с.

Расход электроэнергии

$$W_{\text{т.кл} \text{ № } 1} = \frac{V_{\max} \Sigma Ft}{2,9 \cdot 10^5} = \frac{5,56 \cdot 10,5 \cdot 10^{10}}{2,9 \cdot 10^5} = 2\,013\,103 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

4. Клетевой подъем № 2.

По диаграммам усилий определено $\Sigma Ft = 8,25 \cdot 10^{10}$ даН·с. Максимальная скорость движения клетки $V_{\max} = 5,6$ м/с.

Расход электроэнергии [формула 2.15)]

$$W_{\text{т.кл} \text{ № } 2} = \frac{5,6 \cdot 8,25 \cdot 10^{10}}{2,9 \cdot 10^5} = 1\,593\,103 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Технологический расход электроэнергии по подъемным установкам шахты за год определяем как сумму расходов отдельными подъемами:

$$W_{\text{т.п}} = \sum_1^n W_{\text{т.п}} = W_{\text{т.п.уч}} + W_{\text{т.п.пор}} + W_{\text{т.кл} \text{ № } 1} + W_{\text{т.кл} \text{ № } 2} = 2\,291\,030 + 300\,092 + 2\,013\,103 + 1\,593\,103 = 6\,197\,328 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Технологическая норма расхода электроэнергии по подъемным установкам шахты

$$H_{\text{т.п}} = W_{\text{т.п}} / A_{\text{ш}} = 6\,197\,328 / 1\,800\,000 = 3,443 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{т}$$

1.5. Водоотливные установки. Главный водоотлив оборудован тремя насосами ЦНС-180-383 (на 9 колес) — один рабочий, один резервный, один на ремонте. Исходные данные для расчета приведены в табл. 2.3.

Количество откачиваемой водоотливной установкой воды за год

$$Q = 24 (m_{\text{н}} Q_{\text{н}} + m_{\text{макс}} Q_{\text{макс}}) = 24 (300 \cdot 170 + 65 \cdot 204) = 1\,542\,240 \text{ м}^3$$

Удельный расход электроэнергии по водоотливной установке определяем по формуле (2.23)

$$w_{\text{н}} = 3,35 / \eta_{\Pi} = 3,35 / 0,71 = 4,718 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^3 \cdot \text{км}$$

Технологический расход электроэнергии на водоотлив по шахте

$$W_{т. в} = w_n Q H_{г} = 4,718 \cdot 1\,542\,240 \cdot 0,379 = 2\,757\,713 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Технологическая норма расхода электроэнергии по водоотливной установке шахты

$$H_{т. в} = 2\,757\,713 / 1\,542\,240 = 1,788 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^3.$$

1.6. Вентиляторные установки. На шахте пять рабочих вентиляторных установок. Расход электроэнергии по каждой из них определяем в отдельности.

Исходные данные для расчета приведены в табл. 2.3.

Расход электроэнергии по одной вентиляторной установке определяется по формуле (2.27). Результаты расчета приведены в табл. 2.3.

Технологический расход электроэнергии за год на проветривание шахты

$$W_{т. вент} = \sum_1^n W_{вент} = 9\,359\,350 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Количество воздуха, необходимое для проветривания шахты при суммарной производительности всех вентиляторных установок $\Sigma Q_{в} = 450,6 \text{ м}^3/\text{с}$ и времени работы 8760 часов в году составит

$$Q = 3600 T \Sigma Q_{в} = 3600 \cdot 8760 \cdot 450,6 = 14\,210\,121 \text{ тыс. м}^3.$$

Технологическая норма расхода электроэнергии по вентиляторным установкам шахты

$$H_{т. вент} = W_{т. вент} / Q = 9\,359\,350 / 14\,210\,121 = 0,658 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / 1000 \text{ м}^3.$$

1.7. Технологический комплекс поверхности. Суммарная установленная мощность электроприемников технологического комплекса шахты $P_y = 800 \text{ кВт}$.

Технологический расход электроэнергии определяем по формуле (2.32)

$$W_{т. тк} = P_y K_n T = 800 \cdot 0,5 \cdot 7200 = 2\,880\,000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

1.8. Общешахтная технологическая норма. Технологический расход электроэнергии по шахте

$$\begin{aligned} W_{т. ош} &= W_{т. д. уч} + W_{т. п. уч} + W_{т. тр} + W_{т. в} + W_{т. п} + W_{т. вент} + \\ &+ W_{т. тк} = 3674,55 + 1087,516 + 3248,35 + 2757,713 + 6197,328 + \\ &+ 9359,35 + 2880,0 = 29\,204,807 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Общешахтная технологическая норма расхода электроэнергии

$$H_{т. ош} = W_{т. ош} / A_{ш} = 29\,204\,807 / 1\,800\,000 = 16,225 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{т}.$$

1.9. Выработка сжатого воздуха. На компрессорной станции шахты при рабочих компрессора типа ВГ-100, которые обеспечивают потребность шахты в сжатом воздухе в количестве $150 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Расход электроэнергии на выработку сжатого воздуха определяем по формуле (2.29)

$$W_{о. ком} = \frac{203,06 \cdot 10^3 \cdot 4000 \cdot 150 (1 + 0,12)}{9,81 \cdot 60 \cdot 102 \cdot 0,7 \cdot 0,98 \cdot 0,98} = 3\,380\,827 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Норму расхода электроэнергии на выработку сжатого воздуха определяем по формуле (2.28)

$$H_{т. комп} = \frac{3\,380\,827}{36\,000} = 93,912 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{тыс. м}^3.$$

1.10. Освещение. Суммарная осветительная нагрузка шахты:

по подземным выработкам — 86 кВт;

по промплощадке — 55 кВт;

Т а б л и ц а 2.2

**Установленные мощности второй группы
электроприемников шахты**

Наименование	P_y , кВт	K_H	T , ч	W , тыс. кВт·ч
Собственные нужды подъема	550	0,55	7200	2 170
Котельная	640	0,65	2000	830
Вакуумные станции	1160	0,57	8760	5 792
Очистные сооружения	260	0,65	7200	1 121
Мехмастерская	145	0,2	7200	209
АБК	250	0,5	7200	900
Калориферная	45	0,65	2000	58,6
Столовая	50	0,5	7200	180
Собственные нужды вентиляции	300	0,55	8760	1 445
Обмен вагонеток	123	0,5	7200	443
Лесной склад	30	0,3	7200	65
Прочие мелкие нагрузки	145	0,6	7200	625
Вспомогательные подъемы	169	0,25	7200	305
Итого				14 143,6

по конторско-бытовым и лабораторным помещениям — 30 кВт;

по производственным помещениям — 23 кВт.

Расход электроэнергии определяем согласно п. 2.5 по формуле (2.80)

$$W_{\text{осв}} = 8760 (0,55 \cdot 86 + 0,6 \cdot 55 + 0,3 \cdot 30 + 0,4 \cdot 28) = 880\,380 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Норму расхода электроэнергии на освещение определяем по формуле (2.79)

$$H_{\text{осв}} = W_{\text{осв}} / A_{\text{ш}} = 880\,380 / 1\,800\,000 = 0,489 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{т}.$$

1.11. Прочие электроприемники на поверхности и в подземных выработках шахты. Суммарная установленная мощность первой группы электроприемников (подземных) шахты составляет 424 кВт. Установленные мощности второй группы электроприемников приведены в табл. 2.2.

Расход электроэнергии определяем по формуле (2.32):
по первой группе

$$W_{\text{пр}1} = 424 \cdot 0,55 \cdot 7200 = 1\,679\,040 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

по второй группе

$$W_{\text{пр}2} = 14\,143\,600 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

общий по прочим электроприемникам

$$\begin{aligned} W_{\text{о. пр}} &= W_{\text{пр}1} + W_{\text{пр}2} = 1\,679\,040 + 14\,143\,600 = 15\,822\,640 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = \\ &= 15\,822,64 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Норма расхода электроэнергии по прочим электроприемникам шахты

$$H_{\text{о. пр}} = 15\,822\,640 / 1\,800\,000 = 8,79 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{т}.$$

1.12. Потери электроэнергии. Потери электроэнергии по предприятно определяем по формуле (2.88)

$$\begin{aligned} W_{\text{о. пот}} &= 0,05 (W_{\text{т. ош}} + W_{\text{о. комп}} + W_{\text{о. проч}} + W_{\text{о. осв}}) = \\ &= 0,05 (29\,204\,807 + 3\,380\,827 + 15\,822\,640 + 880\,380) = 0,05 \cdot 49\,288\,654 = \\ &= 2\,464\,432 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Норма потерь электроэнергии по шахте

$$H_{0. \text{пот}} = 2\,464\,432 / 1\,800\,000 = 1,369 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т.}$$

1.13. Общепроизводственная норма по шахте. Общепроизводственный расход электроэнергии по шахте определяем по формуле (2.38)

$$\begin{aligned} W_{0. \text{ш}} &= W_{\text{т. ош}} + W_{0. \text{комп}} + W_{0. \text{пр}} + W_{0. \text{осв}} + W_{0. \text{пот}} = \\ &= 29\,204\,807 + 3\,380\,827 + 15\,822\,640 + 880\,380 + 2\,464\,432 = \\ &= 51\,753\,086 \text{ кВт} \cdot \text{ч.} \end{aligned}$$

Общепроизводственную норму по шахте определяем по формуле (2.37)

$$H_{0. \text{ш}} = W_{0. \text{ш}} / A_{\text{ш}} = 51\,753\,086 / 1\,800\,000 = 28,75 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т.}$$

Результаты расчета норм расхода электроэнергии по шахте представлены в табл. 2.3 и 2.4.

2. Расчет норм расхода электроэнергии по разрезу

Для расчета принят разрез с годовой добычей 2160 тыс. т и годовым объемом вскрышных работ 7500 тыс. м³. Режим работы разреза по добыче и по вскрыше: 300 рабочих дней в году с трехсменной работой по 8 ч.

Система разработки — транспортная, вскрыша и добыча производятся одноковшовыми экскаваторами; уголь транспортируется конвейерами. Порода транспортируется электрифицированным ж. д. транспортом на внешний отвал.

Исходные данные для расчета приведены в табл. 2.7.

2.1. Добычные и вскрышные участки. На добыче работают два экскаватора ЭКГ-3,2. Годовое число часов работы экскаватора $T = 7200$ ч. Потребляемую мощность экскаватора ЭКГ-3,2 определяем по формуле (2.45)

$$P_{\text{р.э}} = 0,99 \cdot 15 \cdot 3,2 + (1,39 + 0,326 \cdot 0,84 \cdot 1,4) 3,2 \cdot 8,3 = 95 \text{ кВт.}$$

Годовой расход электроэнергии добычными экскаваторами определяем по формулам (2.44) и (2.48)

$$W_{\text{д.э}} = K_{\text{в}} P_{\text{р.э}} \cdot T n = 2 \cdot 95 \cdot 0,65 \cdot 7200 = 889\,200 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

На вскрыше работают четыре экскаватора: ЭКГ-8И — 2 шт., ЭКГ-4у — 2 шт. Годовое число часов работы вскрышных экскаваторов $T = 7200$ ч.

Потребляемую мощность вскрышных экскаваторов определяем по формуле (2.45):

для ЭКГ-8И

$$P'_{\text{р.э}} = 0,99 \cdot 16 \cdot 8,0 + (1,39 + 0,326 \cdot 0,84 \cdot 1,75) 8,0 \cdot 18,2 = 398 \text{ кВт;}$$

для ЭКГ-4у

$$P''_{\text{р.э}} = 0,99 \cdot 16 \cdot 4,0 + (1,39 + 0,326 \cdot 0,84 \cdot 1,75) 4,0 \cdot 14,5 = 172 \text{ кВт.}$$

Годовой расход электроэнергии вскрышными экскаваторами определяем по формулам (2.44) и (2.48):

для ЭКГ-8И

$$W'_{\text{в.э}} = 0,56 \cdot 2 \cdot 398 \cdot 7\,200 = 3\,209\,472 \text{ кВт} \cdot \text{ч;}$$

для ЭКГ-4у

$$W''_{\text{в.э}} = 0,56 \cdot 2 \cdot 172 \cdot 7\,200 = 1\,387\,008 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Технологический расход электроэнергии разреза по группе экскаваторов

$$\begin{aligned} W_{\text{т.э}} &= W_{\text{д.э}} + W'_{\text{в.э}} + W''_{\text{в.э}} = 889,2 + 3\,209,472 + 1\,387,008 = \\ &= 5485,68 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.} \end{aligned}$$

Технологическая норма расхода электроэнергии по добычным и вскрышным экскаваторам

$$H_{\text{т.д.в}} = W_{\text{т.д.в}} / Q = 5485,68 / 9040 = 0,606 \text{ кВт} \cdot \text{ч/м}^3.$$

Т а б л и ц а 2.3

Исходные данные и результаты расчета норм расхода электроэнергии по шахте на планируемый год

по шахте на планируемый год					
1	2	3	4	5	
Наименование участка работ	Перечень установленного оборудования	Данные для расчета	Годовой расход электроэнергии, тыс. кВт·ч	Норма расхода электроэнергии	
1. Добычные участки	Лава № 1	$P_K = 290 \text{ кВт}; P_{пр} = 316,5 \text{ кВт}; \alpha = 0,4;$ $m = 3,5 \text{ м}; b = 0,63 \text{ м}; L_M = L_{л} = 150 \text{ м};$ $\gamma = 1,42 \text{ т/м}^3; v_{пр} = 1,9 \text{ м/мин}, V_{обр} = 3,0 \text{ м/мин}$ $P_K = 220 \text{ кВт}; P_{пр} = 316,5 \text{ кВт}; \alpha = 0,4;$ $L_M = L_{л} = 120 \text{ м}; m = 2,5 \text{ м}; b = 0,63 \text{ м};$ $\gamma = 1,4 \text{ т/м}^3; v_{пр} = 3,5 \text{ м/мин}; v_{обр} = 4,4 \text{ м/мин}$ То же, что и лава № 2 $P_K = 290 \text{ кВт}; P_{пр} = 316,5 \text{ кВт}; \alpha = 0,4;$ $L_M = L_{л} = 200 \text{ м}; m = 3,5 \text{ м}; b = 0,63 \text{ м};$ $\gamma = 1,42 \text{ т/м}^3; v_{пр} = 1,9 \text{ м/мин}; v_{обр} = 3,0 \text{ м/мин}$	1 306,11	2,561 кВт·ч/т	
	Комплекс КМ-130				
	Нагрузка 1700 т/сут				
	Лава № 2		415,92	1,733 кВт·ч/т	
	Комплекс ОКП70				
	Нагрузка 800 т/сут			415,92	1,733 кВт·ч/т
Итого по добычным	Лава № 3		1 536,6	2,561 кВт·ч/т	
	Лава № 4				
	Комплекс КМ-130				
	Нагрузка 2000 т/сут				
2. Подготовительные участки	Итого по добычным $A_d = 1590 \text{ тыс. т}$		3 674,55	2,311 кВт·ч/т	
	Комбайн ГПК и др. (5 забоев)	$P_K = 36 \text{ кВт}; P_{пр} = 188 \text{ кВт}; T_{п} = 1890$	$5 \cdot 174,636 = 873,18$		
	Породопогрузочная машина 2ПНБ и др. (2 забоя)	$P_M = 65 \text{ кВт}; P_{пр} = 146 \text{ кВт}; T_M = 985 \text{ ч}$	$2 \cdot 107,168 = 214,336$		

3. Подземный транспорт	а) Электровозный: электровоз 13АР, вагонетка ВД-3,3	$Q = 270$ тыс. т угля и 345 тыс. т породы; $K_r = 0,944$ для угля и $K_r = 0,45$ для породы; $L_{ср.вз} = 1,4$ км; $A = 9,08 \cdot 10^{-3}$; $\sum QL = 862$ тыс. т·км Расчет приведен в табл. 2.1 $\sum QL = 5319,6$ тыс. т·км	107,2	0,124 кВт·ч/т·км
	б) Конвейерный		2 715,9	0,51 кВт·ч/т·км
	Вспомогательный: монорельсовые дороги 4ДМК	$\sum P_y = 45 \times 5 = 225$ кВт; $T = 6 300$ ч; $K_{п} = 0,3$; $\sum QL = 13 600$ т·км	425,250	31,268 кВт·ч/т·км
Итого по транспорту $\sum QL = 6 195 600$ т·км			3 248,35	0,524 кВт·ч/т·км
4. Подъемные установки	Угольный подъем: Двухскиновой Машина 2Ц-6×2,4	$v_{\max} = 7,92$ м/с; $T_{п} = 45$ с; $L_c = 251$; $K_A = 1$; $\omega = 1,15$; $A = 1 800,0$ тыс. т	2 291,030	1,272 кВт·ч/т
	Породный подъем: Двухскиновой Машина 2×4×1,7	$v_{\max} = 5,37$ м/с; $T_{п} = 58$ с; $L_c = 251$ м = $0,251$ км; $K_A = 1$; $\omega = 1,15$; $A = 270,0$ тыс. т	300,092	1,111 кВт·ч/т
	Вспомогательный подъем № 1 Двухклетевой Вспомогательный подъем № 2: Двухклетевой Подъемная машина 2Ц-5×2,3	$\sum Ft = 10,5 \cdot 10^{10}$ даН·с; $v_{\max} = 5,56$ м/с $\sum Ft = 8,25 \cdot 10^{10}$ даН·с; $v_{\max} = 5,6$ м/с	2 013,103 1 593,103	
Итого по подъему $A_{ш} = 1 800$ тыс. т			6 197,328	3,443 кВт·ч/т
5. Водоотлив	Насосы ЦНС-180-383	$T_n = 300$ дней; $T_{\max} = 65$ дней; $Q_n = 170$ м³/ч; $Q_{\max} = 204$ м³/ч; $Q_p = 184$ м³/ч; $\eta_n = 0,71$; $H_r = 0,379$ км	2 757,713	1,788 кВт·ч/м³

Продолжение табл. 2.3

Наименование участка работ	Перечень установленного оборудования	Данные для расчета	Годовой расход электро-энергии, тыс. кВт·ч	Норма расхода электро-энергии
1	2	3	4	5
6. Вентиляция				
	ВОКД-1,8	$Q_v = 30,1 \text{ м}^3/\text{с}; h = 1\,029 \text{ Па}; \eta_v = 0,80;$ $\eta_{дв} = 0,95$	356,4	
	ВУПДТ-2,4	$Q_v = 1\,094 \text{ м}^3/\text{с}; h = 2\,512 \text{ Па}; \eta_v = 0,85;$ $\eta_{дв} = 0,95$	2 975,0	
	ВОКД-3	$Q_v = 97,9 \text{ м}^3/\text{с}; h = 2\,090 \text{ Па}; \eta_v = 0,87;$ $\eta_{дв} = 0,95$	2 165,1	
	ВОД-30	$Q_v = 161,1 \text{ м}^3/\text{с}; h = 2\,138 \text{ Па}; \eta_v = 0,89;$ $\eta_{дв} = 0,96$	3 468,0	
	ВОКД-1,5	$Q_v = 52,1 \text{ м}^3/\text{с}; h = 690 \text{ Па}; \eta_v = 0,83;$ $\eta_{дв} = 0,96$	394,85	
Итого по вентиляции $Q_{год} = 14\,210\,121 \text{ тыс. м}^3$			9 359,35	0,658 кВт·ч/1000 м ³
7. Технологический комплекс поверхности		$P_y = 800 \text{ кВт}; T = 7\,200 \text{ ч}; K_{п} = 0,5$	2 880,0	1,594 кВт·ч/т
Общешахтная технологическая норма $A_{ш} = 1\,800 \text{ тыс. т}$			29 204,807	16,225 кВт·ч/т

8. Выработка сжатого воздуха	Три компрессора ВГ-100	$Q_K = 150 \text{ м}^3/\text{мин}; t_p = 4\,000 \text{ ч}; A = 203,06 \cdot 10^3;$ $K_{BC} = 0,12; \eta_K = 0,7; \eta_{II} = 0,98; \eta_{дв} = 0,98;$ $Q = 36\,000 \text{ тыс. м}^3$	3 380,827	93,912 кВт·ч/1000 м ³
9. Прочие электроприемники	Первая группа — в подземных выработках шахты Вторая группа — на поверхности См. табл. 2.2	$P_y = 424 \text{ кВт}; K_{II} = 0,55; T = 7\,200 \text{ ч}$	1 679,04 14 143,6	
Итого по прочим электроприемникам $A_{III} = 1\,800 \text{ тыс. т}$				
10. Освещение		$P_1 = 86 \text{ кВт}; K_1 = 0,55; P_2 = 55 \text{ кВт};$ $K_{II2} = 0,6; T = 8\,760 \text{ ч}; P_3 = 30 \text{ кВт};$ $K_{III3} = 0,3; P_4 = 28 \text{ кВт}; K_4 = 0,4$ $W = 49\,288\,654 \text{ кВт·ч}$	15 822,64 880,380	8,79 кВт·ч/т 0,489 кВт·ч/т
11. Потери электроэнергии			2 464,432	1,369 кВт·ч/т
Общепроизводственная норма по шахте			51 753,086	28,75 кВт·ч/т

Т а б л и ц а 2.4
(Форма № 1)

Результаты расчета норм расхода электроэнергии по шахте

(наименование шахты) _____ ПО _____ (наименование ПО)					
Наименование нормы	Наименование статей расхода (участки)	Основные показатели технологического процесса	Годовой расход электроэнергии		Норма расхода электроэнергии
			тыс. кВт·ч	% к общему расходу по шахте	
Участковые технологические нормы	1. Добычные участки	$A_d = 1\,590$ тыс. т	3 674,55	7,101	2,311 кВт·ч/т
	2. Подготовительные участки	$\sum V = 216\,000$ м³	1 087,516	2,101	5,035 кВт·ч/м³
	3. Подземный транспорт	$\sum QL = 6\,195,6$ тыс. т·км	3 248,35	6,278	0,524 кВт·ч/т·км
	В том числе:				
	электровозный	$QL = 862$ тыс. т·км	107,2	0,201	0,124 кВт·ч/т·км
	конвейерный	$QL = 5\,319,6$ тыс. т·км	2 715,9	5,248	0,51 кВт·ч/т·км
	вспомогательный	$QL = 13,6$ тыс. т·км	425,250	0,822	31,268 кВт·ч/т·км
	4. Подъем	$A_{ш} = 1\,800$ тыс. т	6 197,328	11,98	3,443 кВт·ч/т
	5. Водоотлив	$Q_v = 1542240$ м³	2 757,713	5,33	1,788 кВт·ч/м³·км
	6. Вентиляция	$Q_{год} = 14,22 \cdot 10^6$ тыс. м³	9 359,35	18,088	0,658 кВт·ч/1000 м³
7. Технологический комплекс поверхности		2 880,0	5,546	1,594 кВт·ч/т	

Общешахтная технологическая норма									
Общепроизводственная норма	1. Расходы электроэнергии, учтенные в общешахтной технологической норме	$A_{ш} = 1\ 800$ тыс. т	29 204,807	56,424	16,225 кВт·ч/т				
	2. Выработка сжатого воздуха	$Q = 36\ 000$ тыс. м ³	3 380,827	6,534	93,912 кВт·ч/1000 м ³				
Общепроизводственная норма по шахте	3. Прочие электроприемники		15 822,64	30,579	8,79 кВт·ч/т				
	4. Освещение		880,38	1,702	0,489 кВт·ч/т				
	5. Потери электроэнергии		2 464,197	4,761	1,368 кВт·ч/т				
			51 753,086	100	28,75 кВт·ч/т				

2.2. Отвал. На отвале работают три экскаватора ЭШ-10.70.
Мощность, потребляемую одним отвальным экскаватором, определяем по формуле (2.46)

$$P_{pa} = \rho (g_k + 0,7K_3\gamma) E_k R_k = 0,496 (0,91 + 0,7 \cdot 0,84 \cdot 1,75) 10 \cdot 70 = 673,2 \text{ кВт.}$$

Годовой расход электроэнергии

$$W_{т. от} = n_{от} K_v P_{т. от} T_p = 3 \cdot 0,54 \cdot 673,2 \cdot 7200 = 7\,852\,204 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 7852,204 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Технологическая норма расхода электроэнергии по отвалу

$$H_{т. отв} = W_{т. от} / Q_{от} = 7852,204 / 7\,500 = 1,047 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^3.$$

2.3. Транспорт. 1. Электрифицированный железнодорожный транспорт. Технологический расход электроэнергии и норма на электрифицированный ж.-д. транспорт определяем в соответствии с п. 2.3.4 и по формулам (2.58) и (2.60): расход электроэнергии

$$W_{т. тр. э} = A (1 + K) (w_{гр} + i_{пр}) Q \gamma L = 5,92 \cdot 10^{-3} (1 + 0,75) (1,57 + 13) 7\,500\,000 \cdot 1,75 \cdot 5 = 9\,905\,779 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

норма расхода

$$H_{т. тр. э} = \frac{W_{т. тр. э}}{Q \gamma L} = \frac{9\,905\,779}{7\,500\,000 \cdot 1,75 \cdot 5} = 0,151 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{т} \cdot \text{км.}$$

2. Конвейерный транспорт. На разрезе работают две забойные и одна магистральная линия конвейеров. В соответствии с п. 2.3.5: расход электроэнергии забойными конвейерами при их коэффициенте использования в линии

$$n_{ii} = \frac{1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8}{8^2} = 0,56 \frac{1}{\text{шт}}$$

по формуле (2.61)

$$W_{к. з} = 0,013 \cdot 4000 \cdot 0,06 (0,56 \cdot 87 \cdot 1,6 \cdot 4500 + 0,14 \cdot 1\,080\,000) = 1\,566\,190 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

расход электроэнергии магистральными конвейерами по формуле (2.62)

$$W_{к. м} = 0,013 \cdot 1800 \cdot 0,04 \left[121,7 \cdot 1,5 \cdot 4820 + 0,28 \cdot 2\,160\,000 \left(1 + \frac{0,207}{0,04} \right) \right] = 4\,319\,201 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

технологический расход электроэнергии по конвейерному транспорту по формуле (2.64)

$$W_{т. тр. к} = 2W_{к. з} + W_{к. м} = 2 \cdot 1\,566\,190 + 4\,319\,201 = 7\,451\,581 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

технологическая норма расхода электроэнергии по конвейерному транспорту по формуле (2.65)

$$H_{т. тр. к} = 7\,451\,581 / 8\,208\,000 = 0,907 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{т} \cdot \text{км.}$$

Технологический расход электроэнергии на транспорт в целом по разрезу определяется по формуле (2.5)

$$W_{т. тр} = 9\,905\,779 + 7\,451\,581 = 17\,357\,360 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Технологическая норма расхода электроэнергии на транспорт в целом по разрезу по формуле (2.4)

$$H_{т. тр} = 17\,357\,360 / 73\,833\,000 = 0,235 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{т} \cdot \text{км.}$$

2.4. **Общеразрезная технологическая норма.** Общеразрезный технологический расход электроэнергии определяется как сумма расходов на технологические процессы (добыча, вскрыша, отвал и транспорт)

$$W_{т.ор} = W_{т.э} + W_{т.от} + W_{т.тр} = 5485,68 + 7852,204 + \\ + 17\,357,36 = 30\,695,244 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Общеразрезная технологическая норма расхода электроэнергии определяется по формуле (2.73)

$$H_{т.ор} = 30\,695,244 / 2160,000 = 14,21 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т.}$$

2.5. **Осушение поля разреза.** Осушение поля осуществляется с помощью водоотливных и водопонижающих установок. Водоотливная установка оборудована насосами 5МС-10. Часовой приток воды: нормальный — $Q_n = 80 \text{ м}^3/\text{ч}$; максимальный — $Q_{\max} = 150 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Удельный расход электроэнергии по водоотливной установке определяем по формуле (2.67)

$$w_b = 3,35/\eta_n = 3,35/0,62 = 5,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч/м}^3 \cdot \text{км.}$$

Количество перекачиваемой воды за год определяется по формуле (2.24)

$$Q = 24 (300 \cdot 80 + 65 \cdot 150) = 810\,000 \text{ м}^3.$$

Расход электроэнергии по водоотливу определяем по формуле (2.66)

$$W_b = w_b Q H = 5,4 \cdot 810\,000 \cdot 0,05 = 218\,700 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Суммарная установленная мощность водопонижающих установок

$$\Sigma P_y = 230 \text{ кВт.}$$

Расход электроэнергии на водопонижение определяем по формуле (2.69)

$$W_{вп} = 230 \cdot 0,6 \cdot 8750 = 1\,207\,500 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Расход электроэнергии на осушение поля разреза

$$W_{о.ос} = W_b + W_{вп} = 218\,700 + 1\,207\,500 = 1\,426\,200 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

2.6. **Прочие электроустановки разреза.** Расход электроэнергии на вспомогательные нужды разреза, определенный в соответствии с п. 2.3.7 по формуле (2.70), приведен в табл. 2.5.

Т а б л и ц а 2.5

Расход электроэнергии на вспомогательные нужды разреза

Наименование электроприемников	ΣP_y , кВт	K_n	T_p , ч	$W_{о.пр}$, тыс. кВт·ч
Технологический комплекс промпло- щадки разреза	260	0,4	7200	749,5
Котельная промплощадки	28	0,6	4500	7,58
Механическая мастерская	115	0,2	7200	161,8
АБК	50	0,5	7200	180,0
Итого по прочим электроприемни- кам	653			1098,88

Норма расхода электроэнергии по прочим электроприемникам

$$H_{0, \text{пр}} = W_{0, \text{пр}} / A = 1098,88 / 2160 = 0,508 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{т}.$$

2.7. Освещение. Расход электроэнергии на освещение, определенный в соответствии с п. 2.5 по формуле (2.80), приведен в табл. 2.6.

Т а б л и ц а 2.6

Расход электроэнергии на освещение

Освещение помещения	$P_{\text{у}},$ кВт	$K_{\text{н}}$	T	$W_{\text{ос}},$ тыс. кВт·ч
Наружное освещение на промплощадке и на разрезе	250	0,5	7200	900,0
Мелкие производственные здания	20	0,45	7200	64,9
Мехмастерская, техкомплекс	85	0,4	7200	244,1
АБК, складские помещения	50	0,35	7200	126,1
Итого $W_{0, \text{осв}}$				1335,1

Норма расхода электроэнергии на освещение

$$H_{0, \text{осв}} = W_{0, \text{осв}} / A = 1335,1 / 2160 = 0,618 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{т}.$$

2.7. Потери электроэнергии. Потери электроэнергии по разрезу определяем в соответствии с п. 2.6 по формуле (2.87а)

$$\Delta W_{0, \text{пот}} = 0,05 (W_{\text{т. ор}} + W_{0, \text{ос}} + W_{0, \text{пр}} + W_{0, \text{осв}}) = 0,05 (30695 \cdot 244 + 1426 \cdot 200 + 1098 \cdot 880 + 1335 \cdot 100) = 1727 \cdot 771 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Норма потерь электроэнергии определяется по формуле (2.82)

$$H_{0, \text{пот}} = 1727,771 / 2160 = 0,79 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{т}.$$

2.8. Общепроизводственная норма по разрезу. Общий расход электроэнергии по разрезу определяем по формуле (2.74)

$$W_{\text{ор}} = 30695 \cdot 247 + 1426 \cdot 200 + 1098 \cdot 880 + 1335 \cdot 100 + 1727 \cdot 771 = 36283195 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Общепроизводственная норма по разрезу определяется по формуле (2.75)

$$H_{0, \text{р}} = 36283195 / 2160000 = 16,79 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{т}.$$

Результаты расчета норм расхода электроэнергии по разрезу представлены в табл. 2.7 и 2.8.

3. Расчет норм расхода электроэнергии по обогатительной фабрике

Расчет нормы расхода электроэнергии по обогатительной фабрике проведен для действующей ЦОФ с годовой переработкой рядового угля $A_{\text{ф}} = 3000$ тыс. т. Годовое число часов работы предприятия $T = 5300$ ч (трехсменная работа по 6 ч).

Метод обогащения — сепарация в минеральной суспензии, мокрая отсадка, глубина обогащения до 0 мм.

В планируемом году объем переработки, режим работы и установленное оборудование остаются без изменения.

Расчет расхода электроэнергии по отдельным цехам и процессам, а также по фабрике в целом проведен в соответствии с п. 2.5.

Исходные данные для расчета и результаты расчета по процессам сведены в табл. 2.9 и 2.10 (форма № 1).

Результаты расчета норм расхода электроэнергии по разрезу
ПО _____ на 1981 г.
(наименование разреза) (наименование ПО)

Наименование нормы	Наименование статей расхода (участки)	Основные показатели технологического процесса	Годовой расход электроэнергии		Норма расхода электроэнергии
			тыс. кВт·ч	% к общему расходу	
1	2	3	4	5	6
Общеразрезная технологическая норма	1. Добычные и вскрышные	$Q = 9\,040$ тыс. м ³	5 485,68	15,12	0,606 кВт·ч/м ³
	2. Отвал	$Q = 7\,500$ тыс. м ³	7 852,204	21,64	1,047 кВт·ч/м ³
	3. Транспорт в том числе: электровозный конвейерный	$\Sigma QL = 73\,833$ тыс. т·км $QL = 65\,625$ тыс. т·км $QL = 8\,208$ тыс. т·км	17 357,36 9 905,779 7 451,581 30 695,244	47,84 27,30 20,54 84,60	0,235 кВт·ч/т·км 0,151 кВт·ч/т·км 0,907 кВт·ч/т·км 14,21 кВт·ч/т
Общепроизводственная норма по разрезу	1. Расход электроэнергии, учтенный в общеразрезной технологической норме	$A_p = 2\,160$ тыс. т	30 695,244	84,60	14,21 кВт·ч/т
	2. Осушение поля в том числе: водостлив водопонижение	$Q = 810$ тыс. м ³ , $H = 0,05$ км $P_y = 230$ кВт $\Sigma P_y = 653$ кВт	1 426,2 218,7 1 207,5 1 098,88	3,93 0,60 3,33 3,02	0,66 кВт·ч/т 5,4 кВт·ч/м ³ ·км 0,508 кВт·ч/т
	3. Прочие вспомогательные электроустановки	$P_y = 405$ кВт	1 355,1	3,73	0,618 кВт·ч/т
	4. Освещение		1 727,771	4,76	0,79 кВт·ч/т
	5. Потери электроэнергии	$A_p = 2\,160$ тыс. т	36 283,195	100	16,79 кВт·ч/т

Исходные данные и результаты расчета нормы расхода электроэнергии на планируемый период по разрезу с годовой добычей 2160 тыс. т и объемом вскрыши 7500 тыс. м³

Наименование участка работ	Установленное оборудование	Данные для расчета	Годовой расход электроэнергии, тыс. кВт·ч	Норма расхода электроэнергии
1	2	3	4	5
1. Добычные и вскрышные участки	ЭКГ-3,2	$n = 2; E_K = 3,2 \text{ м}^2; K_H = 0,84; K_u = 15 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^2; \gamma = 1,4 \text{ т/м}^3; R_u = 8,3 \text{ м}; K_B = 0,65;$ $T_p = 7200 \text{ ч}$	889,2	
	ЭКГ-8И	$n = 2; E_K = 8,0 \text{ м}^2; K_H = 0,84; K_u = 16 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^2; \gamma = 1,75 \text{ т/м}^3; R_u = 18,2 \text{ м}; K_B = 0,56;$ $T_p = 7200 \text{ ч}$	3 209,472	
	ЭКГ-4У	$n = 2; E_K = 4,0 \text{ м}^2; K_H = 0,84; K_u = 16 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^2; \gamma = 1,75 \text{ т/м}^3; R_u = 14,5 \text{ м}; K_B = 0,56;$ $T_p = 7200 \text{ ч}$	1 387,008	
Итого $Q = 9040 \text{ тыс. м}^3$			5 485,68	0,606 кВт·ч/м ³
2. Отвал	ЭШ-10.70	$n_{от} = 3; E_K = 10 \text{ м}^2; R_u = 70 \text{ м}; \rho = 0,496; K_H = 0,84; K_B = 0,54; \gamma = 1,75 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^2; T = 7200 \text{ ч}; Q_{от} = 7500 \text{ тыс. м}^3; g_K = 0,91$	7 852,204	1,047 кВт·ч/м ³
3. Транспорт	а) электровозный:			

думпкары б) конвейерный: КРУ-260 КРУ-350	$i_{np} = 13\%$; $V = 25$ км/ч; $Q = 7500$ тыс. м³; $\gamma = 1,75$; $L = 5$ км; $\sum QL = 65\ 625$ тыс. т·км $n_K, n = 2$; $n_K = 8$; $\sum L_K = 8000$ м; $Q = 1080$ тыс. т; $T_p = 4500$ ч; $\omega = 0,06$; $V = 1,6$ м/с; $C = 87$ кг/м $n_K = 3$; $L_K = 600$ м; $\omega = 0,04$; $C = 121,7$ кг/м; $Q = 2160$ тыс. т; $\beta = 12^\circ$; $i'_p = 4800$ ч; $V = 1,5$ м/с;	3 132,38 4 319,201	
Итого по б) $QL = 8208$ тыс. т·км Итого по транспорту $\sum QL = 73\ 833$ тыс. т·км Общеразрезная технологическая норма 4. Осушение поля Насос 5МС-10	Водоотлив: $Q_H = 80$ м³/ч; $Q_{max} = 150$ м³/ч; $n_H = 300$ дн; $m_{max} = 65$ дн; $H = 0,05$ км; $\eta_H = 0,62$ Водопопонижение: $P_y = 230$ кВт; $K_H = 0,6$; $T = 8750$ ч	7 451,581 17 357,36 30 615,244 218,7 1 207,5	0,907 кВт·ч/т·км 0,235 кВт·ч/т·км 14,21 кВт·ч/т 5,4 кВт·ч/м³·км —
Итого на осушение 5. Прочие вспомогатель- ные нужды 6. Освещение 7. Потери электро- энергии	См. табл. 2.5 См. табл. 2.5 $W = 34\ 555,424$ тыс. кВт·ч	1 426,2 1 098,88 1 335,1 1 727,771	0,508 кВт·ч/т 0,618 кВт·ч/т 0,79 кВт·ч/т
Общепроизводственная норма по разрезу		36 283,195	16,79 кВт·ч/т

Исходные данные и результаты расчета нормы расхода электроэнергии на планируемый год по ЦОФ мощностью $A_{\phi} = 3000$ тыс. т с годовым числом часов работы $T = 5300$ ч

Участок работ	Наименование установок и отдельных групп потребителей	Данные для расчета		Годовой расход электроэнергии, тыс. кВт·ч	Норма расхода электроэнергии, тыс. кВт·ч/т
		$P_{у}$, кВт	$K_{и}$		
1	2	3	4	5	6
1. Приемка угля	Яма привозных углей	273	0,55	795,79	0,518
	Перегрузочные станции	300	0,5	759,0	
2. Подготовка угля	Дробление и грохочение	530	0,55	1 544,95	1,224
	Дозировочно-аккумулирующие бункера	730	0,55	2 127,95	
3. Обогащение угля	Главный корпус	4767	0,58	14 653,76	6,40
	Сушильный корпус	1332	0,58	4 094,57	
	Котельная	145	0,5	461,1	
4. Шламовое хозяйство	Радиальные сгустители	1094	0,58	3 362,95	1,68
	Насосные станции	640	0,5	1 696,0	
Общезаводская технологическая норма				29 496,07	9,822
1. Технологические участки	Расходы электроэнергии, учтенные в технологических нормах			29 496,07	9,822
2. Железнодорожный транспорт	Маневровое железнодорожное хозяйство	302	0,5	800,3	0,266
3. Прочие вспомогательные участки	Противопожарные насосы и хозяйпровод	108	0,6	343,44	0,938
	Склад реагентов и материальный склад	90	0,5	238,5	
	АБК и химлаборатория	80	0,5	212,0	
	Механическая мастерская	212	0,2	561,8	
	Компрессорная и прочие мелкие потребители	550	0,5	1 457,5	
4. Освещение	Светильники, прожектора и др.	250	0,4	530	0,176
5. Потери электроэнергии				1 681,98	0,56
Общепроизводственная норма по заводу				35 321,59	11,77

Результаты расчета норм расхода электроэнергии по обогатительной фабрике

(наименование ОФ) _____ ПО _____ на 19... г.
(наименование ПО)

Наименование норм	Наименование статей расхода (участки)	Основные показатели технологического процесса	Годовой расход электроэнергии		Норма расхода электроэнергии, кВт.ч/т
			тыс. кВт.ч	% к общему расходу	
Участковые технологические нормы	1. Приемка угля	$A_{\phi} = 3000$ тыс. т $\Sigma P_y = 11\,642$ кВт	1 554,79	4,4	0,518
	2. Подготовка угля		3 672,9	10,4	1,224
	3. Обогащение угля	$K_{\Pi} = 0,572$	19 209,43	54,38	6,40
	4. Шламование хозяйства		5 058,95	14,32	1,68
	Общесламовая технологическая норма		29 496,07	83,51	9,822
Общепроизводственная норма по фабрике	1. Расходы электроэнергии, учтенные в технологических нормах		29 496,07	83,51	9,822
	2. Железнодорожный транспорт		800,3	2,26	0,266
	3. Прочие вспомогательные расходы		2 813,24	7,96	0,938
	4. Освещение		530,0	1,51	0,176
	5. Потери электроэнергии Общепроизводственная норма		1 681,98 35 321,59	4,76 100	0,56 11,77

НОРМАТИВНЫЕ И СПРАВОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ РАСЧЕТА НОРМ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В настоящем приложении приведены нормативные и справочные материалы для расчета норм расхода электроэнергии по шахте, разрезу и обогатительной фабрике.

Эти материалы являются усредненными (примерными) и при расчетах на конкретных объектах должны быть уточнены применительно к местным условиям. Кроме того, по мере развития механизации и автоматизации производственных процессов и других факторов коэффициенты полезного действия и коэффициенты использования электроприемников могут изменяться и подлежат периодическому уточнению путем экспериментальных замеров.

Т а б л и ц а 3.1

Технические характеристики выемочных машин

Выемочная машина	Максимальная маневровая скорость, м/мин	Вынимаемая мощность, м	Ширина захвата, м	Наибольшая скорость подачи (м/мин) выемочной машины при минимальной сопротивляемости угля резанию, да Н/см			
				120	180	200	240
ГК-101	6,0	0,75—1,0 0,85—1,2	0,63 0,8	3,7 2,7	2,4 2,1	2,1 1,8	1,6 1,4
МК-67	6,0	0,7—0,85 0,85—1,0	0,8 0,8	3,2 3,0	3,1 2,8	2,8 2,5	2,55 2,3
МК-52	6,0	1,1—1,7 1,35—2,0	0,63 0,8	3,6—3,1 3,2—3,0	3,2—2,8 3,0—2,8	3,0—2,6 2,6—2,4	2,6—2,3 2,2—2,0
1ГШ-68	6,0	1,35—2,2 1,8—2,6	0,63 0,8	5,5—3,8 4,5—3,6	5,0—3,3 4,0—3,0	4,4—3,0 3,7—2,7	3,7—2,6 3,2—2,3
КШ-1КП	6,0	1,35—2,0 1,95—2,3 2,4—2,8	0,63 0,63 0,63	3,2—3,0 3,1—2,4 3,0—2,3	3,0—2,8 2,9—2,2 2,8—2,1	2,6—2,4 2,6—2,0 2,4—1,8	2,2—2,0 2,0—1,6 2,0—1,5
1К-58М	6,0	1,8—3,3	0,63	3,5—2,5	3,3—2,2	3,0—2,2	2,5—1,7
КШ-3М	6,0	2,5—3,5	0,63 0,5	3,8—2,2 4,0—3,0	3,5—1,9 3,6—2,9	3,1—1,5 3,3—2,6	2,5—1,0 3,1—2,4
ЦСТ-3	1,3	0,55 1,0	0,05 0,07	До 78 78	До 78 78	— —	— —
ЦСБ-67	0,613	0,9—2,0	0,05	38	38	До 38	—

Таблица 3.2

Энергетический показатель электровозной откатки

Длина откатки	Энергетический показатель			$A \times 10^{-3}$, кВт.ч/да Н.км		
	Контактные электровозы			Аккумуляторные электровозы		
	1	2	3	1	2	3
До 1 км при $\alpha = 1,4$	8,12	7,2	8,67	11,5	10,15	12,22
От 1 до 2 км при $\alpha = 1,25$	7,25	6,43	7,74	10,25	9,08	10,91
Свыше 2 км при $\alpha = 1,15$	6,68	5,92	7,11	9,45	8,36	10,05

Примечание. 1 — преобразователи ртутные, 2 — то же, полупроводниковые, 3 — то же, электромашинные.

Таблица 3.3

Значения удельного сопротивления движению шахтных вагонеток

Емкость вагонеток, м ³	$w_{гр'}$, да Н/т	$w_{пор'}$, да Н/т	Емкость вагонеток, м ³	$w_{гр'}$, да Н/т	$w_{пор'}$, да Н/т
1,6	10	12	3,3	7	9
2,5	9	11	5,6	6	7

Таблица 3.4

Удельное сопротивление движению подвижного состава для путей широкой колеи

Характер пути	w_0' , да Н/т		
	Электровоз		Думпкары
	шестисосный	четырёхсосный	
Постоянные	$1,5 + 0,0014v^2$	$1,6 + 0,0015v^2$	$0,7 + \frac{12 + 0,3v}{0,25q} + 0,0002v^2$
Передвижные балластированные	—	$2,4 + 0,003v^2$	$0,9 + \frac{15 + 0,4v}{0,25q} + 0,00025v^2$
Передвижные небалластированные	$3,5 + 0,0027v^2$	$3,6 + 0,004v^2$	$1,1 + \frac{17 + 0,4v}{0,25q} + 0,0003v^2$

Примечание. v — скорость движения, км/ч; q — масса думпкара (брутто), т.

Характеристики конвейеров

№ п/п	Тип конвейера	Максимальная производитель- ность, т/ч	C, кг/м	Скорость движе- ния ленты, м/с
1	2	3	4	5
1	1Л80К	360	36,1	1,6
2	1Л80	450	36,1	1,6
3	1ЛБ80	400	37,5	1,6
4	2Л80	400	37,5	2,0
5	2ЛБ80	400	37,5	2,0
6	3Л80	400	36,1	1,6
7	3ЛН80	320	55,0	1,6
8	1ЛТ80	450	36,1	1,6
9	2ЛТ80	450	36,1	1,6
10	1Л100К	475	67,6	1,6
11	1Л100	550	63,6	1,6
12	1ЛБ100	550	74,6	1,6
13	1ЛУ100	550	97,6	1,6
14	1ЛТ100	750	72,2	1,6
15	1ЛУ120	1250	119,7	2,5
16	2ЛУ100	680	87,6	2,0
17	2ЛЛ100	550	115,6	2,17
18	2ЛТ100	750	115,6	2,1
19	2ЛУ120В	1450	138,1	3,15
20	КЛ150А	320	36,1	1,6
21	КЛА150У	340	36,1	1,6
22	КЛА250	340	63,4	1,85
23	КЛ1	320	71,6	1,5
24	КРУ260	360	87,0	1,6
25	КРУ350	1200	121,7	1,5
26	СПМ46	120	23,2	0,8
27	МК46У	135	24,0	0,96
28	СП64	300	35,4	0,96
29	СП64П2	300/400	23,2	1,25/1,4
30	СП63	220/260	38,6	0,8/0,92
31	СП63М	355	38,6	1,12
32	СП63ТН	260/310	38,6	0,92/1,12
33	СПМ87Д (ДН)	250/300	38,6	0,92/1,12
34	КМ8102БМ	360	57,4	1,12
35	СКТ64	250/400	57,4	0,3/0,6
36	СП202	535/600	23,2	1,25/1,4
37	СП87П	410/515/600	38,6	1,0/1,25/1,4
38	С53 (С53МУ)	155/225	24,0	0,73/1,06
39	СК38	100	19,4	0,61
40	СР52	90/140	23,2	0,8
41	СР70А	250	38,6	0,94
42	СР70М	360/450	38,6	1,024/0,37

Примечание. Через дробь даны производительности и скорости конвейеров при различных скоростях движения ленты (цепи).

Таблица 3.6

Коэффициент использования установленной мощности
электроприемников по технологическим процессам и цехам шахты

Наименование группы электропотребителей	K_{Π}
Подземные выработки шахты	
Установки околоствольного двора (без главного водоотлива) и другие мелкие установки в подземных выработках шахты	0,5—0,6
Освещение	0,75—0,8
Поверхность шахты	
Собственные нужды подъемных и вентиляторных установок	0,5—0,6
Технологический комплекс	0,5—0,6
Погрузка угля в железнодорожные вагоны	0,4—0,5
Канатная дорога	0,5—0,6
Котельная	0,6—0,7
Калориферная	0,6—0,65
Лесной склад	0,3—0,35
Механическая мастерская	0,18—0,2
Насосы	0,6—0,7
Компрессоры поршневые	0,65—0,75
Турбокомпрессоры	0,55—0,65
Углесосы	0,7—0,8
Холодильные установки	0,7—0,8
Административно-хозяйственный комбинат	0,5—0,6
Склад угля	0,4—0,5
Прочие мелкие установки	0,55—0,65
Наружное освещение	0,45—0,5
Внутреннее освещение:	
конто, ско-бытовых и лабораторных помещений	0,3—0,35
произ-дственных зданий, состоящих из отдельных помещений	0,35—0,4
Редко и используемые электроустановки	0,15—0,25

Таблица 3.7

Годовое число часов работы предприятия
с прерывной рабочей неделей

Продолжитель- ность смены, ч	Годовое число часов работы $T_{\text{год}}$ при работе		
	в 1 смену	в 2 смены	в 3 смены
8	2300	4650	7050
7	2000	4100	6150
6	1700	3500	5300
5	1400	2900	4400

Примечание. $T_{\text{год}} = (365 - m) n t K_{\text{ос}} + t_{\text{пр}}$,
где m — нерабочие дни в году; n — число смен; t — продолжительность смены, ч; $K_{\text{ос}}$ — коэффициент, учитывающий время осмотра оборудования и другие простои производства; $t_{\text{пр}}$ — время сокращения продолжительности работы в предвыходные и предпраздничные дни, ч.

**Удельный расход электроэнергии
по отдельным машинам и процессам**

Типы и наименования электроприемников	Удельный расход электроэнергии в зависимости от категории грунтов, кВт·ч/м³			
	I	II	III	IV
Выемка горной массы				
ЭКГ-3,2/ЭКГ-2У/; ЭКГ-4; ЭКГ-4,6; ЭКГ-5; ЭВГ-6И; ЭКГ-8И; ЭКГ-6,3ус; ЭКГ-4у	0,34—0,46	0,40—0,57	0,45—0,62	0,5—0,72
ЭКГ-12,5; ЭКГ-20	0,34—0,46	0,40—0,57	0,45—0,62	0,75—0,85
ЭШ-5.45; ЭШ-10.60; ЭШ-10.70; ЭШ-13.50	0,65—0,74	0,73—1,1	—	—
ЭШ-14.75; ЭШ-15.90; ЭШ-20.75	1,29—1,46	1,43—1,65	—	—
ЭШ-25.100; ЭВГ-35.65; ЭШ-40.85; ЭШ-80.100	1,6—1,8	1,82—2,1	—	—
ЭРГ-350; ЭРГ-1600 $\frac{40}{10}$ 31	0,6—0,7			
ЭРШР-2600	0,6—0,7			
Транспортирование гор- ной массы				
ОШ-4500; ОШР-11200/110; ОШР-11200/225	0,6—0,8			
Ленточные отвалообразо- ватели	0,35—0,4			
Ленточные конвейеры	0,6—0,9 кВт·ч/м³·км			
Транспортирование по- лезного груза электрово- зами	0,07—0,25 кВт·ч/т·км			
Бурение скважин буро- выми станками	1—6 кВт·ч/м			

Примечания. 1. Нижний предел дан для легких, верхний — для тяжелых грунтов. 2. Значения удельных расходов необходимо периодически уточнять.

Классификация горных пород по трудности экскавации

Характеристика пород	Объемная масса γ , т/м ³	Удельное сопротив- ление чер- панию $K_{\text{ч}}$, 10 ⁴ Н/м ²	Коэффициент исполь- зования ковша $K_{\text{н}}$			
			Прямая лопата	Драглайн	Роторный экскаватор	
					с выдви- жим стрелы	без выдви- жения стрелы
Торф и растительный грунт с корнями до 30 мм	1,0—1,2	1,6—2,5				
Песок и растительный грунт смешанный со щеб- нем или галькой	1,65	3,0—10,0	0,91	0,87	0,96	0,87
Гравий, галька, щебень размером до 40 мм	1,75	3,0+10,0				
Алевролиты	1,5	3,0—10,0				
Торф и растительный грунт с корнями диаме- тром свыше 30 мм	1,4—1,5	12,5				
Слабые (мягкие) бурые и каменные угли	1,15—1,45	15,0	0,84	0,80	0,80	0,72
Тяжелый плотный сугли- нок	1,75	16,0				
Супеси и суглинков с при- месью щебня и гальки	1,9	18,0				
Крепкие бурые и камен- ные угли	1,5—1,75	17,0				
Глинисто-углистые слан- цы	1,75	22,0				
Аргиллит крепкий плит- чатый	1,8—2,2	20,0	0,7	0,67	0,67	0,59
Песчаник глинистый	2,0	29,0				
Алевролиты крепкие	2,2	29,0				
Каменный уголь с про- слойками углистых слан- цев	1,8—2,2	28,0				
Крепкие песчаники на кремнистом, известняко- вом и кварцевом цементе	2,3—2,5	32,0				
Массивный аргиллит	2,1—2,3	30,0	0,6	0,57	—	—
Крепкие мраморизиро- ванные известняки, плотный доломит	2,5—2,7	34,0				

**Коэффициенты использования установленной мощности
электроприемников по технологическим процессам или цехам разреза**

[Наименование электроприемников]	$K_{и}$
Передвижные электроприемники	
Экскаваторы одноковшовые на вскрыше с приводом на постоянном токе по системе двигатель (сетевой)—генератор	0,4—0,55
То же, на добыче	0,4—0,6
Экскаваторы роторные	0,5—0,6
Экскаваторы многочерпаковые	0,45—0,6
Отвалообразователи ленточные	0,5—0,6
Станки ударно-канатного бурения	0,4—0,5
Станки вращательного бурения	0,4—0,55
Конвейеры ленточные	0,5—0,6
Землесосы:	
до 200 кВт	0,5—0,6
от 200 до 2000 кВт	0,6—0,7
Транспортно-отвальные мосты	0,4—0,6
Электроприемники, объединенные по технологическим процессам и цехам	
Клетевой подъем дренажной шахты	0,5—0,6
Вентиляторная установка дренажной шахты	0,6—0,7
Горные разработки дренажной шахты	0,3—0,4
Насосы	0,6—0,7
Техкомплекс промплощадки разреза	0,4—0,5
Котельная промплощадки разреза	0,6—0,7
Механическая мастерская разреза	0,18—0,2
Административно-хозяйственный комбинат	0,5—0,6
Наружное освещение на промплощадке и на разрезе	0,45—0,5
Внутреннее освещение:	
мелких производственных зданий	0,4—0,45
производственных зданий, состоящих из отдельных крупных пролетов	0,35—0,4
административных, конторско-бытовых, лабораторных и складских зданий, электрических подстанций, аварийное освещение	0,3—0,35

П р и м е ч а н и я. 1. Данные приведены для одиночных машин. 2. Нижний предел дан для легких, верхний — для тяжелых грунтов. 3. Коэффициенты использования машин подлежат уточнению в каждом конкретном случае по данным заводских инструкций и периодическим экспериментальным замерам непосредственно на разрезе.

**Коэффициенты использования установленной мощности
электроприемников по технологическим процессам
или цехам обогатительной фабрики**

Наименование электроприемников	K _и
Яма привозных углей, перегрузочные пункты и т. п.	0,5—0,6
Корпус дробления, грохочения	0,5—0,6
Дозировочно-аккумулирующие бункера	0,5—0,6
Главный корпус	0,55—0,65
Сушильный корпус	0,55—0,65
Радиальные сгустители	0,55—0,65
Котельная	0,6—0,7
Комплекс погрузки угля	0,35—0,45
Шламовое хозяйство	0,55—0,65
Насосная возврата осветленной воды	0,6—0,7
Насосная выпуска пульпы	0,6—0,7
Противопожарные насосы и водопровод	0,6—0,75
Маневровое железнодорожное хозяйство	0,4—0,5
Склад промпродукта	0,4—0,5
Склад реагентов	0,5—0,6
Механическая мастерская	0,18—0,2
Проборазделочная	0,4—0,5
Химическая лаборатория	0,4—0,5
Административно-хозяйственный комбинат	0,5—0,6
Депо электровозов	0,4—0,5
Прочие мелкие установки	0,55—0,65
Наружное освещение	0,45—0,5
Внутреннее освещение:	
для конторско-бытовых и лабораторных помещений	0,3—0,35
для производственных зданий, состоящих из ряда отдельных помещений	0,35—0,4

Таблица 3.12

Число рейсов, которое может выполнять электровоз без замены аккумуляторной батареи

Тип электровоза												
4,5АРП				2АМ8Д				13АРП и АРП14				
Тип батареи												
ТНЖШ-350				ТНЖШ-500 *				ТНЖШ-550 *				
Средний уклон рельсового пути												
	0,005	0,004	0,003	0,002	0,002	0,005	0,004	0,003	0,002	0,005	0,004	0,003
Число рейсов												
500	36	34	33	32	50	49	49	48	30	29	28	27
1000	22	21	20	19	30	29	28	26	19	18	17	16
1500	16	15	14	14	22	21	19	19	14	13	12	12
2000	13	12	10	10	18	16	14	14	11	10	9	9
2500	10	9	9	8	14	12	12	11	9	8	8	7
3000	8	8	7	7	11	11	9	9	7	7	6	6
3500	7	7	7	6	9	9	8	8	6	6	5	5
4000	7	6	6	6	9	8	8	8	5	5	4	4
4500	6	6	4	4	8	8	5	5	5	5	4	4
5000	4	4	4	4	5	5	5	5	4	4	4	4

Расстояние между пунктом погрузки и разгрузки, м	ТНЖШ-650 *			
--	------------	--	--	--

20	0,005	0,004	0,003	0,002	0,005	0,004	0,003	0,002	0,005	0,004	0,003	0,002
20	20	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
13	13	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4

Результаты таб.

* Результаты таблицы получены для среднечасовой скорости движения состава $V_{с.х} = 3,5$ м/с. При действительной скорости движения, отличающейся от $V_{с.х} = 3,5$ м/с, необходимо вводить следующие поправочные коэффициенты:

$V_{с.х}$, м/с	1,5	2,5	3,5	4,5	5,5
K_p	0,70	0,88	1,00	1,09	1,15

Среднее значение тока разряда тяговых аккумуляторных батарей при допустимой прицепной части состава

Расстояние между пунктами погрузки и разгрузки, м		Тип электровоза									
		2АМ8Д					13АРП и АРП14				
							2ХАРП14				
		0,005	0,004	0,003	0,002	0,005	0,004	0,003	0,002	0,005	0,004
Уклон рельсового пути											
Средний ток разряда											
500	90	91	94	96	84	85	88	90	148	150	155
1000	97	102	107	113	91	96	101	107	163	171	178
1500	101	108	113	120	95	101	107	114	170	179	188
2000	105	111	118	126	99	105	112	116	181	191	201
2500	107	114	120	128	101	108	114	122	186	199	209
3000	108	116	123	130	102	110	117	124	191	203	215
3500	110	117	124	131	104	111	118	125	194	207	220
4000	110	117	124	131	104	111	118	125	197	211	223
4500	111	118	125	132	106	112	119	126	200	213	226
5000	112	119	126	133	106	113	120	127	203	216	229
											242

Таблица 3.14

Параметры, характеризующие процесс заряда тяговых аккумуляторных батарей рудничных электровозов стабилизированным током

Тип аккумуляторной батареи	Среднее значение выпрямленного тока, А	Среднее значение выпрямленного напряжения, В	Остаточная емкость, %			
			0	10	20	30
			Время заряда			
66-ТНЖШ-280	70	112	Для всех типов 6 ч	Для всех типов 5 ч 24 мин	Для всех типов 4 ч 48 мин	Для всех типов 4 ч 12 мин
66-ТНЖШ-300	75	113				
66-ТНЖШ-350	90	114				
91-ТНЖШ-550	140	164				
96-ТНЖШ-500	125	172				
102-ТНЖШ-350	90	177				
108-ТНЖШ-500	125	183				
112-ТНЖШ-550	90	195				
112-ТНЖШ-550	140	202				
126-ТНЖШ-550	140	226				
126-ТНЖШ-650	165	231				
154-ТНЖШ-550	140	278				
161-ТНЖШ-550	140	292				
161-ТНЖШ-650	165	298				
161-ТНЖШ-550	140	292				

Таблица 3.15

Требуемое число рейсов для перевозки груза от погрузочных пунктов

Тип электровоза	Производительность пункта погрузки, т								
	300	500	750	1000	2000	3000	4000	5000	6000
	Требуемое число рейсов								
13АРП АРП14 2АМ8Д	6	11	16	22	44	66	88	110	132
2×АРП14	3	5	8	11	22	33	44	55	66

Таблица 3.16

Потери активной мощности (кВт/км), допустимые нагрузки трехфазных одноцепных линий электропередачи напряжением 6—10—35—110 кВ

Сечение, мм ²	Потери активной мощности	Допустимая нагрузка, тыс. кВт·А			
		6 кВ	10 кВ	35 кВ	110 кВ
16	79/—	1,1/—	1,8/—	—/—	—/—
25	84/—	1,4/—	2,3/—	—/—	—/—
35	96/88	1,8/—	2,9/—	10,3/10,3	—/—
50	106/113	2,2/—	3,7/—	13,0/13,0	51/—
70	116/125	2,8/—	4,6/—	16,0/16,6	62/52
95	130/134	3,4/—	5,6/—	19,6/20,3	71/64
120	136/140	3,9/—	6,5/—	22,7/23,3	84/72
150	148/149	—/—	—/—	26,6/27,0	95/85
185	158/161	—/—	—/—	30,3/31,2	—/98
240	—/176	—/—	—/—	—/36,9	—/116

Примечание. В числителе для проводов марки А, в знаменателе — марки АС.

Таблица 3.17

**Потери активной мощности, допустимые нагрузки
трехжильных кабелей с медными и алюминиевыми жилами
0,38—6—10—35 кВ**

Напряжение, кВ	Сечение жилы, мм ²	Нагрузка на один кабель, кВт·А				Потери в одном кабеле, кВт/км	
		Прокладка в траншее		Прокладка в каналах и туннелях		Медные	Алюминиевые
		Медные	Алюминиевые	Медные	Алюминиевые		
1.	2	3	4	5	6	7	8
0,38	2,5	26	20	18	15	44	46
	4	36	28	25	19	52	53
	6	46	36	30	23	56	60
	10	63	50	40	30	62	65
	16	79	60	53	40	65	70
	25	105	83	69	53	71	72
	35	125	96	82	63	72	75
	50	155	119	102	80	80	77
	70	188	145	132	103	85	83
	95	224	172	162	125	86	85
	120	256	198	188	145	87	88
	150	286	221	224	169	90	90
	185	322	250	246	192	92	91
	10	834	622	570	470	41	40
	16	1 095	832	675	520	46	45
6	25	1 405	1 100	935	730	47	50
	351	1 670	1 300	1 145	885	49	51
	50	2 080	1 620	1 510	1 150	52	54
	70	2 550	1 980	1 820	1 470	59	59
	95	3 060	2 340	1 710	61	61	
	120	3 540	2 700	2 600	1 970	64	64
	150	4 060	3 120	3 020	2 340	66	67
	185	4 590	3 450	3 380	2 600	70	69
	10	1 210	950	870	670	32	34
	16	1 650	1 300	1 040	800	37	36
	25	2 080	1 580	1 470	1 120	38	39
	35	2 600	2 000	1 820	1 390	42	42
	50	3 100	2 430	2 340	1 820	44	44
	70	3 720	2 860	2 860	2 260	45	46
	95	4 580	3 560	3 460	2 690	49	50
10	120	5 370	4 160	4 150	3 200	53	54
	150	6 140	4 760	4 670	3 640	54	56
	185	6 900	5 370	5 280	4 060	58	57
	50	9 670	7 250	7 100	6 100	34	31
	70	11 800	9 100	8 800	7 800	36	35
	95	14 200	10 900	10 900	9 300	37	36
	120	16 300	12 100	12 400	11 000	39	37
	150	18 800	13 900	13 900	11 800	40	37
35							

Примечание. При увеличении количества кабелей в траншее нагрузка на один кабель уменьшается: при 2-х кабелях в 1,13; при 3-х — в 1,18; при 4-х — в 1,24; при 5-ти — в 1,3; при 6-ти — в 1,37 раза.

**Удельный расход активной мощности $P_{ку}$
в компенсирующих установках ***

Частота вращения, об/мин	Номинальная мощность электродвигателя	$\cos \varphi_H$	$P_{ку}$ (кВт/квар) при загрузке двигателя, %		
			100	75	50
1000	1000	0,9	0,017	0,018	0,019
1000	1250	0,9	0,012	0,013	0,014
1000	1600	0,9	0,011	0,012	0,014
750	800	0,9	0,020	0,022	0,023
750	1000	0,9	0,021	0,024	0,026
750	1250	0,9	0,017	0,018	0,021
750	1600	0,9	0,015	0,017	0,018
600	630	0,9	0,022	0,024	0,026
600	800	0,9	0,020	0,022	0,024
600	1000	0,9	0,020	0,022	0,024
600	1250	0,9	0,019	0,020	0,022
600	1600	0,9	0,016	0,017	0,019
600	2000	0,9	0,016	0,017	0,018
500	400	0,9	0,028	0,030	0,033
500	500	0,9	0,026	0,029	0,031
500	650	0,9	0,026	0,028	0,030
500	800	0,9	0,024	0,026	0,028
500	1000	0,9	0,021	0,023	0,025
500	1200	0,9	0,021	0,022	0,024
500	1600	0,9	0,019	0,020	0,022
500	2000	0,9	0,016	0,017	0,018
375	320	0,9	0,041	0,045	0,049
375	400	0,9	0,036	0,039	0,042
375	500	0,9	0,029	0,033	0,036
375	630	0,9	0,026	0,030	0,032
375	800	0,9	0,023	0,026	0,028

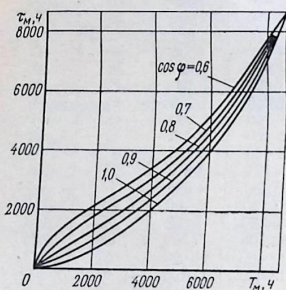


Рис. 1. Зависимость числа часов использования максимума потерь τ_M от числа часов использования максимума нагрузки T_M и коэффициента мощности $\cos \varphi$

* Удельный расход мощности статическими конденсаторами при напряжении до 1000 В равен 0,003 кВт/квар, свыше 1000 В — 0,004 кВт/квар.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ И ОБОЗНАЧЕНИЕ ОСНОВНЫХ РАСЧЕТНЫХ ВЕЛИЧИН И КОЭФФИЦИЕНТОВ

В настоящем приложении приведены определения и обозначения основных расчетных величин и коэффициентов.

4.1. Коэффициент использования $K_{\text{и}}$

$$K_{\text{и}} = P_{\text{ср}}/P_{\text{у}},$$

где $P_{\text{ср}}$ — средняя потребляемая активная мощность, кВт; $P_{\text{у}}$ — установленная (номинальная) мощность электродвигателя, указанная на заводской табличке или в паспорте электродвигателя, кВт;

$$K_{\text{и}} = K_{\text{в}}K_{\text{з}},$$

$K_{\text{в}}$ — коэффициент включения, учитывающий время включения электроприемника в сеть на протяжении рабочей смены или суток.

4.2. Коэффициент включения $K_{\text{в}}$.

Для отдельного электроприемника

$$K_{\text{в}} = \frac{t_{\text{в}}}{T} + \frac{t_{\text{н}} + t_{\text{х}}}{T},$$

где T — продолжительность работы в сутки (месяц, год). Определяется в зависимости от количества рабочих смен и числа часов работы в смену, ч; $t_{\text{в}}$ — время включения электроприемника в сеть, ч; $t_{\text{н}}$ — время работы электроприемников под нагрузкой, ч; $t_{\text{х}}$ — продолжительность холостого хода, ч.

Для группы электроприемников

$$K_{\text{в}} = \frac{\sum_1^n K_{\text{в}}P_{\text{у}}}{P_{\text{у}}}.$$

4.3. Коэффициент загрузки $K_{\text{з}}$.

Для одного электроприемника

$$K_{\text{з}} = K_{\text{и}}/K_{\text{в}};$$

для группы электроприемников

$$K_{\text{з}} = \frac{\sum_1^n K_{\text{и}}P_{\text{у}}}{\sum_1^n K_{\text{в}}P_{\text{у}}}.$$

4.4. Энергетический коэффициент электровозной откатки (электрифицированного железнодорожного транспорта) A , кВт·ч/даН·км,

$$A = \frac{2,72 \cdot 10^{-3} \alpha}{\eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4},$$

где $2,72 \cdot 10^{-3}$ — переводной коэффициент, кВт·ч/даНкм; α — коэффициент, учитывающий дополнительный расход электроэнергии на непроизводительные операции, транспортировку людей и материалов (см. табл. 3.2); η_1 — к. п. д. контактной сети при применении контактных электровозов ($\eta_1 = 0,85$) или аккумуляторной батареи при применении аккумуляторных электровозов ($\eta_1 = 0,6$); η_2 — к. п. д. преобразовательной установки: $\eta_2 = 0,8-0,86$ с ртутным преобразователем, $\eta_2 = 0,9-0,95$ с полупроводниковым преобразователем, $\eta_2 = 0,7-0,85$ с электромашинным преобразователем; $\eta_3 = 0,95$ — к. п. д. высоковольтной сети; $\eta_4 = 0,7$ к. п. д. тяговых двигателей.

4.5. Грузовой коэффициент состава K_{Γ}

$$K_{\Gamma} = \frac{P_{эл} + G_{\Gamma}}{G_{\Gamma p}} = \frac{P_{эл} + n_{в} G_{в}}{n_{в} \gamma V},$$

где $P_{эл}$ — масса электровоза (нетто), т; G_{Γ} — масса порожнего состава вагонеток, т; $G_{\Gamma p}$ — масса груза, т; $G_{в}$ — масса вагонетки, т; $n_{в}$ — количество вагонеток в составе; V — объем вагонетки, м³; γ — насыпной вес груза, т/м³.

4.6. Средневзвешенная длина транспортирования (откатки) $L_{ср. вэ}$, км

$$L_{ср. вэ} = \frac{L_1 Q_1 + L_2 Q_2 + \dots + L_n Q_n}{\sum_{i=1}^n Q_i},$$

где $L_1, L_2, \dots, L_n$ — длина транспортирования груза с i -го участка, м; $Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ — объем транспортируемого груза с i -го участка, т.

4.7. Время работы конвейера t_p , ч.

Для конвейеров, принимающих груз из выемочных участков (см. 2.2.1, 2.2.3),

$$t_p = (1,1 \div 1,3) T_M = (1,1 \div 1,3) \frac{t_{осн} L_M Q_{пл}}{L_{л} m b \gamma},$$

где T_M — машинное время работы основного оборудования выемочного участка за планируемый период, ч; $t_{осн}$ — см. приложение 4.11; $L_M, L_{л}$ — см. приложение 4.10; $Q_{пл}$ — плановая добыча выемочного участка за планируемый период, т; m, b, γ — см. 2.2.1;

для сборных и магистральных конвейеров

$$t_p = 0,8 n_c T_c,$$

где n_c — количество смен по добыче за расчетный период; T_c — продолжительность смены по добыче, ч.

4.8. Расчетная производительность конвейера Q_p , т.

Для сборных конвейеров, принимающих груз в нескольких пунктах, расположенных по длине конвейера,

$$Q_p = \frac{L_1}{L_K} Q_{пл.1} + \frac{L_2}{L_K} Q_{пл.2} + \dots + \frac{L_n}{L_K} Q_{пл.n},$$

где $L_1, L_2, \dots, L_n$ — расстояние от i -го пункта погрузки до пункта разгрузки, м; $Q_{пл.1}, Q_{пл.2}, \dots, Q_{пл.n}$ — плановое количество груза, выдаваемое i -м погрузочным пунктом за расчетный период, т.

Для забойных конвейеров

$$Q_p = 0,5 Q_{пл.}$$

4.9. Длина конвейера L_K , м.

Длина конвейера, принимающего груз из выемочных участков, определяется из условия годового подвигания линии забоя

$$L_K = L_{п} \pm \frac{L_{г.п}}{2},$$

где $L_{п}$ — длина конвейера на начало планируемого периода, м; $L_{г.п}$ — годовое подвигание линии забоя, м.

Знак плюс ставится при удлинении, а знак минус — при укорачивании конвейера.

4.10. Коэффициент лавы K_L

$$K_L = \frac{\tau L_M}{60 L_L},$$

где τ — коэффициент, учитывающий дополнительное время работы электроприемников, работающих продолжительнее выемочной машины (принимается по рис. 2); L_M — машинная длина лавы, м; L_L — полная длина лавы, м.

4.11. Основное время по выемке угля $t_{осн}$, мин/м.

Время, необходимое на выполнение основной операции по выемке угля, определяется в зависимости от схемы работы выемочной машины:

при челночной схеме работы выемочной машины

$$t_{осн} = \frac{1}{v};$$

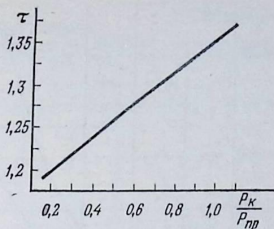


Рис. 2. График для определения коэффициента τ

при схеме работы выемочной машины с зачисткой

$$t_{осн} = \frac{v_{пр} + v_{обр}}{v_{пр}v_{обр}};$$

при многокомбайновой выемке

$$t_{осн} = \frac{K_c}{nv},$$

где $v_{пр}$, $v_{обр}$ — скорости подачи выемочной машины соответственно средние, прямым и обратным ходом, достигнутые в конкретных условиях (или из паспорта работы лавы), м/мин; $K_c = 0,8-0,85$ — коэффициент, учитывающий недостаточную синхронность в работе выемочных машин; n — количество одновременно работающих комбайнов.

4.12. Удельная холодопроизводительность K_y — количество холода, получаемого при адиабатном сжатии газа и затратах 1 кВт·ч электроэнергии. Величина K_y зависит от температуры испарения в испарителе и температуры конденсации заданного холодильного агента (рис. 3, 4).

4.13. Коэффициенты уравнений (2.94), (2.95), (2.96).

Определение коэффициентов уравнения (2.94).

Дифференцируя уравнение (2.94) $W_{г.п} = a_{пт}^2 + b_{пт} + c$ по a , b и c , получим:

$$\frac{dW}{da} = t^2; \quad \frac{dW}{db} = t; \quad \frac{dW}{dc} = 1. \quad (2.94, a)$$

Суммируя фактические расходы электроэнергии за отчетный период, умножая на производные по a , b , c и разделив на количество лет предыстории, получим систему уравнений для определения искомых коэффициентов:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\sum_1^n W_i t_i^2}{n} - a \frac{\sum_1^n t_i^4}{n} - b \frac{\sum_1^n t_i^3}{n} + c \frac{\sum_1^n t_i^2}{n} &= 0 \\ \frac{\sum_1^n W_i t_i}{n} - a \frac{\sum_1^n t_i^2}{n} - b \frac{\sum_1^n t_i^2}{n} - c \frac{\sum_1^n t_i}{n} &= 0 \\ \frac{\sum_1^n W_i}{n} - a \frac{\sum_1^n t_i^2}{n} - b \frac{\sum_1^n t_i}{n} - c &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (2.95, a)$$

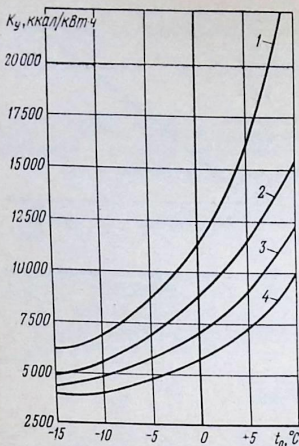


Рис. 3. Зависимость удельной холодопроизводительности K_y фреона от температуры испарения t_0 :

1, 2, 3, 4 — при температуре конденсации соответственно 20, 25, 30, 35 °C

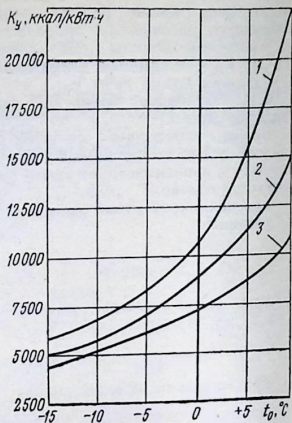


Рис. 4. График зависимости удельной холодопроизводительности K_y аммиака от температуры t_0 испарения:

1, 2, 3 — при температуре конденсации соответственно 20, 25, 30 °C

Для решения этой системы уравнений составляется таблица исходных данных (табл. 4.1).

Подставляя значения $\sum_{i=1}^n 1/n$ в систему уравнений и решая ее, определяем коэффициенты a, b, c .

Определение коэффициентов уравнений (2.96) и (2.97) аналогично.

Для определения коэффициентов уравнения (2.95) составляем таблицу исходных данных, состоящих из расходов электроэнергии и добычи за десять лет предыстории (табл. 4.2).

Таблица 4.1

Таблица исходных данных

Исходные данные	Годы				
	T_1	T_2	T_3	T_4	T_n
t					
t_i^2					
t_i^3					
t_i^4					
W					
$W t_i^2$					

Таблица исходных данных

Исходные данные	Годы									
	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	T_6	T_7	T_8	T_9	T_{10}
W , млрд. кВт·ч A , млн. т										

Из табл. 2.5 выбираем два значения с координатами $M_1 (W_1; A_1)$ и $M_2 (W_2; A_2)$. Подставляя координаты M_1 и M_2 в уравнение (2.95) и решая его относительно неизвестных a и b , определяем их значения.

Пример определения коэффициентов a , b , c уравнений.

Для определения коэффициентов составляем таблицу исходных данных (см. табл. 4.3 и 4.4).

Подставляя значение $\sum_{i=1}^n 1/n$ (из табл. 4.3) в систему уравнений (2.95, а) получим

$$715,938 - 2533,3a - 302,5b - 38,5c = 0;$$

$$101,045 - 302,5a - 38,5b - 5,5c = 0;$$

$$17,97 - 38,5a - 5,5b - c = 0.$$

Решая эту систему уравнений, получим

$$a = -0,0041; \quad b = 0,31; \quad c = 16,4.$$

Подставляя значения коэффициентов в уравнение (2.94), получим формулу для определения расхода электроэнергии на добычу подземным способом на одиннадцатую пятилетку, млрд. кВт·ч:

$$W_{г.п} = 16,4 + 0,31t - 0,0041t^2.$$

Взяв произвольно данные 1972 и 1980 гг. из табл. 4.4 и подставляя в уравнение (2.95), составляем систему

$$2,204 = \frac{190,2}{190,2a + b};$$

$$2,774 = \frac{261,279}{261,279a + b}.$$

Решая эту систему уравнений относительно a и b , определяем

$$a = 0,116; \quad b = 64,1.$$

4.14. Определение удельного расхода электроэнергии при аккумуляторной электровозной откатке

Удельный технологический расход электроэнергии по участку внутришахтного электровозного транспорта (кВт·ч/т·км) определяется по формуле

$$W_y = \frac{2,77 \cdot 10^{-4}}{\eta_{в.с} \sigma_a \sum_{j=1}^l \lambda_j l_j} \sum_{j=1}^n \sum_{\Delta=1}^k \frac{\tau_j}{\tau'_{qj} \eta_{3\Delta}} \cdot \left(\int_0^{T_{\Delta}} U_{\Delta} \Delta i_{3\Delta} dt + P_{дв} t_{дв} \right) - W_{пу},$$

где $\eta_{в.с}$ — к. п. д. высоковольтной сети (с учетом высоковольтных трансформаторов). В расчетах можно принимать $\eta_{в.с} = 0,93-0,95$; σ_a — коэффициент, учитывающий увеличение расхода электроэнергии при выполнении электровозами вспомогательных и неучтенных работ. При поточной откатке $\sigma_a = 1,15$, в других случаях $\sigma_a = 1,4-1,5$; n — число добычных участков (пунктов погрузки)

Таблица 4.3

Таблица исходных данных для определения коэффициентов a , b и c уравнения (2.89)

Исходные данные	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	$\sum_{i=1}^n$	$\frac{n}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{10}}$
t	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	55	5,5
t^2	1	4	9	16	25	36	49	64	81	100	385	38,5
t^3	1	8	27	64	125	216	343	512	729	1 000	3 025	302,5
t^4	1	16	81	256	625	1296	2401	4096	6561	10 000	25 333	2533,3
W	17,434	17,563	17,890	18,103	18,377	18,604	18,891	19,164	19,214	19,247	184,487	18,4487
Wt	17,434	35,126	53,67	72,412	91,885	111,624	132,237	153,312	172,926	192,47	1 033,096	103,3096
Wt^2	17,434	70,252	161,01	289,648	459,425	669,744	925,659	1226,496	1556,334	1 924,7	7 300,702	730,0702

Таблица 4.4

Таблица исходных данных

Исходные данные	Годы									
	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
W г.от, млрд. кВт·ч	2,081	2,204	2,264	2,422	2,542	2,604	2,615	2,727	2,762	2,774
A г.от, млн. т	179,153	190,2	199,440	212,713	225,751	231,63	244,067	253,903	245,9	261,279

Коэффициенты уравнений для определения расхода электроэнергии на 11-ю и 12-ю пятилетки

Процессы	11-я пятилетка			12-я пятилетка		
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
Добыча:						
подземным способом	0,0041	0,31	16,4	0,0041	0,252	18,374
открытым способом	0,116	64,1	—	0,116	64,1	—
Обогащение	0,0086	0,46	—	—	—	—
Брикетиrowание	0,0353	0,066	—	—	—	—

на горизонте (шахте); k — число типов батарей; τ_j — число рейсов, которые необходимо выполнить для перевозки груза от пункта погрузки (см. табл. 3.15 приложения 3); τ'_{qj} — число рейсов, которые может выполнить аккумуляторный электровоз без замены тяговой батареи (см. табл. 3.12 приложения 3); l_j — расстояние между пунктом погрузки и разгрузки, м; λ_j — сменная производительность пункта погрузки, т; $\eta_{3\Delta}$ — средний к. п. д. преобразователя с учетом потерь в зарядном кабеле и системе охлаждения; $\eta_{3\Delta} = 0,84$ — при длине кабеля до 100 м; $\eta_{3\Delta} = 0,87$ — при длине кабеля до 50 м; $\eta_{3\Delta} = 0,91$ — при длине кабеля до 10 м; $U_{\alpha\Delta}$ — выпрямленное напряжение на зажимах тяговой батареи, В (см. табл. 3.14 приложения 3); $i_{3\Delta}$ — мгновенное значение выпрямленного тока, А; T_{Δ} — время заряда аккумуляторной батареи, с; $P_{дв}$ — мощность двигателя вентилятора устройства охлаждения тяговой батареи, $P_{дв} = 800-1000$ Вт; $t_{дв}$ — время работы устройства охлаждения, с; W_{py} — приведенная энергия, отдаваемая батареями в сеть при контрольно-восстановительном циклировании, кВт·ч/т·км.

Число рейсов, которые может сделать аккумуляторный электровоз без замены батареи, зависит от ее номинальной емкости и фактического тока разряда:

$$\tau'_{qj} = \frac{3600 K_C K_{\text{эк}} A_H}{I_{p\text{э}} j T'_{pj}},$$

где K_C — коэффициент саморазряда тяговой батареи. Определяется по эмпирическому выражению $K_C = 1 - 0,004 T_{\text{пр}}$ ($T_{\text{пр}}$ — суммарное за период смены время простоя); $K_{\text{эк}}$ — коэффициент ухудшения энергоотдачи батареи по мере роста числа циклов заряд—разряд. Для отформованной батареи $K_{\text{эк}} = 1$. После 50—60 циклов заряд—разряд $K_{\text{эк}} = 0,95$; A_H — номинальная емкость тяговой батареи, А·ч; $T_{p\text{э}j}$ — средний ток разряда тяговой батареи за время работы без замены, А (см. табл. 3.13 приложения 3); T'_{pj} — время, в течение которого электровоз потребляет ток за рейс, с.

Средний ток разряда тяговой батареи за время разряда для более точных расчетов определяется исходя из уравнения равновесия механической и электрической энергии:

$$I_{p\text{э}} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{Q_i w_i U_i t_i}{\eta_{ai} U_{pi}}}{\sum_{i=1}^n t_i},$$

где Q — масса состава на характерном участке движения, т; w_i — удельное суммарное сопротивление движению на характерном участке, Н/т; U_i — средняя скорость движения на характерном участке, м/с; t_i — время движения на характерном участке, с; η_{ai} — к. п. д. электровоза на характерном участке; $U_{p.i}$ — среднее разрядное напряжение на характерном участке, В.

Может быть использовано среднее разрядное напряжение $U_{pi} = 1,25 N_a$, где N_a — число аккумуляторов в батарее.

СОГЛАСОВАНО

с НИИПИ Ном при Госплане СССР
9 сентября 1981 г.

УТВЕРЖДЕНО

Минуглепромом СССР
(приказ от 27 ноября 1981 г. № 540)

ИНСТРУКЦИЯ ПО НОРМИРОВАНИЮ РАСХОДА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ВН 12.25.009—81

1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ НОРМИРОВАНИЯ

1.1. Общие указания

1.1.1. Нормирование расхода тепловой энергии — это установление плановой меры ее потребления.

1.1.2. Основной задачей нормирования является обеспечение применения в производстве и планировании технически и экономически обоснованных прогрессивных норм расхода тепловой энергии для осуществления режима экономии, наиболее эффективного ее использования и рационального распределения.

1.1.3. Норма расхода тепловой энергии представляет собой плановый показатель расхода тепловой энергии в производстве единицы продукции (или работы) установленного качества.

1.1.4. Нормирование расхода тепловой энергии осуществляется на всех уровнях планирования и хозяйственной деятельности. Нормированию подлежит весь расход тепловой энергии на основные и вспомогательные производственно-эксплуатационные нужды независимо от объема потребления и источника теплоснабжения.

1.1.5. В угольной промышленности нормированию подлежит тепловая энергия, расходуемая на следующие нужды:

на шахтах (разрезах):

нагрев воздуха, подаваемого в ствол;

отопление и вентиляция зданий и сооружений;

хозяйственно-бытовые и санитарно-гигиенические нужды;

потери тепла в сетях;

на брикетных фабриках:

сушка сырья для брикетирования;

паровой привод и разогрев головок брикетных прессов;

подогрев связующего;

отопление и вентиляция зданий и сооружений;

хозяйственно-бытовые и санитарно-гигиенические нужды;

потери тепла в сетях;

на обогатительных фабриках:

приготовление эмульсии для образования защитной пленки, предохраняющей от выветривания мелких фракций угля при транспортировке;

отопление и вентиляция зданий и сооружений;

хозяйственно-бытовые и санитарно-гигиенические нужды;

потери тепла в сетях.

1.1.6. Нормы расхода тепловой энергии должны:

учитывать условия производства, достижения научно-технического прогресса, планы организационно-технических мероприятий, предусматривающие рациональное и эффективное использование тепловой энергии;

систематически пересматриваться с учетом планируемого развития и технического прогресса производства, достигнутых экономических показателей использования тепловой энергии;

способствовать максимальной мобилизации внутренних резервов экономики энергии, выполнению плановых заданий и достижению высоких экономических результатов производства.

1.1.7. Организационно-технические мероприятия по экономии тепловой энергии разрабатываются на всех уровнях управления и группируются по следующим основным направлениям экономии применительно к производству продукции (работ) согласно установленной номенклатуре:

- совершенствованию технологии производства;
- улучшению использования и структуры производственного оборудования;
- улучшению использования тепловой энергии в производстве;
- повышению качества сырья и применению менее энергоемких его видов;
- прочим мероприятиям (организационным, экономическим и другим).

1.1.8. При разработке планов организационно-технических мероприятий по экономии тепловой энергии в производстве исходными данными являются: задания по среднему снижению норм расхода энергии на планируемый период, установленные вышестоящей организацией;

результаты анализа использования тепловой энергии в производстве за предшествующие годы;

рационализаторские предложения, а также результаты работы по экономии энергии, достигнутые передовыми предприятиями.

1.1.9. Не допускается корректировка норм расхода в сторону повышения, а заданий по среднему снижению норм расхода энергии — в сторону снижения, исходя только из фактического уровня их выполнения.

1.2. Классификация норм расхода

1.2.1. Нормы расхода тепловой энергии в производстве классифицируются по следующим основным признакам:

- по составу расходов — на технологические и общепроизводственные;
- по периоду действия — на годовые и квартальные (на предприятиях могут устанавливаться также и нормы по месяцам).

1.2.2. Технологической нормой называется норма расхода тепловой энергии, которая учитывает ее расход на основные и вспомогательные технологические процессы производства данного вида продукции (работы).

1.2.3. Общепроизводственной нормой называется норма расхода тепловой энергии, которая учитывает расходы энергии на основные и вспомогательные технологические процессы, на вспомогательные нужды производства (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение), а также потери энергии в тепловых сетях, отнесенные на производство данной продукции (работы).

1.3. Размерность норм расхода

1.3.1. Расход тепловой энергии на единицу производимой продукции (работы) нормируется в гигакалориях (Гкал).

1.3.2. Единицами измерения продукции (работы), на которые устанавливаются нормы расхода тепловой энергии, являются:

- для шахты (разреза) — 1 тыс. т добычи;

- для брикетной фабрики — 1 тыс. т брикетов;

- для прочих предприятий (в том числе обогатительных фабрик) — 1 млн. руб. товарной продукции.

1.4. Состав норм расхода

1.4.1. Состав норм расхода тепловой энергии — это перечень статей ее расхода, учитываемых в нормах на производство продукции (работы).

1.4.2. Состав норм расхода тепловой энергии для шахт, разрезов, брикетных и обогатительных фабрик устанавливается настоящей инструкцией (табл. 1).

На ее основе на каждом предприятии определяется конкретный состав норм расхода. Произвольное изменение состава норм не допускается.

Состав норм расхода тепловой энергии в угольной промышленности

Номенклатура продукции и видов работ	Нормы расхода тепловой энергии	
	Обозначение	Единица измерения
1	2	3
I уровень По Министерству угольной промышленности СССР 1.1. Добыча угля — всего В том числе: 1.1.1. При подземной добыче 1.1.2. При добыче открытым способом 1.2. Буроугольные брикеты 1.3. Каменноугольные брикеты 1.4. Прочие производственные нужды В том числе: 1.4.1. Обогащение рядового угля	$Q_{отр}$	Гкал/тыс. т добычи Гкал/тыс. т добычи Гкал/тыс. т добычи Гкал/тыс. т брикета Гкал/тыс. т брикета Гкал/млн. руб. продукции
По Министерству угольной промышленности СССР 1.1. Добыча угля — всего В том числе: 1.1.1. При подземной добыче 1.1.2. При добыче открытым способом 1.2. Буроугольные брикеты 1.3. Каменноугольные брикеты 1.4. Прочие производственные нужды В том числе: 1.4.1. Обогащение рядового угля	$Q_{МУП\ СССР}$ $Q_{об}$	Гкал/тыс. т добычи Гкал/тыс. т добычи Гкал/тыс. т добычи Гкал/тыс. т брикета Гкал/тыс. т брикета Гкал/млн. руб. продукции
III уровень По предприятиям 3.1. По шахтам и разрезам: Добыча угля — всего В том числе: 3.1.1. Нагрев воздуха, подаваемого в ствол 3.1.2. Отопление и вентиляция зданий и сооружений 3.1.3. Хозяйственно-бытовые и санитарно-гигиенические нужды 3.1.4. Потери в тепловых сетях 3.2. По брикетным фабрикам: Буроугольные (каменноугольные) брикеты — всего	$Q_{пр}$ $Q_{ш}, Q_{р}$ $Q_{в}$ $Q_{от}, Q_{вент}$ $Q_{х.с.н}$ $Q_{сет}$ $Q_{б.ф}$	Гкал/тыс. т добычи Гкал/тыс. т добычи Гкал/тыс. т добычи Гкал/тыс. т добычи Гкал/тыс. т добычи Гкал/тыс. т добычи Гкал/тыс. т брикета

Номенклатура продукции и видов работ	Нормы расхода тепловой энергии	
	Обозначение	Единица измерения
1	2	3
В том числе:		
3.2.1. Сушка сырья для брикетирования	$Q_{\text{суш}}$	Гкал/тыс. т брикета
3.2.2. Паровой привод и разогрев головок брикетных прессов	$Q_{\text{пр}}$	Гкал/тыс. т брикета
3.2.3. Подогрев связующего	$Q_{\text{п. с}}$	Гкал/тыс. т брикета
3.2.4. Отопление и вентиляция зданий и сооружений	$Q_{\text{от}}, Q_{\text{вент}}$	Гкал/тыс. т брикета
3.2.5. Хозяйственно-бытовые и санитарно-гигиенические нужды	$Q_{\text{х. с. н}}$	Гкал/тыс. т брикета
3.2.6. Потери в тепловых сетях	$Q_{\text{сет}}$	Гкал/тыс. т брикета
3.3. По обогащательным фабрикам и сортировкам:	$Q_{\text{о. ф}}$	
Обогащение рядового угля — всего		Гкал/млн. руб. продукции
В том числе:		
3.3.1. Приготовление эмульсий	$Q_{\text{эм}}$	Гкал/млн. руб. продукции
3.3.2. Отопление и вентиляция зданий и сооружений	$Q_{\text{от}}, Q_{\text{вент}}$	Гкал/млн. руб. продукции
3.3.3. Хозяйственно-бытовые и санитарно-гигиенические нужды	$Q_{\text{х. с. н}}$	Гкал/млн. руб. продукции
3.3.4. Потери в тепловых сетях	$Q_{\text{сет}}$	Гкал/млн. руб. продукции

1.4.3. На предприятиях должны устанавливаться отдельно нормы расхода тепловой энергии на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и другие вспомогательные нужды производства.

1.4.4. В нормы расхода тепловой энергии не должны включаться затраты, вызванные отступлением от принятой технологии, режимов работы, и другие нерациональные затраты.

1.4.5. В нормы расхода тепловой энергии на производство продукции (работы) не включаются расходы на строительство и капитальный ремонт зданий и сооружений, монтаж, пуск и наладку нового технологического оборудования, научно-исследовательские и экспериментальные работы, отпуск на сторону (для поселков, столовых, клубов, детских яслей и садов и т. д.).

Расход тепловой энергии на эти нужды должен нормироваться отдельно.

1.5. Методы разработки норм расхода

1.5.1. Основным методом разработки норм расхода тепловой энергии является расчетно-аналитический метод. Кроме того, в отдельных случаях применяется расчетно-статистический метод.

1.5.2. Расчетно-аналитический метод предусматривает определение норм расхода тепловой энергии расчетным путем по статьям расхода с учетом прогрессивных показателей использования ее в производстве.

1.5.3. В тех случаях, когда не представляется возможным использовать для разработки норм расчетно-аналитический метод, применяется, как исключение, расчетно-статистический метод определения норм расхода на основе анализа статистических данных за ряд предшествующих лет о фактических удельных расходах тепловой энергии и факторов, влияющих на ее изменение.

1.5.4. Основными исходными данными для определения норм расхода тепловой энергии являются:

первичная техническая и технологическая документация;
технологические регламенты и инструкции;
нормативные показатели, характеризующие наиболее рациональные и эффективные условия производства (нормативы расхода теплоносителей в производстве, удельные тепловые характеристики для расчета расхода на отопление и вентиляцию, нормативы потерь тепловой энергии и другие показатели);
данные об объемах и структуре производства продукции (работы);
данные о плановых и фактических удельных расходах тепловой энергии за прошедшие годы, а также акты проверок использования ее в производстве;
данные передового опыта отечественных и зарубежных предприятий, выпускающих аналогичную продукцию по экономному и рациональному использованию энергии и достигнутым удельным расходам;
план организационно-технических мероприятий по экономии тепловой энергии.

1.6. Организация нормирования расхода и контроля за использованием тепловой энергии

1.6.1. В производственных объединениях и на предприятиях нормирование расхода энергии осуществляется группой по нормированию в составе энергетических служб.

Руководство разработкой планов организационно-технических мероприятий по экономии и норм расхода энергии осуществляет главный инженер объединения, предприятия, который несет персональную ответственность за их техническую обоснованность и внедрение.

1.6.2. Для контроля за выполнением норм расхода тепловой энергии на предприятиях должен быть организован учет ее расхода с помощью приборов, установленных в соответствии с правилами технической эксплуатации.

При проектировании новых или реконструкции действующих предприятий проектным организациям необходимо предусматривать в проектно-сметной документации приборы для учета расходования тепловой энергии (см. приложение 4).

1.6.3. В состав технико-экономической части проектов новых и реконструируемых производств должны включаться показатели удельного расхода тепловой энергии, а также обобщенные удельные энергозатраты на производство продукции (работ).

1.6.4. Контроль за выполнением норм расхода тепловой энергии, заданий по их снижению и мероприятий по экономии осуществляется организациями вневедомственного и ведомственного контроля на основе данных первичного учета путем проверки состояния нормирования на местах и анализа государственной и ведомственной отчетности.

1.6.5. При проведении работ, связанных с нормированием, учетом и отчетностью об использовании тепловой энергии, следует, где это возможно и целесообразно, предусматривать применение электронно-вычислительной техники

2. ПОРЯДОК РАСЧЕТА НОРМ РАСХОДА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПО МИНУГЛЕПРОМУ СССР И ЕГО СТРУКТУРНЫМ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯМ

2.1. Минуглепром СССР (I уровень)

2.1.1. Нормы расхода тепловой энергии по отрасли определяются отдельно для предприятий с разной продукцией (шахты, разрезы, обогатительные и брикетные фабрики) в соответствии с составом норм расхода тепловой энергии в угольной промышленности (см. табл. 1).

2.1.2. Для определения нормы расхода тепловой энергии по отрасли $Q_{отр}$ необходимы следующие исходные данные:

расходы тепловой энергии по каждому виду продукции во всех объединениях, Гкал/год:

$$\begin{aligned} Q_{1 \text{ об } 1}^{\text{год}}, Q_{1 \text{ об } 2}^{\text{год}}, \dots, Q_{1 \text{ об } n}^{\text{год}} \\ Q_{2 \text{ об } 1}^{\text{год}}, Q_{2 \text{ об } 2}^{\text{год}}, \dots, Q_{2 \text{ об } n}^{\text{год}} \\ \dots \dots \dots \\ Q_{m \text{ об } 1}^{\text{год}}, Q_{m \text{ об } 2}^{\text{год}}, \dots, Q_{m \text{ об } n}^{\text{год}}; \end{aligned}$$

объем производства каждого объединения по соответствующему виду продукции, тыс. т/год (млн. руб/год):

$$\begin{aligned} C_{1 \text{ об } 1}^{\text{год}}, C_{1 \text{ об } 2}^{\text{год}}, \dots, C_{1 \text{ об } n}^{\text{год}} \\ C_{2 \text{ об } 1}^{\text{год}}, C_{2 \text{ об } 2}^{\text{год}}, \dots, C_{2 \text{ об } n}^{\text{год}} \\ \dots \dots \dots \\ C_{m \text{ об } 1}^{\text{год}}, C_{m \text{ об } 2}^{\text{год}}, \dots, C_{m \text{ об } n}^{\text{год}}, \end{aligned}$$

где m — число видов продукции; n — число объединений в Минуглепроме СССР.

2.1.3. Норма расхода тепловой энергии на производство данной продукции по отрасли, Гкал/тыс. т (Гкал/млн. руб),

$$Q_{\text{отр}, m} = \frac{Q_{m \text{ об } 1}^{\text{год}} + Q_{m \text{ об } 2}^{\text{год}} + \dots + Q_{m \text{ об } n}^{\text{год}}}{C_{m \text{ об } 1}^{\text{год}} + C_{m \text{ об } 2}^{\text{год}} + \dots + C_{m \text{ об } n}^{\text{год}}}.$$

2.2. Минуглепром УССР и производственные объединения (II уровень)

2.2.1. Норма расхода тепловой энергии определяется по каждому виду продукции в соответствии с табл. 1.

2.2.2. Для определения нормы расхода тепловой энергии на указанном уровне $Q_{\text{об}}$ необходимы следующие исходные данные:

расход тепловой энергии по каждому из предприятий данного объединения, выпускающих однотипную продукцию, Гкал/год:

$$\begin{aligned} Q_{1 \text{ пр } 1}^{\text{год}}, \dots, Q_{1 \text{ пр } 2}^{\text{год}}, \dots, Q_{1 \text{ пр } i}^{\text{год}} \\ Q_{2 \text{ пр } 1}^{\text{год}}, Q_{2 \text{ пр } 2}^{\text{год}}, \dots, Q_{2 \text{ пр } i}^{\text{год}} \\ \dots \dots \dots \\ Q_{m \text{ пр } 1}^{\text{год}}, Q_{m \text{ пр } 2}^{\text{год}}, \dots, Q_{m \text{ пр } i}^{\text{год}}; \end{aligned}$$

объем производства предприятий объединения по каждому виду продукции, тыс. т/год (млн. руб./год):

$$\begin{aligned} C_{1 \text{ пр } 1}^{\text{год}}, C_{1 \text{ пр } 2}^{\text{год}}, \dots, C_{1 \text{ пр } i}^{\text{год}} \\ C_{2 \text{ пр } 1}^{\text{год}}, C_{2 \text{ пр } 2}^{\text{год}}, \dots, C_{2 \text{ пр } i}^{\text{год}} \\ \dots \dots \dots \\ C_{m \text{ пр } 1}^{\text{год}}, C_{m \text{ пр } 2}^{\text{год}}, \dots, C_{m \text{ пр } i}^{\text{год}}, \end{aligned}$$

где m — число видов продукции; i — число предприятий в объединении.

2.2.3. Норма расхода тепловой энергии в структурном подразделении данного уровня, Гкал/тыс. т (Гкал/млн. руб.),

$$Q_{\text{об}, m} = \frac{Q_{m \text{ пр } 1}^{\text{год}} + Q_{m \text{ пр } 2}^{\text{год}} + \dots + Q_{m \text{ пр } i}^{\text{год}}}{C_{m \text{ пр } 1}^{\text{год}} + C_{m \text{ пр } 2}^{\text{год}} + \dots + C_{m \text{ пр } i}^{\text{год}}}.$$

2.3. Предприятия угольной промышленности (III уровень)

2.3.1. Расход тепловой энергии предприятием, а также нормы ее расхода определяются суммированием по всем видам потребления по приведенной ниже методике.

2.3.2. Для определения расхода тепловой энергии на предприятии и нормы ее расхода необходимы следующие исходные данные:

годовые расходы тепловой энергии по всем видам потребления, Гкал/год,

$$Q_1^{\text{год}}, Q_2^{\text{год}}, \dots, Q_n^{\text{год}};$$

нормы расхода тепловой энергии по всем видам потребления, Гкал/тыс. т (Гкал/млн. руб.),

$$Q_1, Q_2, \dots, Q_n,$$

где n — число статей расхода тепловой энергии данным предприятием.

2.3.3. Годовой расход тепловой энергии предприятием, Гкал/год,

$$Q_{\text{пр}}^{\text{год}} = \sum_n Q_n^{\text{год}}.$$

2.3.4. Норма расхода тепловой энергии предприятием, Гкал/тыс. т (Гкал/млн. руб.),

$$Q_{\text{пр}} = \sum_n Q_n.$$

3. РАСЧЕТ НОРМ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ОТДЕЛЬНЫМИ ТЕПЛОПОТРЕБИТЕЛЯМИ

3.1. Расход тепловой энергии на нагрев воздуха, подаваемого в ствол (на шахтную калориферную установку)

Для расчета нормы расхода тепловой энергии шахтной калориферной установкой необходимы следующие исходные данные:

температура воздуха, подаваемого в ствол, $t_{\text{ш}}$, °C. $t_{\text{ш}}$ принимается: +10 °C — для шахт глубиной до 500 м и гидрошахт; +4 °C — для глубоких шахт; для шахт, расположенных в зонах многолетней мерзлоты, эта температура устанавливается техническим директором производственного объединения по согласованию с управлением округа Госгортехнадзора;

средняя температура наружного воздуха за период работы калориферной установки, $t_{\text{н.к}}$, °C. $t_{\text{н.к}}$ принимается по приложению 1: при $t_{\text{ш}} = 10$ °C — по графе 10; при $t_{\text{ш}} = 4$ °C по графе 8;

расход воздуха, подаваемого в шахту, $V_{\text{ш}}$, м³/с; продолжительность работы калориферной установки, $m_{\text{кал}}$, дней. $m_{\text{кал}}$ принимается по приложению 1: при $t_{\text{ш}} = 10$ °C — по графе 9; при $t_{\text{ш}} = 4$ °C — по графе 7; объем производства шахты C , тыс. т добычи.

Средний часовой расход тепловой энергии шахтной калориферной, ккал/ч,

$$Q_{\text{в}}^{\text{час}} = 1160 V_{\text{ш}} (t_{\text{ш}} - t_{\text{н.к}}).$$

Годовой расход тепловой энергии шахтной калориферной, Гкал/год,

$$Q_{\text{в}}^{\text{год}} = 24 m_{\text{кал}} Q_{\text{в}}^{\text{час}} 10^{-6}.$$

Норма расхода тепловой энергии шахтной калориферной, Гкал/тыс. т,

$$Q_{\text{в}} = Q_{\text{в}}^{\text{год}} / C.$$

3.2. Расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий и сооружений

Для расчета норм расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий и сооружений необходимы следующие исходные данные:

нормируемая внутренняя температура здания $t_{вн}$, °С (принимается по приложению 2 для каждого здания);

средняя температура воздуха за отопительный период $t_{ср}$, °С (принимается по приложению 1 в зависимости от местоположения предприятия);

расчетная температура воздуха для отопления t_p , °С (принимается по приложению 1 в зависимости от местоположения предприятия);

удельная тепловая отопительная характеристика здания $q_{от}$, ккал/м³·ч·°С (принимается по приложению 2 для каждого здания);

суммарная производительность вентиляционных установок в здании ΣL , м³/ч, или удельная тепловая вентиляционная характеристика здания q_v , ккал/м³·ч·°С (принимается по приложению 2 для каждого здания);

кубатура (объем) здания по наружному обмеру $V_{зд}$, м³;

длительность отопительного периода в год $m_{ов}$, дней (принимается по приложению 1 в зависимости от местоположения предприятия);

число часов работы цеха в сутки τ , ч;

объем производства предприятия C , тыс. т/год (млн. руб/год);

расчетная скорость ветра W , м/с (см. приложение 1).

Максимальный часовой расход тепловой энергии на отопление зданий (ккал/ч) определяется по укрупненным показателям (по удельной отопительной тепловой характеристике):

$$Q_{от}^{час} = K q_{от} V_{зд} (t_{вн} - t_p),$$

где K — коэффициент, учитывающий влияние скорости ветра. K принимается: при расчетной скорости ветра до 5 м/с — 1; от 5 до 8 м/с — 1,1, свыше 8 м/с — 1,2.

Годовой расход тепла на отопление зданий, Гкал/год,

$$Q_{от}^{год} = 24 Q_{от}^{час} \frac{m_{ов} (t_{вн} - t_p)}{10^6 (t_{вн} - t_p)}.$$

Норма расхода тепловой энергии на отопление, Гкал/тыс. т (Гкал/млн. руб.)

$$Q_{от} = Q_{от}^{год} / C.$$

Максимальный часовой расход тепловой энергии на вентиляцию зданий может определяться:

по производительности вентиляционных установок (при наличии паспортных или проектных данных по вентиляционным установкам), ккал/ч,

$$Q_{вент}^{час} = 0,315 \sum L (t_{вн} - t_p);$$

по укрупненным показателям (по удельной вентиляционной тепловой характеристике), ккал/ч,

$$Q_{вент}^{час} = q_v V_{зд} (t_{вн} - t_p).$$

Годовой расход тепловой энергии на вентиляцию зданий, Гкал/год,

$$Q_{вент}^{год} = \frac{Q_{вент}^{час} \tau m_{ов} (t_{вн} - t_{ср})}{(t_{вн} - t_p) 10^6}.$$

Норма расхода тепловой энергии на вентиляцию, Гкал/год (Гкал/млн. руб.),

$$Q_{вент} = Q_{вент}^{год} / C.$$

3.3. Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые и санитарно-гигиенические нужды (х. с. н)

3.3.1. Тепловая энергия, идущая на хозяйственно-бытовые и санитарно-гигиенические нужды, расходуется в душах, прачечных, умывальниках и столовых.

3.3.2. Для расчета нормы расхода тепловой энергии на х. с. н необходимы следующие исходные данные:

списочное число трудящихся на предприятии N , чел.;

количество стирок комплектов белья и спецодежды в год n_c . n_c принимается: для предприятий с технологией бытового обслуживания трудящихся и оборудованием прачечных, рассчитанных на ежедневную стирку рабочей одежды, — 300; для предприятий с периодичной стиркой рабочей одежды — 50;

объем производства предприятия C , тыс. т/год (млн. руб/год).

3.3.3. Годовой расход тепловой энергии на души и умывальники, Гкал/год,

$$Q_d^{\text{год}} = 0,6N.$$

3.3.4. Годовой расход тепловой энергии на прачечную, Гкал/год,

$$Q_{\text{пр}}^{\text{год}} = 0,007n_c N.$$

3.3.5. Годовой расход тепловой энергии на столовую, Гкал/год,

$$Q_{\text{ст}}^{\text{год}} = 0,05N.$$

3.3.6. Суммарный годовой расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые и санитарно-гигиенические нужды, Гкал/год,

$$Q_{\text{х. с. н}}^{\text{год}} = Q_d^{\text{год}} + Q_{\text{пр}}^{\text{год}} + Q_{\text{ст}}^{\text{год}}.$$

3.3.7. Норма расхода тепловой энергии на хозяйственно-бытовые и санитарно-гигиенические нужды, Гкал/тыс. т (Гкал/млн. руб.),

$$Q_{\text{х. с. н}} = Q_{\text{х. с. н}}^{\text{год}} / C.$$

3.4. Расход тепловой энергии на потери в тепловых сетях

3.4.1. Для расчета нормы расхода тепловой энергии на потери в сетях необходимы следующие исходные данные:

вид прокладки тепловых сетей;

вид теплоносителя;

годовой расход тепловой энергии $Q^{\text{год}}$, Гкал/год;

объем производства предприятия C , тыс. т/год (млн. руб/год);

3.4.2. Потери тепловой энергии в сетях $q_{\text{сет}}$ определяются в % от годового расхода тепловой энергии по табл. 2.

Т а б л и ц а 2

Потери тепловой энергии в сетях

Годовой расход тепловой энергии, Гкал/год	Вид прокладки			
	подземная		воздушная	
	Вид теплоносителя			
	вода	пар	вода	пар
До 5 000	5,0	7,0	7,0	12,0
5 000—10 000	3,5	5,5	5,5	8,0
10 000—20 000	2,5	4,0	4,0	6,0
20 000—40 000	2,0	3,0	3,0	4,5
Свыше 40 000	1,5	2,5	2,5	3,0

3.4.3. При наличии на промплощадке сетей с различным видом прокладки значение потерь в сетях $q_{\text{сет}}^{\text{тепл}}$ (%) для каждого теплоносителя вычисляется по следующей формуле:

$$q_{\text{сет}}^{\text{тепл}} = q_{\text{сет}1} n_1 + q_{\text{сет}2} n_2,$$

где $q_{\text{сет}1}$, $q_{\text{сет}2}$ — значения потерь тепловой энергии в сетях, %. Определяются в зависимости от вида прокладки по табл. 2; n_1 , n_2 — отношение длины сети с данным видом прокладки (в долях единицы) к общей протяженности тепловой сети с данным видом теплоносителя.

3.4.4. Общее значение потерь в сетях $q_{\text{сет}}$ (%) с различными теплоносителями определяется по формуле

$$q_{\text{сет}} = q_{\text{сет}}^{\text{тепл}1} n_3 + q_{\text{сет}}^{\text{тепл}2} n_4,$$

где n_3 , n_4 — отношение длины сети с данным видом теплоносителя (в долях единицы) к общей протяженности сети.

3.4.5. Годовой расход тепловой энергии на потери в сетях, Гкал/год,

$$Q_{\text{сет}}^{\text{год}} = \frac{Q^{\text{год}} q_{\text{сет}}}{100}.$$

Норма расхода тепловой энергии на потери в сетях, Гкал/тыс. т (Гкал/млн. руб.),

$$Q_{\text{сет}} = Q_{\text{сет}}^{\text{год}} / C.$$

3.5. Расход тепловой энергии на технологические нужды брикетных фабрик

3.5.1. Расход тепловой энергии на сушку сырья для брикетирования.

Для расчета нормы расхода и годового расхода тепловой энергии на сушку сырья для брикетирования в паровой сушилке необходимы следующие исходные данные:

- количество установленных сушилок n ;
- начальная влажность сушеного угля — ω_1 , %;
- начальная температура сушеного угля $t_{1\text{М}}$, °C;
- конечная влажность сушеного угля ω_2 , %;
- конечная температура сушеного угля $t_{2\text{М}}$, °C;

(для каждой сушилки)

производительность каждой сушилки $C_{\text{суш}}$, тыс. т брикетов/год;

температура паро-воздушной смеси за сушилкой $t''_{\text{суш}}$, °C;

(для каждой сушилки)

расход тепловой энергии на испарение влаги $q_{\text{и.в}}$, ккал/кг испаренной влаги (определяется по приложению 3 в зависимости от температуры паровоздушной смеси за сушилкой $t''_{\text{суш}}$ и начальной температуры материала $t_{1\text{М}}$);

расход тепловой энергии на нагрев воздуха $\Delta q_{\text{возд}}$, ккал/кг испаренной влаги (определяется по приложению 3 в зависимости от температуры паровоздушной смеси за сушилкой $t''_{\text{суш}}$ и конечной температуры материала $t_{2\text{М}}$);

расход тепловой энергии на нагрев материала $\Delta q_{\text{м}}$, ккал/кг испаренной влаги (определяется по приложению 3 в зависимости от начальной и конечной влажности сушеного материала и величины его нагрева $t_{2\text{М}} - t_{1\text{М}}$).

Норма расхода тепловой энергии на сушку сырья для брикетирования в паровой сушилке (Гкал/тыс. т брикетов) рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{суш}} = K_1 \frac{\omega_1 - \omega_2}{100 - \omega_1} (q_{\text{и.в}} + \Delta q_{\text{возд}} + \Delta q_{\text{м}}),$$

где K_1 — коэффициент, учитывающий потери тепла сушилкой в окружающую среду и потери материала с пылью и боем брикетов. Для нетеплоизолированных сушилок $K_1 = 1,1$; для теплоизолированных сушилок $K_1 = 1,08$.

Годовой расход тепла паровыми сушилками, Гкал/год,

$$Q_{\text{суш}}^{\text{год}} = Q_{1 \text{ суш}} C_{1 \text{ суш}} + \dots + Q_{n \text{ суш}} C_{n \text{ суш}},$$

где $Q_{n \text{ суш}}$ — норма расхода тепловой энергии n -й сушилкой, Гкал/тыс. т брикетов; $C_{n \text{ суш}}$ — производительность n -й сушилки, тыс. т брикетов/год.

3.5.2. Расход тепловой энергии на паровой привод и разогрев головок брикетных прессов.

Для расчета нормы расхода и годового расхода тепловой энергии брикетными прессами необходимы следующие исходные данные:

расход энергии на 1 т брикетов, e , кВт·ч/т брикетов (по паспорту пресса);

относительный эффективный к. п. д. пресса η в долях единицы (по паспорту пресса);

число установленных на фабрике штемпелей n ;

среднее число разогревов каждого штемпеля за год m ;

объем производства фабрики $C_{\text{ф}}$, тыс. т брикетов.

Норма расхода тепловой энергии на привод парового пресса, Гкал/тыс. т брикетов:

$$Q_{\text{п}} = 0,859 \frac{e}{\eta}.$$

При установке различных прессов норма расхода тепловой энергии на привод паровых прессов (Гкал/тыс. т брикетов) подсчитывается по формуле

$$Q_{\text{п общ}} = \frac{Q_{\text{п1}} C_1 + Q_{\text{п2}} C_2 + \dots}{C_1 + C_2 + \dots},$$

де $Q_{\text{п1}}$, $Q_{\text{п2}}$ и т. д. — норма расхода тепловой энергии на привод каждого из прессов, Гкал/тыс. т брикетов; C_1 , C_2 и т. д. — производительность каждого из прессов, т брикетов/год.

Норма расхода тепловой энергии на разогрев головок, Гкал/тыс. т брикетов,

$$Q_{\text{р}} = 0,215 \frac{mn}{C_{\text{ф}}}.$$

Суммарная норма расхода тепловой энергии прессами, Гкал/тыс. т брикетов,

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\text{п}} + Q_{\text{р}}.$$

Годовой расход тепловой энергии паровыми прессами, Гкал/год,

$$Q_{\text{пр}}^{\text{год}} = Q_{\text{пр}} C_{\text{ф}}.$$

3.5.3. Расход тепловой энергии на подогрев связующего.

Для расчета годового расхода и нормы расхода тепловой энергии на подогрев связующего необходимы следующие исходные данные:

объем производства фабрики $C_{\text{ф}}$, тыс. т брикетов/год;

вид связующего;

годовое потребление применяемого связующего $G_{\text{св}}$, т/год;

площадь поверхности хранилища для связующего $F_{\text{хр}}$, м²;

температура, до которой производится подогрев связующего в цистернах, $t_{\text{св1}}$, °C;

температура, при которой производится хранение связующего в хранилищах, $t_{\text{хр}}$, °C;

средняя годовая температура $t_{\text{ср}}^{\text{год}}$, °C (определяется по приложению 1 в зависимости от географического местоположения предприятия).

Годовой расход тепловой энергии на подогрев связующего, Гкал/год,

$$Q_{\text{п.с}}^{\text{год}} = G_{\text{св}} (t_{\text{св1}} - t_{\text{ср}}^{\text{год}}) A + B F_{\text{хр}} (t_{\text{хр}} - 10),$$

де A , B — коэффициенты, зависящие от вида связующего.

Вид связующего	A	B
Битум	$0,385 \cdot 10^{-3}$	$5,29 \cdot 10^{-3}$
Пек	$0,505 \cdot 10^{-3}$	$1,76 \cdot 10^{-3}$

Норма расхода тепловой энергии на подогрев связующего для брикетирования, Гкал/тыс. т брикетов,

$$Q_{п.с} = Q_{п.с}^{\text{год}}/C_{\phi}.$$

3.6. Расход тепловой энергии на технологические нужды обогатительных фабрик

3.6.1. Расход тепловой энергии на приготовление эмульсии.

Трехкомпонентная эмульсия, в состав которой входят нефтесодержащие пленкообразующие вещества, применяется в установках для нанесения пленки для защиты от выветривания мелких фракций угля при транспортировке.

Для расчета годового расхода и нормы расхода тепловой энергии на приготовление эмульсии необходимы следующие исходные данные:

годовая производительность фабрики по отгрузке обрабатываемого пленкой угля C_1 , млн. т;

чистое фактическое время погрузки T , ч/сут;

объем производимой продукции C , млн. руб/год.

Годовой расход тепловой энергии на приготовление эмульсии, Гкал/год,

$$Q_{эм}^{\text{год}} = 4\,920 + 30C_1 + 166T.$$

Норма расхода тепловой энергии на приготовление эмульсии, Гкал/млн. руб.,

$$Q_{эм} = Q_{эм}^{\text{год}}/C.$$

4. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА НОРМ РАСХОДА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Пример 1

Рассчитать годовой расход и норму расхода тепловой энергии шахтой глубиной свыше 500 м, расположенной в районе г. Ворошиловграда, производственная мощность которой составляет $C = 1000$ тыс. т/год. На промплощадке шахты имеются следующие основные здания: надшахтное здание главного ствола; надшахтное здание вспомогательного ствола; здание подъемных машин; адмбыт-комбинат (АБК); котельная; вентиляторная; столовая.

Теплоносителем на промплощадке является горячая вода.

Вид прокладки тепловых сетей: воздушная прокладка — 40 %; подземная прокладка в непроходных каналах — 60 %.

Расход воздуха, подаваемого в ствол, — 150 м³/с.

Списочный состав трудящихся шахты — 1800 человек.

Для определения годового расхода и нормы расхода тепловой энергии шахтой производится расчет по каждой статье расхода: на нагрев воздуха, подаваемого в ствол (на шахтную калориферную установку); на отопление и вентиляцию; на хозяйственно-бытовые и санитарно-гигиенические нужды; на потери в тепловых сетях.

Расход тепловой энергии на шахтную калориферную установку Исходные данные

№ п/п	Наименование	Обозначение	Размерность	Числовые значения	Примечание
1	Средняя температура наружного воздуха	$t_{н.к}$	°С	—5,8	Приложение 1
2	Температура воздуха, подаваемого в ствол	$t_{ш}$	°С	4	
3	Расход воздуха, подаваемого в ствол	$V_{ш}$	м ³ /с	150	Приложение 1
4	Продолжительность работы шахтной калориферной установки	$m_{\text{кал}}$	дней	148	Приложение 1

Таблица расчета

№ п/п	Наименование	Обозначение	Размерность	Расчетная формула	Числовой расчет	Результат
1	Средний часовой расход тепловой энергии шахтной calorиферной установкой	$Q_{\text{в}}^{\text{час}}$	ккал/ч	$1160 V_{\text{ш}} (t_{\text{ш}} - t_{\text{в.к}})$	$1160 \cdot 150 (4 + 5,8)$	1 705 200
2	Годовой расход тепловой энергии шахтной calorиферной установкой	$Q_{\text{в}}^{\text{год}}$	Гкал/год	$24 m_{\text{кал}} Q_{\text{в}}^{\text{час}} 10^{-6}$	$24 \cdot 148 \cdot 1 705 200 \cdot 10^{-6}$	6 022
3	Норма расхода тепловой энергии шахтной calorиферной установкой	$Q_{\text{в}}$	Гкал/тыс. т	$\frac{Q_{\text{в}}^{\text{год}}}{C}$	$\frac{6022}{1000}$	6,02

Расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию
Исходные данные

№ п/п	Наименование	Обозначение	Размерность	Числовое значение	Примечание
1	Общие данные по шахте				
1	Средняя температура воздуха за отопительный период	$t_{\text{ср}}$	°C	-1,6	Приложение 1
2	Расчетная температура воздуха	$t_{\text{р}}$	°C	-25	То же
3	Длительность отопительного периода	$m_{\text{ов}}$	дней	180	»
4	Число часов работы в сутки	τ	ч	16	»
5	Расчетная скорость ветра	W	м/с	3	»
По каждому зданию					
1	Надшахтное здание главного ствола				
1	Кубатура здания	$V_{\text{зд}}$	м³	21 000	Приложение 2
2	Нормируемая внутренняя температура здания	$t_{\text{вн}}$	°C	16	

3	4	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220	221	222	223	224	225	226	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363	364	365	366	367	368	369	370	371	372	373	374	375	376	377	378	379	380	381	382	383	384	385	386	387	388	389	390	391	392	393	394	395	396	397	398	399	400	401	402	403	404	405	406	407	408	409	410	411	412	413	414	415	416	417	418	419	420	421	422	423	424	425	426	427	428	429	430	431	432	433	434	435	436	437	438	439	440	441	442	443	444	445	446	447	448	449	450	451	452	453	454	455	456	457	458	459	460	461	462	463	464	465	466	467	468	469	470	471	472	473	474	475	476	477	478	479	480	481	482	483	484	485	486	487	488	489	490	491	492	493	494	495	496	497	498	499	500	501	502	503	504	505	506	507	508	509	510	511	512	513	514	515	516	517	518	519	520	521	522	523	524	525	526	527	528	529	530	531	532	533	534	535	536	537	538	539	540	541	542	543	544	545	546	547	548	549	550	551	552	553	554	555	556	557	558	559	560	561	562	563	564	565	566	567	568	569	570	571	572	573	574	575	576	577	578	579	580	581	582	583	584	585	586	587	588	589	590	591	592	593	594	595	596	597	598	599	600	601	602	603	604	605	606	607	608	609	610	611	612	613	614	615	616	617	618	619	620	621	622	623	624	625	626	627	628	629	630	631	632	633	634	635	636	637	638	639	640	641	642	643	644	645	646	647	648	649	650	651	652	653	654	655	656	657	658	659	660	661	662	663	664	665	666	667	668	669	670	671	672	673	674	675	676	677	678	679	680	681	682	683	684	685	686	687	688	689	690	691	692	693	694	695	696	697	698	699	700	701	702	703	704	705	706	707	708	709	710	711	712	713	714	715	716	717	718	719	720	721	722	723	724	725	726	727	728	729	730	731	732	733	734	735	736	737	738	739	740	741	742	743	744	745	746	747	748	749	750	751	752	753	754	755	756	757	758	759	760	761	762	763	764	765	766	767	768	769	770	771	772	773	774	775	776	777	778	779	780	781	782	783	784	785	786	787	788	789	790	791	792	793	794	795	796	797	798	799	800	801	802	803	804	805	806	807	808	809	810	811	812	813	814	815	816	817	818	819	820	821	822	823	824	825	826	827	828	829	830	831	832	833	834	835	836	837	838	839	840	841	842	843	844	845	846	847	848	849	850	851	852	853	854	855	856	857	858	859	860	861	862	863	864	865	866	867	868	869	870	871	872	873	874	875	876	877	878	879	880	881	882	883	884	885	886	887	888	889	890	891	892	893	894	895	896	897	898	899	900	901	902	903	904	905	906	907	908	909	910	911	912	913	914	915	916	917	918	919	920	921	922	923	924	925	926	927	928	929	930	931	932	933	934	935	936	937	938	939	940	941	942	943	944	945	946	947	948	949	950	951	952	953	954	955	956	957	958	959	960	961	962	963	964	965	966	967	968	969	970	971	972	973	974	975	976	977	978	979	980	981	982	983	984	985	986	987	988	989	990	991	992	993	994	995	996	997	998	999	1000	1001	1002	1003	1004	1005	1006	1007	1008	1009	1010	1011	1012	1013	1014	1015	1016	1017	1018	1019	1020	1021	1022	1023	1024	1025	1026	1027	1028	1029	1030	1031	1032	1033	1034	1035	1036	1037	1038	1039	1040	1041	1042	1043	1044	1045	1046	1047	1048	1049	1050	1051	1052	1053	1054	1055	1056	1057	1058	1059	1060	1061	1062	1063	1064	1065	1066	1067	1068	1069	1070	1071	1072	1073	1074	1075	1076	1077	1078	1079	1080	1081	1082	1083	1084	1085	1086	1087	1088	1089	1090	1091	1092	1093	1094	1095	1096	1097	1098	1099	1100	1101	1102	1103	1104	1105	1106	1107	1108	1109	1110	1111	1112	1113	1114	1115	1116	1117	1118	1119	1120	1121	1122	1123	1124	1125	1126	1127	1128	1129	1130	1131	1132	1133	1134	1135	1136	1137	1138	1139	1140	1141	1142	1143	1144	1145	1146	1147	1148	1149	1150	1151	1152	1153	1154	1155	1156	1157	1158	1159	1160	1161	1162	1163	1164	1165	1166	1167	1168	1169	1170	1171	1172	1173	1174	1175	1176	1177	1178	1179	1180	1181	1182	1183	1184	1185	1186	1187	1188	1189	1190	1191	1192	1193	1194	1195	1196	1197	1198	1199	1200	1201	1202	1203	1204	1205	1206	1207	1208	1209	1210	1211	1212	1213	1214	1215	1216	1217	1218	1219	1220	1221	1222	1223	1224	1225	1226	1227	1228	1229	1230	1231	1232	1233	1234	1235	1236	1237	1238	1239	1240	1241	1242	1243	1244	1245	1246	1247	1248	1249	1250	1251	1252	1253	1254	1255	1256	1257	1258	1259	1260	1261	1262	1263	1264	1265	1266	1267	1268	1269	1270	1271	1272	1273	1274	1275	1276	1277	1278	1279	1280	1281	1282	1283	1284	1285	1286	1287	1288	1289	1290	1291	1292	1293	1294	1295	1296	1297	1298	1299	1300	1301	1302	1303	1304	1305	1306	1307	1308	1309	1310	1311	1312	1313	1314	1315	1316	1317	1318	1319	1320	1321	1322	1323	1324	1325	1326	1327	1328	1329	1330	1331	1332	1333	1334	1335	1336	1337	1338	1339	1340	1341	1342	1343	1344	1345	1346	1347	1348	1349	1350	1351	1352	1353	1354	1355	1356	1357	1358	1359	1360	1361	1362	1363	1364	1365	1366	1367	1368	1369	1370	1371	1372	1373	1374	1375	1376	1377	1378	1379	1380	1381	1382	1383	1384	1385	1386	1387	1388	1389	1390	1391	1392	1393	1394	1395	1396	1397	1398	1399	1400	1401	1402	1403	1404	1405	1406	1407	1408	1409	1410	1411	1412	1413	1414	1415	1416	1417	1418	1419	1420	1421	1422	1423	1424	1425	1426	1427	1428	1429	1430	1431	1432	1433	1434	1435	1436	1437	1438	1439	1440	1441	1442	1443	1444	1445	1446	1447	1448	1449	1450	1451	1452	1453	1454	1455	1456	1457	1458	1459	1460	1461	1462	1463	1464	1465	1466	1467	1468	1469	1470	1471	1472	1473	1474	1475	1476	1477	1478	1479	1480	1481	1482	1483	1484	1485	1486	1487	1488	1489	1490	1491	1492	1493	1494	1495	1496	1497	
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	--

Таблица расчета

№ п/п	Наименование	Обозначение	Размерность	Расчетная формула	Числовой расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	Максимальный часовой расход тепловой энергии на отопление	$Q_{от, i}^{час}$	ккал/ч	$Kq_{от} V_{зд} (t_{вн} - t_p)$		
1	Надшахтное здание главного ствола				$1.0, 5.21\ 000 (16+25)$	$0,431 \cdot 10^6$
2	Надшахтное здание вспомогательного ствола				$1.0, 5.15\ 000 (16+25)$	$0,308 \cdot 10^6$
3	Здание подъемных машин				$1.0, 35.9\ 800 (16+25)$	$0,141 \cdot 10^6$
4	АБК				$1.0, 27.45\ 000 (22+25)$	$0,571 \cdot 10^6$
5	Котельная				$1.0, 4.12\ 000 (12+25)$	$0,178 \cdot 10^6$
6	Вентиляторная				$1.0, 60.5\ 000 (16+25)$	$0,123 \cdot 10^6$
7	Столовая				$1.0, 43.3\ 000 (16+25)$	$0,053 \cdot 10^6$
	Годовой расход тепловой энергии на отопление	$Q_{от, i}^{год}$	Гкал/год	$24Q_{от}^{час} \frac{m_{ов} (t_{вн} - t_{ср})}{(t_{вн} - t_p)} 10^6$		
1	Надшахтное здание главного ствола				$24 \cdot 0,431 \cdot 10^6 \cdot 180 (16 + 1,6)$ $(16 + 25) 10^6$	793,2
2	Надшахтное здание вспомогательного ствола				$24 \cdot 0,308 \cdot 10^6 \cdot 180 (16 + 1,6)$ $(16 + 25) 10^6$	571,2
3	Здание подъемных машин				$24 \cdot 0,141 \cdot 10^6 \cdot 180 (16 + 1,6)$ $(16 + 25) 10^6$	261,5
4	АБК				$24 \cdot 0,571 \cdot 10^6 \cdot 180 (22 + 1,6)$ $(22 + 25) 10^6$	1 238,6
5	Котельная				$24 \cdot 0,178 \cdot 10^6 \cdot 180 (12 + 1,6)$ $(12 + 25) 10^6$	282,7
6	Вентиляторная				$24 \cdot 0,123 \cdot 10^6 \cdot 180 (16 + 1,6)$ $(16 + 25) 10^6$	282,7

7	Столовая	$Q_{от}^{год}$	Гкал/год	$\sum_i Q_{от, i}^{год}$	$24 \cdot 0,053 \cdot 10^6 \cdot 180 \cdot (16 + 1,6) \cdot (16 + 25) 10^6$	98,3
	Суммарный головой расход тепловой энергии на отопление				$793,2 + 571,2 + 261,5 + 1\,238,6 + 282,7 + 228,1 + 98,3$	3 473,6
	Часовой расход тепловой энергии на вентиляцию	$Q_{вент, i}^{час}$	ккал/ч			
1	Надшахтное здание главного ствола			$0,315 \Sigma L (t_{вн} - t_p)$	$0,315 \cdot 40\,000 (16 + 25)$	$0,52 \cdot 10^6$
2	Надшахтное здание вспомогательного ствола				$0,315 \cdot 35\,000 (16 + 25)$	$0,45 \cdot 10^6$
3	АБК			$q_{в} V_{зд} (t_{вн} - t_p)$	$0,5 \cdot 45\,000 (22 + 25)$	$1,06 \cdot 10^6$
4	Столовая			$q_{в} V_{зд} (t_{вн} - t_p)$	$1,1 \cdot 3\,000 (16 + 25)$	$0,135 \cdot 10^6$
	Головой расход тепловой энергии на вентиляцию	$Q_{вент, i}^{год}$	Гкал/год	$Q_{вент, i}^{час} m_{ов} \tau (t_{вн} - t_{ср}) / (t_{вн} - t_p) 10^6$		
1	Надшахтное здание главного ствола				$0,52 \cdot 10^6 \cdot 180 \cdot 16 (16 + 1,6) \cdot (16 + 25) 10^6$	642,9
2	Надшахтное здание вспомогательного ствола				$0,45 \cdot 10^6 \cdot 180 \cdot 16 (16 + 1,6) \cdot (16 + 25) 10^6$	556,3
3	АБК				$1,06 \cdot 10^6 \cdot 180 \cdot 16 (22 + 1,6) \cdot (22 + 25) 10^6$	1 532,9
4	Столовая				$0,135 \cdot 10^6 \cdot 180 \cdot 16 (16 + 1,6) \cdot (16 + 25) 10^6$	166,9
	Суммарный головой расход тепловой энергии на вентиляцию	$Q_{вент}^{год}$	Гкал/год	$\Sigma Q_{вент, i}^{год}$	$642,9 + 556,3 + 1\,532,9 + 166,9$	2 899
	Норма расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию	$Q_{от+вент}$	Гкал/тыс. т	$\frac{Q_{от}^{год} + Q_{вент}^{год}}{C}$	$\frac{3473,6 + 2\,899}{1000}$	6,37

Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые и санитарно-гигиенические нужды
Исходные данные

№ п/п	Наименование	Обозначение	Размерность	Числовое значение	Примечание
1	2	3	4	5	6
1 2	Списочный состав трудящихся шахты Количество стирок белья и спецодежды	N n_c	чел стирок/год	1800 50	

Таблица расчета

№ п/п	Наименование	Обозначение	Размерность	Расчетная формула	Числовой расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Годовой расход тепловой энергии на души и умывальники	$Q_{\text{д}}^{\text{год}}$	Гкал/год	$0,6N$	$0,6 \cdot 1800$	1080
2	Годовой расход тепловой энергии на прачечную	$Q_{\text{пр}}^{\text{год}}$	Гкал/год	$0,007 n_c N$	$0,007 \cdot 50 \cdot 1800$	630
3	Годовой расход тепловой энергии на столовую	$Q_{\text{ст}}^{\text{год}}$	Гкал/год	$0,05N$	$0,05 \cdot 1800$	90
4	Суммарный годовой расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые и санитарно-гигиенические нужды	$Q_{\text{х.с.н.}}^{\text{год}}$	Гкал/год	$Q_{\text{д}}^{\text{год}} + Q_{\text{пр}}^{\text{год}} + Q_{\text{ст}}^{\text{год}}$	$1080 + 630 + 90$	1800
5	Годовая норма расхода тепловой энергии на хозяйственно-бытовые и санитарно-гигиенические нужды	$Q_{\text{х.с.н.}}$	Гкал/тыс. т	$\frac{Q_{\text{х.с.н.}}^{\text{год}}}{C}$	$\frac{1800}{1000}$	1,8

Расход тепловой энергии на потери в тепловых сетях
Исходные данные

№ п/п	Наименование	Обозначение	Размерность	Числовое значение	Примечание
1	Расход тепловой энергии шахтной калориферной	$Q_{\text{в}}^{\text{год}}$	Гкал/год	5 525	
2	Расход тепловой энергии на отопление	$Q_{\text{от}}^{\text{год}}$	Гкал/год	3 473,6	
3	Расход тепловой энергии на вентиляцию	$Q_{\text{вент}}^{\text{год}}$	Гкал/год	2 899	
4	Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые и санитарно-гигиенические нужды	$Q_{\text{х.с.н.}}^{\text{год}}$	Гкал/год	1 800	
Итого					
5	Потери тепловой энергии в сетях при подземной прокладке	$q_{\text{подз}}$	%	2,5	См. п. 3.4 табл. 2
6	Потери тепловой энергии в сетях при воздушной прокладке	$q_{\text{возд}}$	%	4,0	См. п. 3.4 табл. 2
7	Теплоноситель — вода: прокладка подземная прокладка воздушная	n_1 n_2	% %	60 40	

Таблица расчета

№ п/п	Наименование	Обозначение	Размерность	Расчетная формула	Числовой расчет	Результат
1	Годовой расход тепловой энергии на нужды шахты	$Q_1^{\text{год}}$	Гкал/год	$Q_{\text{в}}^{\text{год}} + Q_{\text{от}}^{\text{год}} + Q_{\text{вент}}^{\text{год}} + Q_{\text{х.с.н.}}^{\text{год}}$	5 525 + 3 473,6 + 2 899 + 1 800	13 697,6
2	Расход тепловой энергии на потери в сетях	$Q_{\text{сет}}^{\text{год}}$	Гкал/год	$\frac{Q_1^{\text{год}} (q_{\text{подз}} n_1 + q_{\text{возд}} n_2)}{100}$	$\frac{13 697,6 (2,5 \cdot 0,6 + 4,0 \cdot 4)}{100}$	424,6

Расход тепловой энергии шахтой
Исходные данные

№ п/п	Наименование	Обозначение	Размерность	Числовое значение	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	Годовой расход тепловой энергии на нужды шахты	$Q_1^{\text{год}}$	Гкал/год	13 697,6	
2	Расход тепловой энергии на потери в сетях	$Q_{\text{сет}}^{\text{год}}$	Гкал/год	424,6	

Таблица расчета

№ п/п	Наименование	Обозначение	Размерность	Расчетная формула	Числовой расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Суммарный годовой расход тепловой энергии шахтой	$Q_{\text{ш}}^{\text{год}}$	Гкал/год	$Q_1^{\text{год}} + Q_{\text{сет}}^{\text{год}}$	$13\,697,6 + 424,6$	14 122,2
2	Норма расхода тепловой энергии шахтой на добычу угля	$Q_{\text{ш}}$	Гкал/тыс. т	$Q_{\text{ш}}^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{ш}}^{\text{год}}}{C}$	$\frac{14\,122,2}{1000}$	14,122

Пример 2

Рассчитать норму расхода тепловой энергии объединением,
в которое входят четыре шахты

Исходные данные

№ п/п	Наименование	Обозначение	Размерность	Числовое значение
1	2	3	4	5
1	Годовой расход тепловой энергии по шахте: № 1 № 2 № 3 № 4	$Q_i^{\text{год}}$	Гкал/год	8 975 38 400 17 520 28 000
2	Производительность шахты: № 1 № 2 № 3 № 4	$C_i^{\text{год}}$	тыс. т/год	1 000 3 200 2 500 2 800

Таблица расчета

№ п/п	Наименование	Обозначение	Размерность	Расчетная формула	Числовой расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Норма расхода тепловой энергии объединением на добычу угля	$Q_{\text{об}}^y$	Гкал/тыс. т	$\frac{\sum Q_i^{\text{год}}}{\sum C_i^{\text{год}}}$	$\frac{8 975 + 38 400 + 17 520 + 28 000}{1 000 + 3 200 + 2 500 + 2 800}$	9,8

Климатологические данные

№ п/п	Пункт	Отопление и вентиляция					Шахтные калориферные установки					Средняя годовая темпе- ратура $t_{\text{год}}, ^\circ\text{C}$ ср
		Длитель- ность отопи- тельного периода $m_{\text{от}}, \text{дней}$	Средняя темпе- ратура отопля- тельного периода $t_{\text{ср}}, ^\circ\text{C}$	Расчет- ная темпе- ратура воздуха $t_p, ^\circ\text{C}$	Расчет- ная скорость ветра, $w, \text{м/с}$	Температура воздуха, подаваемого в ствол						
						$+4 ^\circ\text{C}$		$+10 ^\circ\text{C}$				
						Длитель- ность периода $m_{\text{кад}}, \text{дней}$	Средняя темпе- ратура $t_{\text{н.к}}, ^\circ\text{C}$	Длитель- ность периода $m_{\text{кад}}, \text{дней}$	Средняя темпе- ратура $t_{\text{н.к}}, ^\circ\text{C}$			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
1	Александровск-Сахалинский	238	-6,2	-26	7,8	203	-12,6	255	-3	0,3		
2	Ангрен	130	2,4	-15	1,7	86	-3,2	152	4	13,3		
3	Ачинск	238	-7,9	-41	5,7	210	-14,9	252	-4,4	-0,2		
4	Владивосток	201	-4,8	-26	9	170	-10,4	217	-2	4,0		
5	Ворошиловград	180	-1,6	-25	5,3	148	-5,8	196	0,5	8,0		
6	Воркута	299	-9,9	-4,1	10,1	270	-18	314	-5,8	-6,3		
7	Днепронетровск	175	-1,0	-24	5,5	143	-5,0	191	1	8,5		
8	Донецк	183	-1,8	-24	6,3	150	-5,9	200	0,3	7,5		
9	Инта	299	-9,9	-40	10,1	270	-19	314	-5,8	-6,3		
10	Каменск-Шахтинский	178	-1,7	-25	4,7	148	-5,9	193	0,5	8,2		
11	Канск	268	-12,2	-42	7,3	225	-20,1	290	-8,8	-5,5		
12	Караганда	212	-7,5	-30	7,3	212	-10,1	255	-3	0,3		

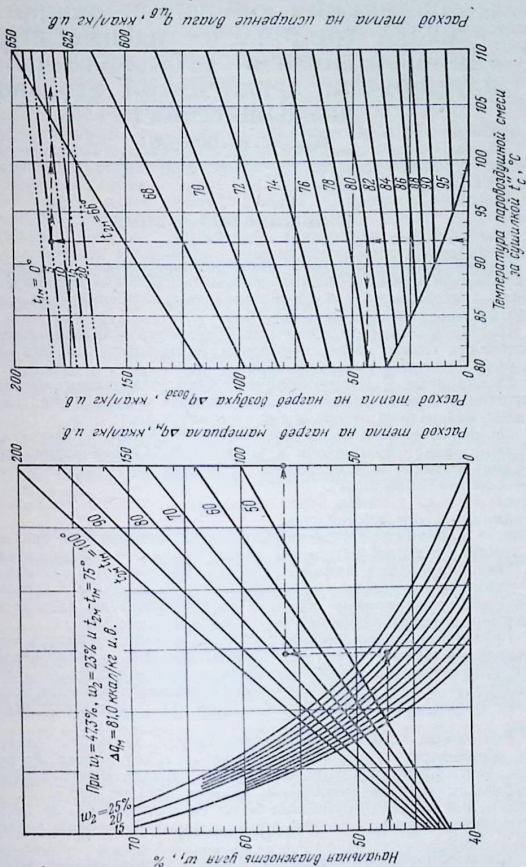
13	Кемерово	232	-8,8	-38	6,8	205	-16,9	245	-4,8	-0,4
14	Кизел	243	-6,6	-35	5,0	211	-13,8	259	-3,0	0,1
15	Кировград	185	-1,0	-21	4,8	147	-5	204	1,0	7,5
16	Киселевск	228	-8,0	-38	5,5	203	-15	241	-4,2	0,4
17	Кохтла-Ярве	222	-1,6	-23	7,7	131	-6,3	242	0,8	4,2
18	Луцк	187	-0,2	-20	6,3	148	-4,1	207	1,8	7,2
19	Львов	191	-2,0	-19	6,4	146	-4,5	214	-0,8	6,7
20	Минусинск	226	-9,5	-42	4,8	200	-18,3	239	-5,1	-0,2
21	Новокузнецк	225	-7,9	-38	5,6	198	-15,4	238	-4,2	0,7
22	Ростов-на-Дону	175	-1,1	-22	6,5	146	-5,6	190	1,1	8,7
23	Сучан	201	-4,8	-26	7,8	170	-10,4	217	-2	4,0
24	Ташкент	130	2,4	-15	1,7	86	-1,8	152	3,5	13,3
25	Тикси	365	-13,4	-44	9,2	286	-29,2	365	-5,5	-13,4
26	Ткварчели	163	5,1	-1	3,1	-	-	180	7,4	1,5
27	Тула	207	-3,8	-28	4,9	176	-8,9	222	-1,3	4,2
28	Челябинск	216	-7,1	-29	4,5	192	-13,5	228	-3,9	2,0
29	Черемхово	241	-8,9	-38	4,1	213	-15,4	255	-5,6	-1,0
30	Якутск	253	-19,5	-55	2,6	232	-32,5	264	-13,2	-10,3

Примечание. Значения величин, приведенных в приложении, могут уточняться по данным местной метеостанции.

**Нормируемые внутренние температуры и удельные тепловые
характеристики зданий и сооружений**

№ п/п	Наименование зданий	Внутрен- няя тем- пература $t_{вн}$, °C	Объем здания $V_{зд}$, тыс. м ³	Удельные тепло- вые характе- ристики, ккал/м ³ .ч.°C	
				для отоп- ления ($q_{от}$)	для венти- ляции ($q_{в}$)
1	2	3	4	5	6
1	Надшахтные здания главного ствола	16	До 10 10—20 Св. 20	0,65 0,57 0,50	
2	Надшахтные здания вспомогательного ствола	16	До 10 10—20 Св. 20	0,60 0,50 0,40	
3	Здания подъемных машин	16	До 5 Св. 5	0,60 0,35	
4	Главные корпуса обогатительных фабрик	18	До 25 25—100 Св. 100	0,30 0,27 0,22	1,00 0,60 0,35
5	Дробильные отделения	16	До 10 Св. 10	0,5 0,35	
6	Дозировочно-аккумулирующие бункера	16	До 25 Св. 25	0,40 0,30	0,8 0,6
7	Погрузочные бункера	16	До 25 Св. 25	0,40 0,30	0,7 0,4
8	Углеприемные ямы или вагоноопрокиды	16	До 5,0 5,0—10,0 Св. 10,0	1,0 0,5 0,2	
9	Сушильные отделения обогатительных фабрик	5	До 25 25—100 Св. 100	0,24 0,22 0,20	0,60 0,40 0,20
10	Компрессорные	10	До 1,0 1,0—5,0 5,0—10,0 Св. 10,0	0,7 0,5 0,4 0,3	
11	Галереи	10	—	2,00	
12	Административно-бытовые комбинаты	18—25	До 10 10—20 20—40 Св. 40	0,50 0,42 0,35 0,27	1,00 0,90 0,70 0,50
13	Котельные	12	До 5 Св. 5	0,70 0,40	
14	Ремонтные мастерские	16	До 5 5—10 Св. 10	0,6 0,5 0,25	0,6 0,4 0,2
15	Паровозные депо	16	До 5 5—10	0,75 0,65	0,50 0,40
16	Гаражи	10	До 2 2—5 Св. 5	0,70 0,60 0,50	0,60 0,65
17	Вентиляторные	10	До 5 Св. 5	0,60 0,45	
18	Вакуум-насосные	10	До 5 5—10	0,50 0,25	

Номограмма к расчетам по паровым сушилкам



ИНСТРУКЦИЯ ПО НОРМИРОВАНИЮ РАСХОДА ТОПЛИВА НА ПРОИЗВОДСТВО ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ПРОМЫШЛЕННЫМИ КОТЕЛЬНОМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ **ВН 12.25.008—81**

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Нормы расхода топлива для промышленных котельных предприятий угольной промышленности должны использоваться как при планировании хозяйственной деятельности, так и при проверке выполнения норм расхода топлива за отчетный период (месяц, квартал, год).

1.2. Под промышленной котельной понимается котельная, предназначенная для обеспечения теплом систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и для технологического теплоснабжения.

1.3. Планирование расхода топлива — это установление плановой меры его производственного потребления. Нормированию подлежит весь расход топлива котельными, независимо от объема его потребления.

1.4. Основная задача нормирования — обеспечить применение в производстве и планировании технически и экономически обоснованных прогрессивных норм расхода топлива в целях наиболее эффективного использования и осуществления режима экономии.

Норма расхода топлива — это плановый показатель расхода его в производстве единицы тепловой энергии.

В состав основных показателей, которые применяются при нормировании расхода топлива в котельных, включаются групповые и индивидуальные нормы.

1.5. Индивидуальная норма — это расход данного расчетного вида топлива в условном исчислении на выработку 1 Гкал тепловой энергии котлоагрегатом ($1 \text{ Гкал} = 10^6 \text{ ккал} = 10^9 \text{ кал}$) при соблюдении заданных параметров в соответствии с установленным технологическим режимом.

1.6. Групповые нормы расхода топлива на отпуск тепловой энергии служат для определения планируемого потребления топлива, а также оценки эффективности его использования. Групповая норма расхода топлива на отпуск тепловой энергии (кг у. т./Гкал) — это плановая величина потребления топлива на данном уровне планирования на отпуск 1 Гкал при планируемых условиях производства.

1.7. Групповые нормы разрабатываются по следующим уровням планирования: по министерству; по производственным объединениям, по предприятиям. По периоду действия групповые нормы подразделяются на годовые (на планируемый год и по годам пятилетки) и квартальные.

Основой для расчета групповых норм расхода топлива на отпуск тепловой энергии являются индивидуальные нормы расхода топлива на выработку 1 Гкал тепла.

1.8. Установленные на плановый период нормы расхода топлива должны учитывать причины, существенно влияющие на расход тепла и топлива в котельной. К таким причинам можно отнести:

изменение вида или качества сжигаемого топлива;
получение новых характеристик отдельных видов оборудования, выданных на основании проведенных испытаний;

установку нового оборудования, реконструкцию или демонтаж устаревшего и т. п.;

резкое колебание графиков тепловых нагрузок котельной.

1.9. При узаконенном изменении рабочих параметров или режима эксплуатации агрегата, поправка на которые не предусмотрена, норма может быть откорректирована на основании нормативных характеристик, построенных по результатам испытаний при вновь установленных параметрах и режимах работы. Испытания проводятся специализированными организациями после приведения оборудования в исправное состояние и оформляются соответствующим актом.

1.10. Норма не может быть изменена, если выявленный эксплуатационными испытаниями перерасход топлива против нормы обусловлен ненормальным режимом работы или неисправным состоянием агрегата.

1.11. При составлении отчетов по выполнению норм расходов топлива составляют нормативный суммарный расход топлива с фактическим. По отдельным установкам одновременно необходимо установить причины, определяющие полученные результаты, имея в виду, что экономия топлива должна быть обусловлена совершенствованием технологических процессов и эксплуатационных режимов. Получение экономии за счет несоблюдения нормальных параметров теплоносителя или нарушение утвержденной технологии недопустимо.

1.12. Нормы расхода топлива на отпущенную тепловую энергию разрабатываются на предприятиях и представляются на утверждение в вышестоящие организации.

1.13. Ответственность за разработку, внедрение и контроль норм расхода топлива в котельных возлагается на главного энергетика предприятия. Производственные объединения осуществляют периодический контроль за правильным установлением норм по отдельным котельным.

1.14. Все расчеты и анализ полученных результатов по экономии должны основываться на правильно осуществленных измерениях расходов топлива и тепла.

1.15. В настоящей инструкции дана методика расчета норм расхода топлива на котельные установки производительностью от 0,1 до 20 Гкал/ч, работающие на твердом, жидком и газообразном топливе. Нормы расхода топлива применимы для паровых и водогрейных котлов различных типов: водотрубных, жаротрубных, дымогарных.

2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАЗРАБОТКИ НОРМ

Работа по определению норм расхода топлива на планируемый период должна производиться в следующей последовательности:

2.1. Выясняются исходные данные для расчета норм (см. разд. 3).

2.2. В соответствии с указаниями п. 4.3, 4.5, 4.6, 4.7, 4.8 раздела 4 определяются элементы составляющих обратного теплового баланса и по формуле (2) находится значение к. п. д. (брутто) котельной установки.

При отсутствии нормативных характеристик для установленных котлов проводятся специальные режимно-наладочные испытания (силами специализированной организации) с целью установления оптимальных режимов работы котла и разработки обоснованных нормативных характеристик.

2.3. По формуле (1) определяется удельный расход топлива на выработку тепловой энергии отдельным котлоагрегатом.

2.4. Последовательно, по элементам, применительно к конкретной тепловой схеме котельной, типу котлов, виду топлива и способу его сжигания и пр. определяется расход топлива на собственные нужды котлоагрегата (см. п. 4.9—4.15).

2.5. Определяются к. п. д. (нетто) котлов и котельной (см. п. 4.16, 4.17).

2.6. Определяются нормы расхода топлива на 1 Гкал отпущенного котельной тепла, а также планируемый расход условного и натурального топлива (см. п. 4.19—4.21).

2.7. Нормы расхода топлива для производственных объединений и отрасли (III и IV уровни планирования) рассчитываются согласно п. 4.22 — 4.24.

Пример расчета норм расхода топлива на отпущенную котельной тепловую энергию приведен в разделе 6.

3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА НОРМ

Исходными данными для расчета норм являются:

- $Q_{от}$ — плановый отпуск тепла котельной, Гкал/год;
 $Q_{ка}$ — плановая выработка тепла котлоагрегатом, Гкал/год;
 D — паропроизводительность котла, кг/ч;
 $P_{п}$ — давление пара на выходе из котла, МПа;
 $P_{б}$ — давление пара в барабане, МПа;
 $t_{п}$ — температура пара на выходе из котла, °C;
 $H_{эк}$ — поверхность нагрева экономайзера, м²;
 $t_{п.в}$ — температура питательной воды, °C;
 $t_{см}$ — температура смеси химочищенной воды и возвращенного конденсата, °C (при отсутствии подогревателей питательной воды $t_{см} = t_{п.в}$);
 τ^i — длительность работы i -го котла в году, ч;
 $P_{пр}$ — процент продувки котла, %;
 A^c — зольность топлива на сухую массу, %;
 V^r — выход летучих на горючую массу, %;
 W^p — влажность топлива на рабочую массу, %;
 Q_n^p — теплота сгорания топлива, ккал/кг;
 $D_{0,сг}^{тл}$ — содержание пылевых частиц в топливе размером менее 90 мк, %;
 тип котла;
 тип топки;
 тип экономайзера;
 марка топлива.

4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА НОРМ РАСХОДА ТОПЛИВА

4.1. Удельный расход условного топлива (кг у. т./Гкал) на выработку котлом 1 Гкал тепла определяется по формуле

$$b_{уд} = \frac{142,8}{\eta_{ка}^{бр}} 100, \quad (1)$$

где $\eta_{ка}^{бр}$ — коэффициент полезного действия котлоагрегата, брутто, %.

4.2. К. п. д. котлоагрегата (брутто, %) находится по формуле

$$\eta_{ка}^{бр} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \quad (2)$$

где q_2 — потери тепла с уходящими газами, %; q_3 — то же, с химической неполнотой горения, %; q_4 — то же, с механической неполнотой горения, %; q_5 — то же, в окружающую среду, %; q_6 — то же, с физическим теплом шлаков, %.

4.3. Потери тепла с уходящими газами q_2 (%) в зависимости от типа котлоагрегата, типа топочного устройства и вида сжигаемого топлива представлены в табл. 1 в виде расчетных зависимостей

$$q_2 = a + KW^п, \quad (3)$$

где a , K — расчетные коэффициенты; $W^п$ — приведенная влажность топлива, % · 10³ кг/ккал,

$$W^п = \frac{W^p \cdot 1000}{Q_n^p}.$$

В табл. 1 даны поправки к q_2 при отклонении эксплуатационных значений температуры питательной воды и поверхности экономайзера от расчетных.

4.4. При отсутствии в табл. 1 нормативных значений q_2 для установленных котлов необходимо определять точное значение температуры уходящих газов по

результатам тепловых испытаний. В этом случае потери тепла с уходящими газами (%) определяются по формуле

$$q_2 = (C' + K'\alpha_y) \frac{v_y}{100} - K'\alpha_y \frac{t_{x.в}}{100} \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \quad (4)$$

где $C' = 0,428 + 0,051W^H$ — для всех марок углей и мазута; $C' = 0,571$ — для природного газа; $K' = 3,41 + 0,0255W^H$ — для всех видов топлива; α_y — коэффициент избытка воздуха в уходящих газах, принимается согласно воздушным балансам топки и газоходов, выявленным на основании тепловых испытаний; v_y — температура уходящих газов, °C; $t_{x.в}$ — температура холодного воздуха, принимается равной 30 °C; q_4 — потери тепла от механической неполноты горения, определяются согласно п. 4.6.

4.5. Значения потерь тепла с химической неполнотой горения q_3 в зависимости от типа топочного устройства и вида сжигаемого топлива находятся по табл. 2—4.

4.6. Потери тепла с механической неполнотой горения q_4 (%) для слоевых топок определяются по формуле

$$q_4 = q_4^{шл} + q_4^{yn} + q_4^{пр}, \quad (5)$$

где $q_4^{шл}$ — потери тепла со шлаком, %; q_4^{yn} — потери тепла с уносом, %; $q_4^{пр}$ — потери тепла с провалом, %.

Значения $q_4^{шл}$ и $q_4^{пр}$ определяются по номограммам (рис. 1—7) в зависимости от характеристики топлива: зольности на сухую массу A^c , %; выхода летучих V^r , %; теплоты сгорания Q_p^H , ккал/кг; влажности на рабочую массу W^p , %.

4.6.1. Значения потерь тепла с уносом q_4^{yn} (%) в номограммах рис. 1—3 представлены при содержании в топливе пылевых частиц размером менее 90 мк ($D_{0,09}^{тл} = 5\%$). При содержании пылевых частиц, отличном от $D_{0,09}^{тл} = 5\%$, потери тепла с уносом корректируются по формуле

$$(q_4^{yn}) = q_4^{yn} \frac{(D_{0,09}^{тл})'}{5}, \quad (6)$$

где q_4^{yn} — значение потерь тепла с уносом, найденное по номограммам рис. 1—3, %; $(D_{0,09}^{тл})'$ — измеренное содержание пылевых частиц в угле, %.

4.6.2. Значения $q_4^{пр}$ принимаются равными 0,3 % для всех видов слоевых топок.

4.6.3. Значения потерь тепла от механической неполноты горения для камерных топок с твердым шлакоудалением при сжигании пылевидного топлива принимаются из табл. 5.

4.6.4. Для топок, работающих на газе и мазуте, потери тепла с механической неполнотой горения равны 0.

4.7. Значения потерь тепла в окружающую среду q_6 в зависимости от количества выработанного тепла котлоагрегатом при номинальной нагрузке находятся по графику рис. 8.

Количество тепла, выработанного котлоагрегатом (Гкал/ч), находится по формуле:

а) для паровых котлов

$$Q_{ка} = D (i_{п} - t_{п.в}) 10^{-6}; \quad (7)$$

б) для водогрейных котлов

$$Q_{ка} = G (t_{пр} - t_{обр}) 10^{-6}, \quad (8)$$

где D — номинальная паропроизводительность котла, кг/ч; $i_{п}$ — теплосодержание пара на выходе из котла, ккал/кг, выбирается из табл. 6; $t_{п.в}$ — температура питательной воды, °C; G — расход воды через водогрейный котел, кг/ч;

Таблица расчетных параметров паровых котлов

Тип котла	Тип топки	Производительность, кг/ч	Давление в барабане, МПа (атп)	Температура пара, °С	Поверхность нагрева котла, м²	Наличие экономайзера и его расчетная поверхность нагрева, м²
ДКВР2,5-13	ПМЗ-РПК	2 500	1,4 (13)	Насыщенный	91,3	Есть, 94,4
ДКВР2,5-13	Камерная	2 500	1,4 (13)	То же	91,3	То же
ДКВР2,5-13	ПМЗ-РПК	2 500	1,4 (13)	»	91,3	Нет
ДКВР2,5-13	Камерная	2 500	1,4 (13)	»	91,3	То же
ДКВР4-13	ПМЗ-РПК	4 000	1,4 (13)	»	138,3	Есть, 141,6
ДКВР4-13	Камерная	4 000	1,4 (13)	»	138,3	То же
ДКВР4-13	ПМЗ-РПК	4 000	1,4 (13)	»	138,3	Нет
ДКВР4-13	Камерная	4 000	1,4 (13)	»	138,3	То же
ДКВР6,5-13	ПМЗ-РПК	6 500	1,4 (13)	»	225,3	Есть, 236
ДКВР6,5-13	Камерная	6 500	1,4 (13)	»	225,3	То же
ДКВР6,5-13	ПМЗ-РПК	6 500	1,4 (13)	»	225,3	Нет
ДКВР6,5-13	Камерная	6 500	1,4 (13)	»	225,3	То же
ДКВР10-13	ПМЗ-РПК	10 000	1,4 (13)	»	277	Есть, 330,4
ДКВР10-13	Камерная	10 000	1,4 (13)	»	277	То же
ДКВР10-13	ПМЗ-РПК	10 000	1,4 (13)	»	277	Нет
ДКВР10-13	Камерная	10 000	1,4 (13)	»	277	То же
ДКВР10-13	ПМЗ-ЛЦР	10 000	1,4 (13)	»	277	Есть, 330,4
ДКВР10-13	ПМЗ-ЛЦР	10 000	1,4 (13)	»	277	Нет
ДКВР20-13	ПМЗ-ЧЦР	20 000	1,4 (13)	»	409	Есть, 646
ДКВР20-13	ПМЗ-ЧЦР	20 000	1,4 (13)	»	409	Нет
Ланкаширский	Ручная	2 000	0,9 (8)	»	92	»
»	Камерная	2 000	0,9 (8)	»	92	То же
ВГД-28/8	Ручная	700	0,9 (8)	»	28	»
ВГД-28/8	Камерная	700	0,9 (8)	»	28	»

Таблица 1

и потерь тепла с уходящими газами q_2

Расчетная температура питательной воды, °C	Потери тепла с уходящими газами q_2 (%) при работе на				Поправка на q_2 , %	
	каменном и буром угле	антраците	мазуте	природном газе	Снижение температуры питательной воды на 10° по сравнению с расчетной вызывает уменьшение q_2 на	Уменьшение поверхности нагрева водяного экономайзера на 10 м² по сравнению с расчетным вызывает увеличение q_2 на
100	$8,7 + 0,13 W^п$	9,9			0,23	0,73
100			7,9	6,8	0,23	0,73
100	$15,6 + 0,11 W^п$	17,5			0,23	0,73
100			12,5	11,2	0,23	0,73
100	$8,0 + 0,14 W^п$	9,3			0,23	0,59
100			7,5	6,5	0,23	0,59
100	$16,3 + 0,13 W^п$	18,9			0,23	0,59
100			13,4	12,1	0,23	0,59
100	$7,5 + 0,12 W^п$				0,23	0,36
100				6,1	0,23	0,36
100	$16,0 + 0,14 W^п$				0,23	0,36
100				11,5	0,23	0,36
100	$7,6 + 0,12 W^п$	8,5			0,23	0,26
100			7,1	6,2	0,23	0,26
100	$16,1 + 0,12 W^п$	17,7			0,23	0,26
100			13,0	11,6	0,23	0,26
100	$7,0 + 0,12 W^п$	7,9			0,23	0,22
100	$14,2 + 0,19 W^п$	17,2			0,23	0,22
100	$6,9 + 0,12 W^п$				0,23	0,11
100	$14,1 + 0,19 W^п$				0,23	0,11
100	$15,5 + 0,45 W^п$	18,6			0,23	—
100			12,9	10,3	0,23	—
100	$21,7 + 0,53 W^п$	26,3			0,23	—
100			18,7	16,6	0,23	—

Т а б л и ц а 2

Расчетные значения потерь тепла от химической неполноты
горения q_3 для ручных слоевых топок

Топливо	q_3 , %
Бурые угли:	
а) с $A^p = 6,5$ %	2,0/2,5
б) с $A^p = 9,0$ %, $W^p = 10 \div 13$	3,5/4,0
в) сортированные с $A^p = 6 \div 9$ %, $W^p = 13$	2,0
г) при сжигании в котлах с шурующей планкой	0,5
Каменные угли:	
а) марок Д, Г с $A^p = 1,5 \div 4$ %	5,0
б) марок СС, Т с $A^p = 1,5 \div 3$ %	3,0
в) при сжигании в котлах с шурующей планкой	2,0
г) марки А	2,0

Примечания: 1. Цифры в числителе относятся к топкам с золовым помещением и опрокидными колосниками, в знаменателе — при отсутствии золового помещения.
2. A^p и W^p — приведенные зольность и влажность топлива:

$$A^p = \frac{A^p_{1000}}{Q^p_H}, \% \cdot 10^3 \text{ кг/ккал};$$

$$W^p = \frac{W^p_{1000}}{Q^p_H}, \% \cdot 10^3 \text{ кг/ккал},$$

где A^p и W^p — зольность и влажность топлива на рабочую массу, %.

Т а б л и ц а 3

Расчетные значения потерь тепла от химической неполноты
горения q_3 для механических топок

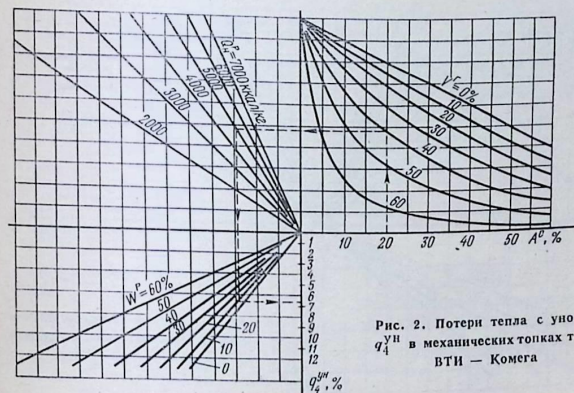
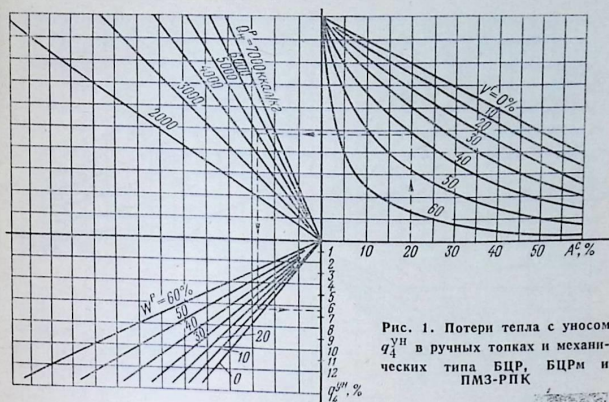
Тип топки	q_3 , %
ПМЗ-РПК	0,5—1,0
БЦР, БЦРм	0,5—1,0
ВТИ-Комера	0,5—1,0
ПМЗ-ЛЦР, ПМЗ-ЧЦР	0,5—1,0

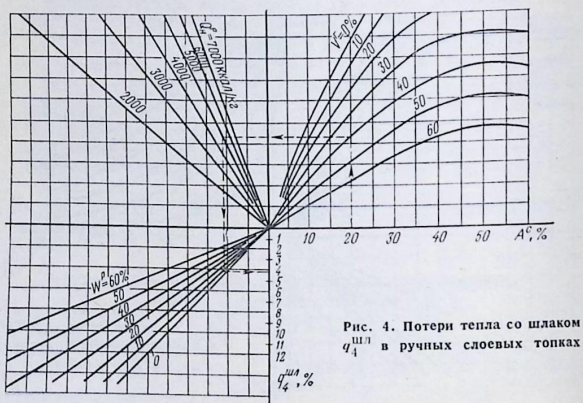
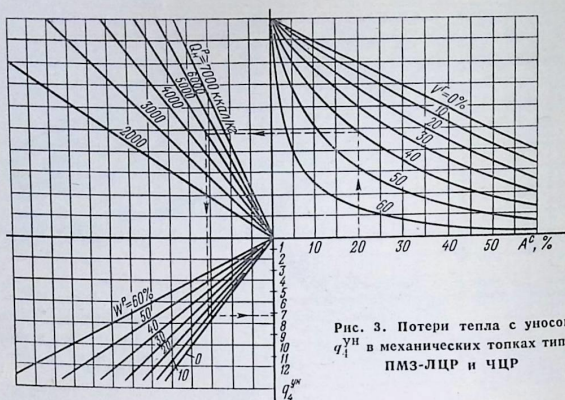
Примечание. Большие значения относятся к котлам производительностью менее 10 т/ч.

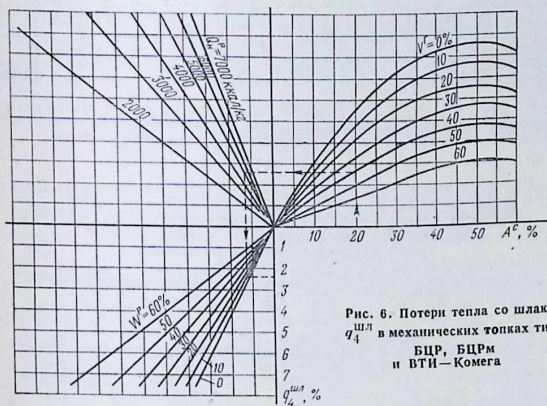
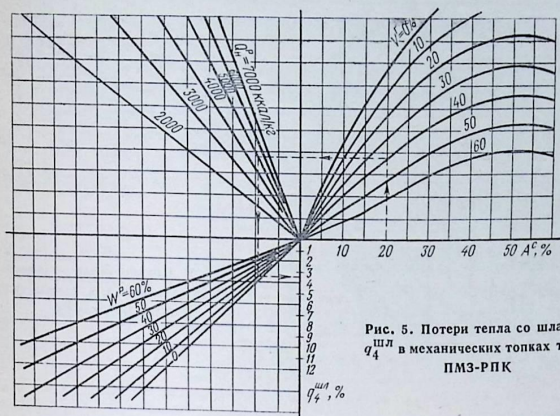
Т а б л и ц а 4

Расчетные значения потерь тепла от химической неполноты
горения q_3 для камерных топок

Тип топки	q_3 , %
С твердым шлакоудалением	0,5
С жидким шлакоудалением	0,0
Неэкранированные для мазута и природного газа	1,5
Экранированные для мазута и природного газа	2,0







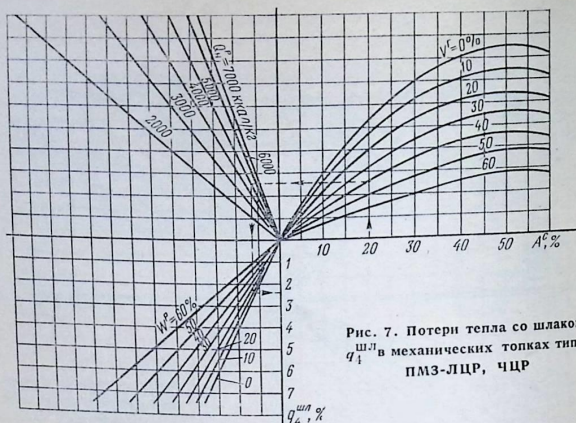


Рис. 7. Потери тепла со шлаком $q_{4\text{ш}}$ в механических топках типа ПМЗ-ЛЦР, ЧЦР

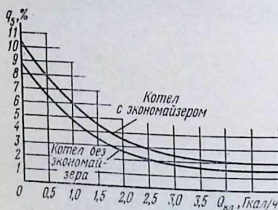


Рис. 8. Зависимость потерь тепла в окружающую среду от теплопроизводительности котла

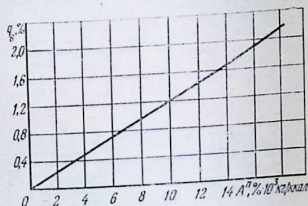


Рис. 9. Зависимость потерь тепла с физическим теплом шлака q_6 от приведенной зольности топлива

Таблица 5

Значения потерь тепла от механической неполноты горения для камерных топок с твердым шлакоудалением при сжигании пылевидного топлива

Топливо	Паропроизводительность котла, т/ч		
	до 25	25—35	35—50
Каменные угли:			
$A^m < 6\%$	5	3	2
$A^m > 6\%$	5	3	3
Бурые угли:			
$A^m < 6\%$	3	1,5	1
$A^m > 6\%$	3	2	2

Зависимость теплосодержания насыщенного и перегретого пара от давления

Р, МПа (атм)	Насыщенный пар			Перегретый пар											
	t, °C	t _{нара} , ккал/кг	t _{подат} , ккал/кг	t _{ш. п.} , °C	t _{ш. п.} , ккал/кг	t _{ш. п.} , °C	t _{ш. п.} , ккал/кг	t _{ш. п.} , °C	t _{ш. п.} , ккал/кг	t _{ш. п.} , °C	t _{ш. п.} , ккал/кг	t _{ш. п.} , °C	t _{ш. п.} , ккал/кг		
0,1 (0,0)	99,1	638,8	99,2	100	639,3	110	644,2	120	648,9	130	653,7	140	658,4	150	663,2
0,15 (0,5)	110,8	643,1	111,0	120	647,8	130	652,6	140	657,3	150	662,3	160	667,1	170	671,9
0,2 (1,0)	119,6	646,3	120,0	130	646,5	140	651,6	150	656,5	160	661,4	170	666,3	180	671,2
0,25 (1,5)	126,8	648,7	127,2	140	650,4	150	655,5	160	660,5	170	665,5	180	670,4	190	675,3
0,3 (2,0)	132,9	650,7	133,4	150	654,5	160	659,6	170	664,7	180	669,7	190	674,7	200	679,6
0,4 (3,0)	142,9	653,8	143,7	160	657,7	170	663,0	180	668,1	190	673,3	200	678,3	210	683,3
0,5 (4,0)	151,1	656,2	152,1	170	661,1	180	666,5	190	671,8	200	677,0	210	682,1	220	687,2
0,6 (5,0)	158,1	658,1	159,3	180	659,2	190	664,8	200	670,3	210	675,6	220	680,9	230	686,1
0,7 (6,0)	164,2	659,7	165,7	190	663,1	200	668,7	210	674,2	220	679,6	230	685,0	240	690,2
0,8 (7,0)	169,6	661,0	171,3	200	665,4	210	671,3	220	676,2	230	681,3	240	686,9	250	692,4
0,9 (8,0)	174,5	662,1	176,5	210	663,7	220	672,8	230	678,8	240	684,6	250	690,8	260	696,8
1,0 (9,0)	179,0	663,1	181,2	220	666,5	230	674,2	240	680,0	250	685,7	260	691,3	270	696,8
1,1 (10,0)	183,2	663,9	185,6	230	668,2	240	677,4	250	683,4	260	689,2	270	694,8	280	699,8
1,2 (11,0)	187,1	664,6	189,8	240	669,7	250	676,0	260	682,2	270	688,1	280	693,8	290	699,4
1,3 (12,0)	190,7	665,3	193,6	250	671,2	260	677,4	270	684,6	280	690,7	290	696,6	300	702,4
1,4 (13,0)	194,1	665,8	197,3	260	669,7	270	674,6	280	681,0	290	687,4	300	693,6	310	700,6
1,5 (14,0)	197,4	666,3	200,7	270	668,1	280	676,0	290	682,2	300	688,5	310	694,8	320	701,5
1,6 (15,0)	200,4	666,8	204,0	280	673,2	290	679,6	300	685,8	310	691,8	320	697,6	330	703,3
1,7 (16,0)	203,4	667,2	207,2	290	671,7	300	678,3	310	684,6	320	690,7	330	696,6	340	704,4
1,8 (17,0)	206,1	667,5	210,2	300	670,2	310	677,0	320	683,4	330	689,6	340	695,6	350	706,6
1,9 (18,0)	208,8	667,8	213,1	310	668,6	320	675,6	330	682,2	340	688,5	350	694,6	360	708,6
2,0 (19,0)	211,4	668,0	215,9	320	674,2	330	681,0	340	687,4	350	693,6	360	699,7	370	705,6
2,1 (20,0)	213,9	668,3	218,6	330	672,8	340	679,7	350	686,3	360	692,6	370	698,8	380	704,7

$t_{пр}$ — температура воды на выходе из котла, °C; $t_{обпр}$ — температура воды на входе в котел, °C.

4.8. Значения потерь тепла с физическим теплом шлаков (%) определяются лишь для слоевых топок по графику рис. 9 или по формуле

$$q_6 = 0,12 A^n, \quad (9)$$

где $A^n = \frac{A^p}{Q_n^p} 1000$ — приведенная зольность топлива.

Для других типов топок значение q_6 принимается равным 0.

4.9. Удельный расход топлива на собственные нужды котлоагрегата $b_{с.н}$ (кг у. т./Гкал) представляет собой сумму удельных расходов на отдельные элементы собственных нужд:

$$b_{с.н} = b_{пр} + b_{дуть} + b_{расп} + b_{обд} + b_{раст} + b_{проч}, \quad (10)$$

где $b_{пр}$ — удельный расход топлива на продувку котлов, кг у. т./Гкал; $b_{дуть}$ — то же, на паровое дутье, кг у. т./Гкал; $b_{расп}$ — то же, на паровое распыливание топлива, кг у. т./Гкал; $b_{обд}$ — то же, на обдувку поверхностей нагрева, кг у. т./Гкал; $b_{раст}$ — то же, на растопку котлов, кг у. т./Гкал; $b_{проч}$ — то же, на прочие хозяйственные нужды, кг у. т./Гкал.

4.10. Удельный расход топлива на продувку котлов определяется по номограмме рис. 10 в зависимости от процента продувки $P_{пр}$, температуры питательной воды $t_{п.в.}$, $t_{см}$ и $\eta_{ка}$.

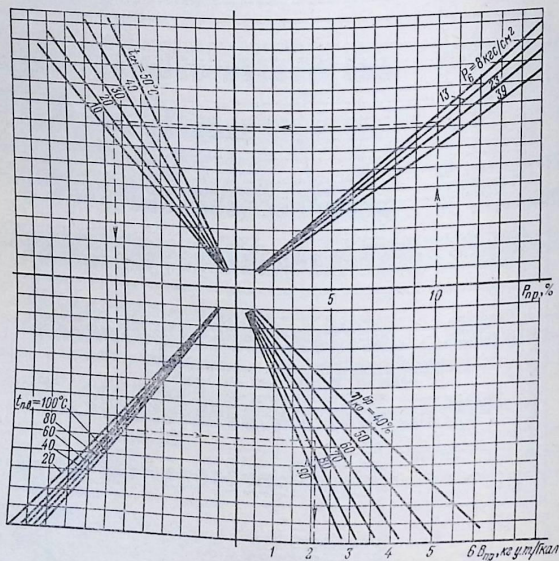


Рис. 10. Определение расхода топлива на нагрев воды, удаляемой из котла с непрерывной продувкой

4.11. При наличии парового дутья удельный расход топлива на постоянно действующее паровое дутье (кг у. т./Гкал) определяют, считая, что на эти нужды потребляется 8 % пара, вырабатываемого котлом:

$$b_{\text{дут}} = \frac{0,08 \cdot 10^6}{7000 \eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}} 100 = \frac{11,4}{\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}} 100. \quad (11)$$

При комбинированном паровоздушном дутье, когда пар подводится для подпаривания слоя, удельный расход топлива (кг у. т./Гкал) определяется по формуле

$$b_{\text{дут}} = \frac{11,4}{\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}} \frac{\tau_{\text{пара}}}{\tau_{\text{кот}}} 100, \quad (12)$$

где $\tau_{\text{пара}}$ — суммарное время включения парового дутья, ч/сут; $\tau_{\text{кот}}$ — время работы котла, ч/сут.

4.12. Расход тепла на паровое распыливание мазута (кг у. т./Гкал) принимается равным 4 % тепла, выработанного котлом:

$$b_{\text{расп}} = \frac{0,04 \cdot 10^6}{7000 \eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}} 100 = \frac{5,70}{\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}} 100. \quad (13)$$

4.13. Расход пара на обдувку поверхностей нагрева принят равным 0,3 % паропроизводительности котла. Исходя из этого, расход топлива на обдувку котлов, отнесенный к 1 Гкал выработанного тепла (кг у. т./Гкал), составит

$$b_{\text{обд}} = \frac{0,003 \cdot 10^6}{7000 \eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}} 100 = \frac{0,428}{\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}} 100. \quad (14)$$

4.14. Удельный расход топлива (кг у. т./Гкал) на растопку считается для 20 растопок в год и принимается равным

$$b_{\text{раст}} = 0,45. \quad (15)$$

4.15. Удельный расход топлива на прочие хозяйственные нужды включает: содержание паровых питательных насосов в горячем резерве и ежемесячную проверку их готовности,

излучение тепла поверхностью паропроводов, насосов, баков и т. п., расход тепла при опробовании предохранительных клапанов, потери его с не поддающимися использованию утечками, парением и т. п., а также потери, возникающие при выявлении неисправностей в оборудовании, и др.,

расход тепла на отопление служебных помещений котельной и на душевые. Этот расход (кг у. т./Гкал) оценивается в 1 % от выработанного тепла:

$$b_{\text{проч}} = \frac{0,01 \cdot 10^6}{7000 \eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}} 100 = \frac{1,428}{\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}} 100. \quad (16)$$

4.16. Коэффициент полезного действия отдельного котлоагрегата $\eta_{\text{ка}}^{\text{н}}$ (нетто, %) рассчитывается по формуле

$$\eta_{\text{ка}}^{\text{н}} = \eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} (1 - K_{\text{с. н}}), \quad (17)$$

где $K_{\text{с. н}}$ — коэффициент, учитывающий расход топлива на собственные нужды котлоагрегата,

$$K_{\text{с. н}} = b_{\text{с. н}} / b_{\text{уд}}. \quad (18)$$

4.17. К. п. д. котельной $\eta_{\text{кот}}^{\text{н}}$ (нетто, %) рассчитывается по к. п. д. (нетто, %) отдельных котлоагрегатов с учетом выработанного ими тепла и времени работы:

$$\eta_{\text{кот}}^{\text{н}} = \frac{Q_{\text{ка}}^{\text{I}} \eta_{\text{ка}}^{\text{нI}} + Q_{\text{ка}}^{\text{II}} \eta_{\text{ка}}^{\text{нII}} + \dots + Q_{\text{ка}}^{\text{I}} \eta_{\text{ка}}^{\text{нI}}}{Q_{\text{ка}}^{\text{I}} + Q_{\text{ка}}^{\text{II}} + \dots + Q_{\text{ка}}^{\text{I}}}, \quad (19)$$

где $Q_{ка}^i$ — планируемая выработка тепла определенным котлом, Гкал/период (месяц, квартал, год).

Если в котельной отсутствует индивидуальный учет выработанного тепла, то к. п. д. (нетто, %) определяется в зависимости от поверхности нагрева каждого агрегата ($H_{ка}$, м²):

$$\eta_{кот} = \frac{H_{ка}^I \eta_{ка}^{II} \tau^I + H_{ка}^{II} \eta_{ка}^{III} \tau^{II} + \dots + H_{ка}^i \eta_{ка}^{ni} \tau^i}{H_{ка}^I \tau^I + H_{ка}^{II} \tau^{II} + \dots + H_{ка}^i \tau^i}, \quad (20)$$

где τ^i — время работы отдельного котла за планируемый период, ч/период (месяц, квартал, год).

При определении $H_{ка}$ учитывается поверхность нагрева собственно котла, без хвостовых поверхностей нагрева.

4.18. Норма расхода условного топлива на 1 Гкал отпущенного тепла, кг у. т./Гкал,

$$b_{от} = \frac{142,8}{\eta_{кот}} 100. \quad (21)$$

4.19. Количество условного тепла (т у. т./период), необходимого котельной для выработки планируемого количества тепла, подсчитывается по формуле

$$B_{у.т} = \frac{Q_{от} b_{от}}{1000}, \quad (22)$$

где $Q_{от}$ — плановый отпуск тепла котельной, Гкал/плановый период (месяц, квартал, год); $b_{от}$ — норма расхода условного топлива на 1 Гкал отпущенного тепла, кг у. т./Гкал.

4.20. Количество натурального топлива (т/период), планируемого к потреблению в котельной в рассматриваемый период, подсчитывается по формуле

$$B_{н.т} = \frac{B_{у.т} 7000}{Q_{н}^P}, \quad (23)$$

где $Q_{н}^P$ — теплота сгорания топлива, предназначенного для сжигания в топках котлов, ккал/кг.

4.21. Нормы расхода условного топлива для угледобывающего предприятия (шахты, разреза и т. д.) (второй уровень планирования): на 1 Гкал отпущенного тепла, кг у. т./Гкал,

$$b_{пр} = \frac{\sum_{i=1}^k (b_{от})_i (Q_{от})_i}{Q_{пр}}, \quad (24)$$

где $(b_{от})_i$ — норма расхода условного топлива на 1 Гкал отпущенного i -й котельной тепла, кг у. т./Гкал; k — количество котельных на предприятии; $(Q_{от})_i$ — плановое количество отпущенного тепла i -й котельной предприятия,

Гкал/период; $Q_{пр} = \sum_{i=1}^k (Q_{от})_i$ — плановое количество отпущенного тепла всеми котельными предприятия, Гкал/период.

4.22. Нормы расхода условного топлива для производственного объединения (третий уровень планирования): на 1 Гкал отпущенного тепла, кг у. т./Гкал,

$$b_{об} = \frac{\sum_{i=1}^n (b_{от})_i (Q_{от})_i}{Q_{об}}, \quad (25)$$

где $(b_{от})_i$ — норма расхода условного топлива на 1 Гкал отпущенного i -й котельной тепла, кг у. т./Гкал; n — количество котельных в объединении; $(Q_{от})_i$ — плановое количество отпущенного тепла i -й котельной объединения, Гкал/период;

$Q_{об} = \sum_{i=1}^n (Q_{от})_i$ — плановое количество отпущенного тепла всеми котельными объединения, Гкал/период.

4.23. Нормы расхода условного топлива производственными котельными для отрасли (четвертый уровень планирования) на 1 Гкал отпущенного тепла, кг у. т./Гкал,

$$b_{отр} = \frac{\sum_{i=1}^m (b_{об})_i (Q_{об})_i}{Q_{отр}}, \quad (26)$$

где $(b_{об})_i$ — норма расхода условного топлива на 1 Гкал отпущенного тепла i -м объединением, кг у. т./Гкал; m — количество производственных объединений; $(Q_{об})_i$ — плановое количество отпущенного тепла котельными i -го объединения, Гкал/период;

$Q_{отр} = \sum_{i=1}^m (Q_{об})_i$ — плановое количество отпущенного тепла всеми котельными отрасли, Гкал/период.

4.24. При наличии нормативных характеристик и индивидуальных норм расхода топлива определение групповых норм расхода топлива может выполняться по «Методике нормирования расхода котельно-печного топлива на отпуск тепловой энергии котельными», разработанной НИИПлН при Госплане СССР и предусматривающей:

расчет средневзвешенной нормы расхода на выработку тепловой энергии $\bar{H}_{бр}$; определение норматива расхода тепловой энергии на собственные нужды $d_{с.н.}$; определение суммарного нормативного коэффициента K ; расчет групповой нормы, кг у. т./Гкал,

$$H = \frac{K \bar{H}_{бр}}{1 - d_{с.н.}}. \quad (27)$$

Средневзвешенная норма расхода топлива на выработку тепла $\bar{H}_{бр}$ (кг у. т./Гкал) рассчитывается по индивидуальным нормам, номинальной производительности и числу часов работы котлов каждого типа на соответствующем виде топлива:

$$\bar{H}_{бр} = \frac{\sum_{p=1}^m \sum_{i=1}^n H_{ij} Q_{0i} T_{pij}}{\sum_{p=1}^m \sum_{i=1}^n Q_{0i} T_{pij}}, \quad (28)$$

где H_{ij} — индивидуальная норма расхода топлива котлами типа i , по расчетному виду топлива j , кг у. т./Гкал; Q_{0i} — номинальная производительность котла типа i , Гкал/ч; T_{pij} — число часов работы в планируемом периоде всех котлов типа i , на расчетном топливе типа j , ч; n — количество типов котлов; m — количество видов топлива.

Количество типов котлов выбирается фондодержателем из условия, что расход топлива по каждому типу должен быть не меньше среднего расхода, приходящегося на тип.

Остальные котлы относятся к одному типу — «прочие».

Номинальная производительность «прочих» котлов находится как средневзвешенная по номинальной производительности и количеству всех типов котлов, входящих в «прочие». Индивидуальная норма для «прочих» котлов определяется расчетно-статистическим методом.

Норматив расхода на собственные нужды в отчетном году для верхних уровней планирования

$$d_{с.н} = \frac{Q_{с.н}}{Q} = \left(1 - \frac{Q_{бр}^н}{\sum_{p=1}^m Q_{бр}^p} \right), \quad (29)$$

где $Q_{бр}^н$ — объем отпущенного тепла, тыс. Гкал; $Q_{бр}^p$ — объем выработанного тепла по предприятиям (котельным), тыс. Гкал; p — количество предприятий (котельных).

На планируемый период величина $d_{с.н}$ определяется по уровням планирования на основе анализа отчетных данных с учетом экономии тепловой энергии на собственные нужды. Суммарный нормативный коэффициент K учитывает отклонение планируемых условий эксплуатации от принятых при расчете индивидуальных норм; он определяется расчетно-аналитическим и расчетно-статистическим методами на основе данных о фактических расходах топлива и отпущенного тепла на данном уровне планирования за ряд лет.

Фактическое значение этого коэффициента за отчетный период определяется по уравнению

$$K_{ф} = \frac{B_{ф}}{H_{бр} Q_{бр}^p}, \quad (30)$$

где $B_{ф}$ — фактический расход топлива за отчетный год, тыс. кг у. т.; $H_{бр}$ — средневзвешенная норма расхода топлива, рассчитываемая по уравнению (28). При расчете принимается фактическое число часов работы котлов каждого типа на каждом расчетном виде топлива.

При текущем планировании на предприятии для определения суммарного нормативного коэффициента учитывают конкретные эксплуатационные условия — загрузку, отсутствие хвостовых поверхностей нагрева, сжигание нерасчетного вида топлива, а также экономию топлива от оргтехмероприятий:

$$K = K_1 K_2 K_3 (1 - \Delta \bar{H}), \quad (31)$$

где $\Delta \bar{H}$ — относительное снижение норм расхода топлива за счет планируемых оргмероприятий.

Величина $d_{с.н}$ на низших уровнях планирования определяется по направлениям расхода на собственные нужды расчетным или опытным методами.

По групповой норме расхода топлива H и планируемому объему отпуска теплоэнергии определяется общий нормируемый расход топлива на планируемый период:

$$B_n = H Q^n. \quad (32)$$

5. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ОБОРУДОВАНИЮ КОТЕЛЬНЫХ

Все нормируемые величины должны быть приведены к условиям технической правильной и экономичной эксплуатации, заключающейся в следующем:

5.1. Топливо сжигается в соответствующих его марке и сорту топках, обеспеченных достаточным дутьем и тягой.

5.2. Все работающие котлоагрегаты исправны, прошли режимную наладку и работают по режимным картам с наивыгоднейшим распределением нагрузки между ними.

5.3. Водяные экономайзеры за котлами включены в работу. При этом для наиболее полного использования возможностей экономайзеров котлы работают с номинальным давлением пара, который до нужного потребителям давления дросселируется в редукционной установке, а при отсутствии ее временно дросселируется вручную на распределительной гребенке, оборудованной надлежащим количеством предохранительных клапанов.

5.4. Поверхность нагрева котлов и экономайзеров подвергается систематической очистке и обдувке, а газоходы — очистке заносов.

5.5. Водный режим котлов и их продувки осуществляются согласно теплотехническим режимным картам.

5.6. Тепло непрерывной продувки котлов используется путем установки расширителей непрерывной продувки.

5.7. В котельную вместе с конденсатом не должен поступать пролетный пар вследствие отсутствия или неисправности конденсатоотводчиков.

5.8. Весь выпар, нормально образующийся при выпуске конденсата из аппаратов в среду с более низким давлением, должен быть использован в тепловой схеме производственных цехов путем установки соответствующих теплообменников, а конденсатные баки должны быть оборудованы охладителями выпара.

5.9. Основными питательными насосами должны служить электронасосы. Паровые насосы должны содержаться в горячем резерве и включаться в работу ежемесячно только для проверки готовности согласно правилам Госгортехнадзора.

5.10. При сжигании антрацитов и углей с легкоплавкой золой в топках с ручными колосниковыми решетками нужно постоянно работать на воздушном дутье, используя неэкономичное паровое дутье только в течение 30 мин для пропаривания слоя перед чистой решеткой и придания шлаку пористости. Постоянная работа на паровом дутье допустима только в мелких установках при недостатке электроэнергии на привод дутьевого вентилятора.

5.11. При содержании топлива на складе котельной должны быть приняты меры против добавочного увлажнения, озоления, измельчения, выветривания, самовозгорания и других явлений, снижающих рабочую теплоту сгорания топлива и повышающих механические потери его как при хранении на складе, так и при сжигании в топках.

Дополнительный расход топлива, вызванный несоблюдением перечисленных условий, при нормировании не предусматривается.

6. ПРИМЕР РАСЧЕТА НОРМЫ РАСХОДА ТОПЛИВА КОТЕЛЬНОЙ

Исходные данные.

На шахте с годовой добычей угля 1 500 000 т имеется одна котельная, плановый отпуск тепла которой составляет 150 000 Гкал/год.

В котельной установлено 7 котлов: четыре котла типа ДКВР 10-13 паропроизводительностью 10 т/ч каждый, оборудованные механическими топками ПМЗ-ЛЦР и экономайзерами ВТИ с поверхностью нагрева 141,6 м² и три котла типа ДКВР 20-13 с паропроизводительностью 20 т/ч каждый, оборудованные механическими топками ПМЗ-ЦЦР и экономайзерами ВТИ с поверхностью нагрева 646 м².

Сжигается каменный уголь марки К с зольностью $A^c = 20,3\%$, выходом j тучих $V^r = 25\%$, влажностью $W^p = 8,3\%$, с теплотой сгорания $Q_n^p = 5935$ ккал/кг, содержанием пылевых частиц $D_{0,09}^{тл} = 7\%$.

Температура питательной воды — 80 °С.

Длительность работы котлов в году: котел № 1 — 3700 ч, № 2 — 1900 ч, № 3 — 3200 ч, № 4 — 3300 ч, № 5 — 5700 ч, № 6 — 2700 ч, № 7 — 600 ч.

Процент продувки каждого котла $P_{пр} = 8\%$, температура смеси химически-нейтральной воды и возвращенного конденсата $t_{см} = 40^\circ\text{C}$. Паровое дутье под колосниковую решетку отсутствует.

6.1. Определяем потери тепла с уходящими газами.

По табл. 1 для котлов ДКВР 10-13.

$$q_2 = 7,0 + 0,12W^p, \%$$

Приведенная влажность

$$W^p = \frac{W^p}{Q_n^p} 1000 = 1,4\% \cdot 10^3 \text{ кг/ккал},$$

$$q_2 = 7,0 + 0,12 \cdot 1,4 = 7,2 \%$$

Расчетное значение поверхности нагрева экономайзера 330,4 м², на котлах установлены экономайзеры с поверхностью нагрева 141,6 м².

Вводим поправку на уменьшение поверхности нагрева экономайзера

$$\Delta q_{\text{эк}} = 0,26 \frac{330,4 - 141,6}{10} = 4,9\%.$$

Расчетное значение температуры питательной воды 100 °С, в примере — 80 °С. Поправка на изменение температуры питательной воды

$$\Delta q_{\text{п. в}} = 0,23 \frac{100 - 80}{10} = 0,5\%.$$

Окончательное значение q_2 для котлов ДКВР 10-13

$$q_2 = 7,2 + 4,9 - 0,5 = 11,6\%.$$

По табл. 1 для котлов ДКВР 20-13

$$q_2 = 6,9 + 0,12 W^{\text{п}} = 6,9 + 0,12 \cdot 1,4 = 7,1\%.$$

Поверхность нагрева установленных на котлах ДКВР 20-13 экономайзеров соответствует расчетной, поправка на изменение поверхности нагрева экономайзера не вводится.

Поправка на изменение температуры питательной воды также равна 0,5 %. Окончательное значение q_2 для котлов ДКВР 20-13

$$q_2 = 7,1 - 0,5 = 6,6\%.$$

6.2. Определяем потери тепла с химической неполнотой горения q_3 . По табл. 3 значение q_3 для механических топков ПМЗ-ЛЦР, ПМЗ-ЧЦР равно 0,5 %.

6.3. Определяем потери тепла с механической неполнотой горения q_4 . По номограмме рис. 3 определяем согласно качественным характеристикам сжигаемого угля потери тепла с уносом $q_4^{\text{ун}}$

$$(q_4^{\text{ун}})' = 7,2\%.$$

С поправкой на содержание пылевых частиц $D_{0,09}^{\text{пл}} = 7\%$

$$q_4^{\text{ун}} = 7,2 \frac{7}{5} = 10,1\%.$$

По номограмме рис. 7 определяем потери тепла со шлаком $q_4^{\text{шл}}$

$$q_4^{\text{шл}} = 2,5\%.$$

Суммарное значение q_4 равно:

$$q_4 = 10,1 + 2,5 + 0,03 = 12,9\%.$$

6.4. Определяем потери тепла в окружающую среду q_5 . Количество тепла, выработанного котлоагрегатами ДКВР 10-13:

$$Q_{\text{ка}} = 10\,000 (666 - 80) 10^{-6} = 5,86 \text{ Гкал/ч};$$

ДКВР 20-13:

$$Q_{\text{ка}} = 20\,000 (666 - 80) 10^{-6} = 11,7 \text{ Гкал/ч}.$$

По графику рис. 8 определяем q_5 :
для котла ДКВР 10-13 $q_5 = 1,9\%$;
для котла ДКВР 20-13 $q_5 = 1,5\%$.

6.5. Определяем потери тепла с физическим теплом шлаков q_6 .
Приведенная зольность

$$A^п = \frac{A^p}{Q_H^p} 1000;$$

$$A^p = \frac{100 - W^p}{100} A^с = 18,6\%;$$

$$A^п = \frac{18,6}{5935} 1000 = 3,13 \cdot 10^3 \text{ кг/ккал};$$

$$q_6 = 0,12 A^п = 0,12 \cdot 3,13 = 0,4 \text{ \%}.$$

6.6. Определяем к. п. д. котлов (брутто) и удельный расход топлива на выработку тепловой энергии:

$$\eta_{ка}^{бр} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \text{ \%};$$

$$b_{уд} = \frac{142,8}{\eta_{ка}^{бр}} 100, \text{ кг у. т./Гкал.}$$

Для котлов ДКВР 10-13:

$$\eta_{ка}^{бр} = 100 - (11,6 + 0,5 + 12,7 + 1,9 + 0,4) = 72,9 \text{ \%};$$

$$b_{уд} = \frac{142,8}{72,9} 100 = 195,9 \text{ кг у. т./Гкал.}$$

Для котлов ДКВР 20-13:

$$\eta_{ка}^{бр} = 100 - (6,6 + 0,5 + 12,7 + 1,5 + 0,4) = 78,3 \text{ \%};$$

$$b_{уд} = \frac{142,8}{78,3} 100 = 182,4 \text{ кг у. т./Гкал.}$$

6.7. Определяем расход топлива на собственные нужды:

Потери тепла с непрерывной продувкой (см. рис. 10):

для котлов ДКВР 10-13 $b_{пр} = 1,4 \text{ кг у. т./Гкал};$

для котлов ДКВР 20-13 $b_{пр} = 1,3 \text{ кг у. т./Гкал.}$

Удельный расход топлива на обдувку поверхностей нагрева

$$b_{обд} = \frac{0,428}{\eta_{ка}^{бр}} 100, \text{ кг у. т./Гкал.}$$

Для котлов ДКВР 10-13

$$b_{обд} = \frac{0,428}{72,9} 100 = 0,59 \text{ кг у. т./Гкал};$$

для котлов ДКВР 20-13

$$b_{обд} = \frac{0,428}{78,3} 100 = 0,55 \text{ кг у. т./Гкал.}$$

Удельный расход топлива на растопку котлов

$$b_{раст} = 0,45 \text{ кг у. т./Гкал.}$$

Удельный расход топлива на хозяйственные нужды

$$b_{проч} = \frac{1,428}{\eta_{ка}^{бр}} 100, \text{ кг у. т./Гкал.}$$

Для котлов ДКВР 10-13

$$b_{\text{проч}} = \frac{1,428}{72,9} 100 = 1,96 \text{ кг у. т./Гкал};$$

для котлов ДКВР 20-13

$$b_{\text{проч}} = \frac{1,428}{78,3} 100 = 1,82 \text{ кг у. т./Гкал.}$$

Суммарный расход топлива на собственные нужды:
для котлов ДКВР 10-13

$$b_{\text{сн}} = 1,4 + 0,59 + 0,45 + 1,96 = 4,4 \text{ кг у. т./Гкал};$$

для котлов ДКВР 20-13

$$b_{\text{сн}} = 1,3 + 0,55 + 0,45 + 1,82 = 4,12 \text{ кг у. т./Гкал.}$$

Коэффициент собственных нужд

$$K_{\text{сн}} = \sum b_{\text{сн}}/b_{\text{уд}}, \%$$

для котлов ДКВР 10-13 $K_{\text{сн}} = 4,4/195,9 = 0,022$;

для котлов ДКВР 20-13 $K_{\text{сн}} = 4,12/182,4 = 0,023$.

6.8. Определяем к. п. д. (нетто) котлов, к. п. д. (нетто) котельной и удельные расходы топлива на отпущенное тепло.

К. п. д. (нетто) котлов:

$$\eta_{\text{ка}}^{\text{н}} = \eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} (1 - K_{\text{сн}}), \%$$

Для котлов ДКВР 10-13 $\eta_{\text{ка}}^{\text{н}} = 72,9 (1 - 0,022) = 71,3 \%$;

для котлов ДКВР 20-13 $\eta_{\text{ка}}^{\text{н}} = 78,3 (1 - 0,023) = 76,5 \%$.

К. п. д. (нетто) котельной рассчитываем пропорционально поверхности нагрева каждого котла и времени их работы в году:

$$\begin{aligned} \eta_{\text{кот}}^{\text{н}} &= \\ &= \frac{71,3 \cdot 277 (3700 + 1900 + 3200 + 3300) + 76,5 \cdot 409 (5700 + 2700 + 600)}{277 (3700 + 1900 + 3200 + 3300) + 409 (5700 + 2700 + 600)} = \\ &= 74,0\%. \end{aligned}$$

Норма расхода условного топлива на 1 Гкал отпущенного тепла

$$b_{\text{от}} = \frac{142,8}{\eta_{\text{ков}}^{\text{н}}} 100, \text{ кг у. т./Гкал};$$

$$b_{\text{от}} = \frac{142,8}{74,0} 100 = 192,9 \text{ кг у. т./Гкал.}$$

На шахте установлена одна котельная, значит, $b_{\text{от}} = b_{\text{пр}}$.

6.9. Определяем расход топлива по котельной.

Расход условного топлива

$$B_{\text{у.т}} = \frac{b_{\text{от}} Q_{\text{кот}}}{1000} = \frac{192,9 \cdot 150 000}{1000} = 28 935 \text{ т у. т./год.}$$

Расход натурального топлива

$$B_{\text{н.т}} = \frac{B_{\text{у.т}} \cdot 7000}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = 34 127 \text{ т/год.}$$

7. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УЛУЧШЕНИЮ РАБОТЫ И ПОВЫШЕНИЮ ЭКОНОМИИ ТОПЛИВА НА ПРОМЫШЛЕННЫХ КОТЕЛЬНЫХ МИНУГЛЕПРОМА СССР

За последнее десятилетие в Минуглепроме СССР проведена большая работа по подъему технического уровня промышленных котельных.

При хорошем качестве монтажа и грамотной эксплуатации котельных может быть достигнут достаточно высокий уровень использования топлива. Однако для этого необходимы систематический анализ источников потерь тепла и топлива и проведение с учетом результатов эксплуатации мероприятий по экономии топлива.

Во многих случаях в котельных, эксплуатируемых на предприятиях отрасли, построенных по современным типовым проектам и оснащенных новым оборудованием, допускаются большие потери топлива, причинами чего чаще всего являются:

- неудовлетворительное ведение топочного процесса;
- недопустимо большие присосы холодного воздуха по газовому тракту;
- загрязнение поверхностей нагрева из-за несоблюдения установленного режима обдувок, чисток и нарушения водно-химического режима;
- неисправность или отсутствие приборов теплотехнического контроля и устройств автоматики;
- неудовлетворительное состояние тепловой изоляции оборудования и трубопроводов;
- неисправность или отсутствие устройств для возврата уноса и острого дутья;
- большие потери конденсата;
- несоблюдение оптимальных режимов работы котлоагрегатов;
- применение топлива, не соответствующего по фракционному составу, зольности и влажности конструктивным особенностям топок;
- неправильная организация хранения топлива на складе;
- неудовлетворительная постановка учета выработки тепла и расхода топлива;
- отсутствие систематического контроля за соблюдением норм расхода и анализа потерь топлива;
- низкая квалификация обслуживающего персонала;
- недостаточная работа на предприятиях по стимулированию персонала за экономию топлива и др.

Наряду с задачами сокращения явных потерь топлива и тепла в котельных экономия топлива может быть достигнута за счет устранения причин, сдерживающих развитие централизованных систем теплоснабжения, повышения их технического уровня и улучшения качества топлива, для чего необходимо:

- проводить рациональную концентрацию и централизацию производства пар и горячей воды для технологических и отопительных нужд, постепенную ликвидацию мелких котельных;
- предельно сократить строительство маломощных индивидуальных котельных для отдельных предприятий и зданий;
- не допускать поставки котельным топлива, не соответствующего государственным стандартам и классификационной группе, зависящей от условий использования углей; промышленные и районные котельные, оборудованные слоевыми топками, должны снабжаться углями группы «для слоевого сжигания»;
- повысить качество топлива, предназначенного для слоевого сжигания, в части снижения максимально допустимого содержания мелочи;
- максимально использовать побочные (вторичные) ресурсы тепла, имеющиеся на предприятиях, для нужд теплоснабжения, а также ресурсы тепла в самой котельной; использовать метан, выделяющийся при дегазации угольных пластов с высоким содержанием газа (Донецкий и Карагандинский бассейны), в качестве топлива для шахтных котельных установок;
- улучшить нормирование и учет расходов топлива и отпуска тепла котельными установками;
- вести статистическую отчетность по эксплуатации котельных установок; установить основные производственные и технические показатели их работы: количество отпущенной тепловой энергии, Гкал/мес (квартал, год); удельный

**Ориентировочные данные об эффективности мероприятий
по повышению экономичности котлоагрегатов**

Наименование мероприятий	Экономия топлива, %	Перерасход топ- лива, %
Снижение присосов воздуха по газовому тракту котлоагрегата на 0,1	0,5	—
Увеличение коэффициента избытка воздуха в топке на 0,1	—	0,7
Увеличение температуры питательной воды на входе в барабан котла на 10 °С ($P = 1,4$ МПа и $\eta_{\text{ко}} = 0,8$)	2,0	—
Увеличение температуры питательной воды на входе в водяной экономайзер на 10 °С	—	0,23—0,24
Подогрев питательной воды в водяном экономайзере на 6 °С	1,0	—
Уменьшение температуры уходящих газов на 10 °С:		
для сухого топлива	0,6	—
для влажного топлива	0,7	—
Установка водяного поверхностного экономайзера	4—7	—
Применение вакуумного деаэратора для котельных на газообразном топливе	1—1,5	—
Отклонение содержания CO_2 от оптимальной величины на 1 %	—	0,6
Снижение горючих в уносе на 1 %	0,3—0,7	—
Содержание 1 % горючих в золе подмосковного бурого угля	—	0,7
Возврат уноса в топку	2—3	—
Применение острого дутья	2,1—2,7	—
Замена ручной топки на топку с забрасывателями и неподвижной решеткой (для каменных углей)	4	—
Повышение зольности топлива на 1 %:		
каменный уголь	—	0,08—0,14
бурый уголь типа подмосковного	—	0,04
Перевод котла с каменного и бурого угля на природный газ	6—10	—
Отклонение нагрузки котла в сторону уменьшения от номинальной на 10 % изменяет потерю тепла в окружающую среду (для котла $D = 10$ т/ч)	—	0,2
Отклонение нагрузки котлоагрегата в сторону увеличения от номинальной на 10 % увеличивает потерю тепла с уходящими газами	—	0,5—0,6
Отложения накипи толщиной 1 мм на внутренних поверхностях нагрева котла	—	2
Расход пара на распыление мазута в мазутных форсунках	—	2,5—4
Замещение 1 т не возвращенного с производства конденсата химически очищенной водой только по количеству физически теряемого тепла)	—	0,02 т у. т.

Наименование мероприятий	Экономия топлива, %	Перерасход топлива, %
Наличие 1 м ² неизолированного паропровода с давлением пара 0,5 МПа	—	0,4 кг у. т./ч
Парение через отверстие в 1 мм ² при абсолютном давлении 0,7 МПа	—	3,6 кг у. т./ч
Забор теплого воздуха из верхней зоны котельного зала на каждые 10 тыс. м ³	0,013 т у. т.	—
Уменьшение размера продувки на 1 % (при отсутствии использования тепла продувочной воды)	0,30	—
Установка обдувочного устройства для очистки наружных поверхностей нагрева	2—3	—
Работа котлоагрегата в режиме пониженного давления (с 1,4 до 0,5 МПа)	—	6
Автоматизация процессов горения и питания котлов	1—4	—
Автоматизация работы вспомогательного оборудования — водоподготовки, водопитательной установки, различных насосов, деаэраторов и т. п.	0,2—0,3	—
Наладка и эксплуатация котлоагрегата по контрольно-измерительным приборам	Не менее 3—5	—

расход условного топлива, кг/Гкал, кг/1000 т угля; себестоимость отпущенной тепловой энергии, руб/Гкал;

улучшить теплозащиту зданий с экономически оптимальным термическим сопротивлением наружных ограждений;

повысить технический уровень эксплуатации котельных;

улучшить материальное стимулирование персонала котельных за экономию топлива;

расширить обмен опытом работы по экономии топлива в котельных установках путем проведения смотров, организации социалистического соревнования за экономию топлива, улучшения информации и наглядной пропаганды.

Методы повышения экономичности котлоагрегатов отличаются большим разнообразием, и правильная оценка эффективности выбранного метода применительно к конкретным условиям имеет большое значение.

В табл. 7 приведены ориентировочные данные для предварительной оценки эффективности ряда мероприятий по повышению экономичности котлоагрегатов.

УКАЗАНИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РТМ 12.25.010-81

Вводятся в действие с 1 января 1982 года

1. ДИРЕКТИВНАЯ ЧАСТЬ

1.1. Общие положения

1.1.1. Настоящие указания предназначены для энергомеханических управлений производственных объединений, энергомеханических служб предприятий Министерства угольной промышленности СССР, а также для отраслевых научно-исследовательских, проектных и проектно-конструкторских институтов и организаций.

1.1.2. Указания направлены на организацию разработки и внедрения мероприятий, обеспечивающих оптимизацию режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности путем их регулирования.

1.1.3. Регулирование режимов электропотребления на предприятиях необходимо осуществлять с целью снижения полчасовых активных и реактивных мощностей в часы максимума активной нагрузки энергосистемы, поддержания регламентированных энергоснабжающей организацией средних значений реактивной мощности в часы минимума энергосистемы, а также выполнения установленных планов электропотребления.

1.1.4. Регулирование режимов электропотребления должно способствовать более устойчивому режиму работы энергосистемы при условии надежного и качественного энергоснабжения всех потребителей электроэнергетики предприятий угольной промышленности.

1.1.5. Разработка и внедрение технических и организационных мероприятий по регулированию режимов электропотребления должны способствовать получению совокупного народнохозяйственного эффекта за счет улучшения технико-экономических показателей как потребителей электрической энергии, так и энергосистем [1].

1.1.6. Экономическим критерием, определяющим целесообразность регулирования режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности, является снижение затрат, связанных с потреблением электрической энергии в соответствии с действующими тарифами [2].

1.1.7. С целью более планомерной и правильной подготовки к жестким условиям прохождения осенне-зимнего периода, когда система вводит лимитирование по мощности, предприятиям необходимо заблаговременно выяснить свое участие в регулировании режимов электропотребления энергосистемы.

1.1.8. Потребители, питающиеся от своих сетей субабонентов, вправе привлекать их с учетом [2, 3] к регулированию режимов электропотребления.

1.1.9. Осуществление регулирования режимов электропотребления не должно влиять на выпуск предприятиями продукции заданного количества и соответствующего качества, а также не должно входить в противоречие с требованиями действующих ПБ и ПТЭ угольных и сланцевых шахт [4, 5].

1.2. Порядок установления лимитов мощности, планов электропотребления и контроль за их соблюдением

1.2.1. Лимиты мощности устанавливаются энергосистемами (предприятиями Энергонадзора) Минэнерго СССР потребителям с мощностью 100 кВт·А (кВт) и выше, независимо от вида тарифа, по которому они рассчитываются за электрическую энергию (двухставочный или одноставочный).

1.2.2. Лимиты мощности (кВт) устанавливаются потребителям на часы максимума активной нагрузки энергосистемы и являются для них наивысшим пределом потребляемой мощности в эти часы. В остальное время суток (вне часов максимума энергосистемы) потребителям разрешается превышать установленный лимит мощности до величины, которая обеспечивает им использование суточного плана потребления электроэнергии (кВт·ч).

1.2.3. Лимиты мощности предприятиям определяются из планов потребления электроэнергии, установленных им на соответствующий квартал, месяц. При корректировке планов потребления электроэнергии лимит мощности не пересчитывается.

1.2.4. Контроль нагрузки предприятия в часы максимума энергосистемы осуществляется в соответствии с договором между энергосистемой и потребителем.

1.2.5. Зафиксированное превышение потребителем установленного лимита мощности не дает права на дальнейшее его превышение.

В случае превышения потребителем установленного лимита мощности в течение 30 мин и более энергосистема имеет право произвести частичное или полное отключение потребителя от сети с сохранением технологической и аварийной брони электроснабжения. При этом не допускается полное отключение тех предприятий, которые не терпят даже кратковременных перерывов в подаче электроэнергии (взрывоопасные, пожароопасные и т. д.) [3, 9].

1.2.6. За мощность, потребленную предприятием сверх установленного лимита, плата взимается в порядке, установленном Госэнергонадзором и финансовым управлением Минэнерго СССР на основании соответствующего Постановления Совета Министров СССР.

1.2.7. Изменение потребителем обусловленной договором оплачиваемой мощности в период лимитирования нагрузки осуществляется согласно его заявлению энергоснабжающей организации в порядке, установленном Правилами пользования электрической и тепловой энергией [3].

1.2.8. При введении лимитов мощности с целью обеспечения их выполнения непосредственно потребителями электроэнергии в часы максимума энергосистемы проводятся регулировочные мероприятия по снижению нагрузки в этот период.

1.2.9. Распределение планов отпуска электроэнергии по энергосистемам и кварталам года производит Минэнерго СССР в соответствии с «Порядком утверждения и распределения планов потребления электрической энергии», утвержденным Госпланом СССР и Минэнерго СССР 30 декабря 1980 г. и введенным в действие с 1 января 1981 г. (письмо Минуглепрома СССР от 16.01.81 г. № 25—6—9/43), в увязке с планами производства электрической энергии, потоками энергии и планами потребления электрической энергии потребителями по соответствующим энергосистемам.

1.2.10. Предприятия распределяют установленные им планы потребления электроэнергии по месяцам квартала, на рабочий и выходной дни.

Министерства могут по собственному усмотрению распределять по месяцам квартальные планы потребления электроэнергии предприятиями.

1.2.11. Предприятия Энергонадзора организуют оперативный контроль за соблюдением потребителями планов электропотребления за каждые сутки, месяц и квартал.

1.2.12. При перерасходе потребителем установленного суточного плана потребления электроэнергии энергоснабжающая организация имеет право принудительно ограничивать отпуск электроэнергии в соответствии с Правилами пользования электрической и тепловой энергией [3].

1.2.13. При превышении потребителями установленных месячных планов потребления электроэнергии за всю электроэнергию, израсходованную потреби-

телем сверх плана, взимается плата в пятикратном размере к тарифу за электроэнергию [3].

1.2.14. В случае нарушения установленного режима электропотребления предприятия-нарушители по представлению энергосистемы переводятся в первую очередь отключения по утвержденному аварийному графику.

При систематических нарушениях отключение этих предприятий производится немедленно, а виновные привлекаются к уголовной ответственности [1].

1.3. Основные положения по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях

1.3.1. Новая система скидок и надбавок, изложенная в Прейскуранте № 09—01 [2], направлена на дальнейшее стимулирование компенсации реактивной мощности потребителями электроэнергии до экономически обоснованных значений с целью снижения потерь в электрических сетях.

1.3.2. Экономически обоснованные значения реактивной мощности, потребляемой каждым потребителем в режимах максимальной и минимальной активных нагрузок энергосистемы, должны устанавливаться энергоснабжающей организацией на основании соответствующего оптимизационного расчета [7].

1.3.3. Выбор типа, мощности, места установки и режима работы компенсирующих устройств должен обеспечивать наибольшую экономичность при соблюдении всех технических ограничений. Критерием экономичности является минимум приведенных затрат [8].

1.3.4. Энергомеханическая служба предприятий организует систематический контроль фактических значений реактивной мощности в часы максимума и минимума энергосистемы, а Энергонадзор — периодический контроль значений реактивной мощности по показаниям установленных на предприятиях приборов. При этом основными контролируемыми величинами являются наибольшая реактивная мощность потребителя за получасовой интервал в часы максимума активной нагрузки энергосистемы, а также средняя реактивная мощность в часы минимума нагрузки энергосистемы за расчетный период (квартал) [3].

1.3.5. Ответственность потребителей за использование источников реактивной мощности (компенсирующих устройств), а также обязанности энергоснабжающей организации по осуществлению контроля за их действиями указываются в договоре на пользование электроэнергией [3].

1.4. Порядок разработки и введения регулировочных мероприятий

1.4.1. Общая часть

1.4.1.1. Под регулированием режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности понимают осуществление комплекса организационно-технических (регулирующих) мероприятий, обеспечивающих регламентированный энергоснабжающей организацией режим электропотребления (см. п. 1.1.3).

1.4.1.2. Потребители электроэнергии, используемые для регулирования режимов электропотребления, называются потребителями-регуляторами.

Потребители-регуляторы — это заранее выявленные потребители, которые без существенного ущерба для отдельных технологических процессов и для производства в целом, а также без нарушения требований ПБ и ПТЭ [4, 5] могут допустить либо произвольно заданные по числу и длительности перерывы в работе, либо систематические ежесуточные перерывы на определенное время, либо изменение интенсивности своей работы.

1.4.1.3. В качестве потребителей-регуляторов желательно использовать в первую очередь наиболее энергоемкое и высокоавтоматизированное оборудование, обеспечивающее существенное снижение электрических нагрузок предприятий.

1.4.1.4. Мероприятия, разрабатываемые с целью оптимизации режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности, называются регулировочными.

1.4.1.5. До разработки регулировочных мероприятий необходимо предварительно проанализировать технологический процесс и организацию производства каждого предприятия с целью определения возможности смещения отдельных производственных операций, отключения энергоемкого оборудования в часы максимума энергосистемы, выявления потребителей-регуляторов и определения их режимов электропотребления.

1.4.1.6. Для определения возможности разработки регулировочных мероприятий инспектор Энергонадзора совместно с представителями энергомеханической службы предприятия организует снятие суточных графиков нагрузок предприятия в один из характерных рабочих дней, который определяется после согласования с технологической службой. Снятие графиков производится вне часов максимума нагрузки по часовым записям, а в часы максимума — по получасовым записям.

1.4.1.7. На основании анализа режимов работы электроприемников наиболее энергоемких электроустановок, а также графиков нагрузок предприятия в целом и сравнения их с графиками, снятыми в режимные (летний и зимний) дни, уточняется правильность определения ожидаемых максимальных нагрузок (заявленной договорной мощности) и выясняются возможности выравнивания графиков нагрузок путем их изменения. Результатом продолженной работы должна явиться разработка регулировочных мероприятий, обеспечивающих в первую очередь снижение потребления предприятием активной мощности в часы максимума энергосистемы до лимитированного значения.

1.4.1.8. Все разрабатываемые предприятиями угольной промышленности регулировочные мероприятия должны быть распределены по группам:

а) мероприятия, не требующие дополнительных капиталовложений. Осуществление таких мероприятий должно способствовать оптимизации режимов электропотребления на предприятиях, в значительной степени может повлиять на суточный график нагрузок энергосистемы и снизить напряженность прохождения осенне-зимнего периода;

б) мероприятия, осуществление которых требует дополнительных капиталовложений. Целесообразность осуществления таких мероприятий определяется технико-экономическими расчетами и должна рассматриваться уже на стадии проектирования предприятий, а для действующих предприятий — в перспективных планах их развития и реконструкции. При отсутствии таких мероприятий энергоснабжающая организация имеет право не давать предприятиям разрешения на подключение новых промышленных мощностей.

1.4.1.9. Регулировочные мероприятия потребителей должны составляться ежегодно и вводиться с 1 октября. Перечень регулировочных мероприятий по каждому предприятию должен быть представлен по единственному экземпляру постоянно действующих в течение всего года мероприятий по оптимизации режима электропотребления (см. приложение 1) в осенне-зимний период и обеспечивающих нагрузок энергосистемы в это время (см. приложение 2).

1.4.1.10. Величина снижения электрической нагрузки энергосистемы должна определяться дифференциально с учетом особенностей каждого предприятия и имеющихся во время максимума нагрузок в часы максимума энергосистемы.

1.4.1.11. Величина снижаемой нагрузки отдельными предприятиями включается в планы-графики регулировочных мероприятий, в которых должны быть указаны порядок ввода и выключения, перечень лиц, ответственных за их выполнение (см. приложение 3).

1.4.1.12. Разработка регулировочных мероприятий группы 1.4.1.8а) осуществляется представителями энергомеханической и технологической служб предприятия с участием инспектора Энергонадзора. При этом определяется оптимальный режим работы потребителей-регуляторов, исходя из возможной продолжительности снижения нагрузки (или отключения потребителей) и величины снижаемой нагрузки.

1.4.1.13. Мероприятия группы 1.4.1.86 должны осуществляться путем отключения в часы максимума энергосистемы технологического оборудования, работающего непрерывно в течение суток. Для компенсации невыработанной продукции потребуются установка дополнительного технологического оборудования, которая вызовет увеличение капиталовложений и издержек производства при одновременном уменьшении затрат в энергосистеме.

Рекомендации по внедрению мероприятий этой группы должны быть подтверждены технико-экономическими расчетами, порядок выполнения которых изложен в методической части Указаний [1] и настоящих отраслевых Указаний.

В случае, если осуществление мероприятий группы 1.4.1.86 экономически оправдано, они должны быть включены в план последующего года или в план-график перспективных регулировочных мероприятий предприятия (см. приложение 3).

1.4.1.14. Планы-графики регулировочных мероприятий после утверждения руководством предприятия должны быть представлены в Энергонадзор.

1.4.1.15. С целью успешной реализации разработанных и внедряемых на предприятии регулировочных мероприятий необходимо заблаговременно (с привлечением представителей Энергонадзора) ознакомить с ними и провести соответствующий инструктаж ИТР предприятия, диспетчеров по производству, энергодиспетчеров и оперативный (дежурный) персонал, обслуживающий отнесенные к потребителям-регуляторам электроустановки.

1.4.2. Права и ответственность энергосистемы

1.4.2.1. Разработка регулировочных мероприятий и контроль за их выполнением должны осуществляться органами Энергонадзора совместно с представителями энергомеханических и технологических служб предприятий угольной промышленности.

1.4.2.2. В каждой энергосистеме должен быть определен перечень предприятий угольной промышленности, участвующих в проведении регулировочных мероприятий.

1.4.2.3. Инспекторский персонал Энергонадзора несет ответственность за введение и выполнение потребителями регулировочных мероприятий.

1.4.2.4. Для поощрения предприятий, точно выполняющих разработанные мероприятия по режимам работы потребителей-регуляторов, энергоснабжающая организация вправе уменьшить им плату за максимальную активную мощность в соответствии с величиной снижаемой нагрузки за время ее снижения в порядке, установленном Правилами пользования электрической и тепловой энергией [3].

1.4.3. Права и ответственность потребителей

1.4.3.1. Потребители электроэнергии, руководствуясь настоящими отраслевыми Указаниями и Правилами пользования электрической и тепловой энергией [3], обязаны регистрировать и регулировать свою нагрузку в часы максимума и минимума энергосистемы.

1.4.3.2. Каждое предприятие угольной промышленности в соответствии с установленными лимитами мощности в часы максимума нагрузки энергосистемы должно разрабатывать планы-графики регулировочных мероприятий с целью снижения потребляемой в этот период активной мощности до лимитированных значений.

1.4.3.3. Перечень должностных лиц, ответственных за разработку и введение регулировочных мероприятий, определяется приказом руководителя предприятия с обязательным включением в него представителей энергомеханической и технологической служб.

1.4.3.4. Предприятие имеет право вводить в действие разработанные регулировочные мероприятия только после согласования их с Энергонадзором.

1.4.3.5. Потребители электроэнергии обязаны:

а) проводить мероприятия по регулированию суточного графика нагрузки, поддерживать экономичный режим работы электроустановок и заданные оптимальные реактивные нагрузки;

б) беспрепятственно обеспечивать доступ в любое время суток представителей органов энергетического надзора (по их служебным удостоверениям) для контроля за режимом электропотребления, рациональным использованием электрической энергии и надзора за техническим состоянием электрохозяйства;

в) представлять по требованию энергоснабжающей организации необходимые схемы, технические характеристики действующего и вновь подключаемого технологического оборудования и другие материалы, необходимые для составления и уточнения планов-графиков регулировочных мероприятий.

1.4.3.6. Потребитель имеет право при лимитировании мощности в часы максимума нагрузки энергосистемы требовать от энергоснабжающей организации в порядке, установленном Правилами пользования электрической и тепловой энергией [3], уменьшения платы за каждый киловатт максимальной нагрузки в соответствии с величиной и временем ее снижения при условии соблюдения установленного энергосистемой плана потребления электроэнергии в киловатт-часах.

2. МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Расчеты за пользование электрической энергией

2.1.1. Общие положения

В настоящее время пользование электрической энергией осуществляется в соответствии с Правилами пользования электрической и тепловой энергией [3], которые являются обязательными как для энергоснабжающих организаций, так и для потребителей электроэнергии независимо от их ведомственной принадлежности.

Пользование электрической энергией допускается только на основании договора, заключенного между энергоснабжающей организацией и потребителем (абонентом), установки которого непосредственно присоединены к сетям энергоснабжающей организации. Такой потребитель является основным потребителем (абонентом) энергоснабжающей организации. К договору прилагается акт разграничения балансовой принадлежности электросетей и эксплуатационной ответственности сторон. Договоры на пользование электрической энергией заключаются в соответствии с типовыми договорами. Потребители, питающиеся от сетей основного потребителя, называются субабонентами.

Отпуск электроэнергии потребителям производится по планам электропотребления, утверждаемым в установленном порядке (см. п. 1.2.9). В случае сложившегося дефицита мощности энергоснабжающая организация имеет право вводить лимиты по мощности для предприятий, которым планируется отпуск электроэнергии.

Государственный контроль и надзор за электроустановками потребителей независимо от их ведомственной принадлежности осуществляется Государственной инспекцией по энергонадзору Министерства энергетики и электрификации СССР и предприятиями по сбыту энергии и контролю за ее использованием (энергонадзорами).

В соответствии с Прейскурантом № 09—01 [2] промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью 750 кВт·А и выше рассчитываются по двухставочным тарифам.

Предприятия угольной промышленности, как правило, имеют присоединенную мощность не ниже 750 кВт·А. Поэтому расчеты за пользование электрической энергией с такими предприятиями должны производиться по двухставочному тарифу, состоящему из годовой платы за 1 кВт заявленной (абонированной) потребителем максимальной мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы, и платы за 1 кВт·ч отпущенной потребителю активной электрической энергии.

Под заявленной мощностью имеется в виду абонированная потребителем наибольшая получасовая электрическая мощность, совпадающая с периодом максимальной нагрузки энергосистемы.

Часы максимума нагрузки энергосистемы устанавливаются энергоснабжающей организацией по кварталам в соответствии с режимом нагрузки энергосистемы и фиксируются в договоре на пользование электрической энергией.

Плата за 1 кВт·ч установлена за отпущенную потребителю активную электрическую энергию, учтенную расчетным счетчиком на стороне первичного напряжения головного абонентского трансформатора.

Если счетчик установлен на стороне вторичного напряжения, т. е. после головного абонентского трансформатора, то указанная в Прейскуранте плата за 1 кВт·ч отпущенной потребителю электрической энергии при расчетах с потребителем умножается на коэффициент 1,025.

Заявленная потребителем мощность, участвующая в максимуме активной нагрузки энергосистемы P_m , фиксируется поквартально в договоре и периодически контролируется энергоснабжающей организацией по фактическому получасовому максимуму активной нагрузки P_{ϕ} потребителя, определяемому по показаниям специальных приборов учета.

При отсутствии приборов учета, фиксирующих максимум активной нагрузки, периодический контроль за фактическим значением максимальной мощности потребителя за расчетный период может осуществляться по получасовым записям показаний обычных расчетных электросчетчиков.

При наличии нескольких питающих линий за расчетную нагрузку принимается совмещенный получасовой максимум нагрузки потребителя в часы суточного максимума нагрузки энергосистемы.

Методика определения величины P_{ϕ} потребителя в часы максимума активной нагрузки энергосистемы в зависимости от оснащенности предприятий угольной промышленности приборами учета активной мощности и энергии приведена в разделе 2.3.

В случае, если фактическая нагрузка потребителя в часы максимума нагрузки энергосистемы P_{ϕ} превысит величину P_m , предусмотренную договором, в конце квартала производится перерасчет суммы платы по фактической максимальной нагрузке потребителя за расчетный квартал по установленной Прейскурантом плате за 1 кВт.

Оплата дополнительной мощности не дает права потребителю на дальнейшее использование повышенной по сравнению с предусмотренной в договоре заявленной (абонированной) мощностью без получения от энергоснабжающей организации в каждом конкретном случае соответствующего разрешения.

Если фактическая нагрузка потребителя в часы максимума нагрузки энергосистемы будет ниже установленной договором, оплата производится по величине нагрузки, обусловленной договором.

По желанию потребителя оплачиваемая мощность может быть снижена в порядке, предусмотренном Правилами пользования электрической и тепловой энергией [3].

2.1.2. Скидки и надбавки к тарифу на электрическую энергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей

При расчетах с промышленными и приравненными к ним потребителями согласно Прейскуранту № 09—01 применяются скидки и надбавки к тарифу на электрическую энергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей.

Для потребителей с присоединенной мощностью 750 кВт·А и выше при определении скидок и надбавок за основу принимается наибольшая реактивная мощность, передаваемая из сетей энергосистемы в течение получаса в период максимума активной нагрузки энергосистемы Q_{ϕ_1} , и средняя реактивная мощность, передаваемая из сети или генерируемая в сеть энергосистемы за период ее наименьшей нагрузки Q_{ϕ_2} , определяемые за расчетный период (квартал) по показаниям приборов учета.

Период наименьших активных нагрузок энергосистемы устанавливается аналогично периоду наибольших активных нагрузок энергоснабжающей организацией и также фиксируется в договоре на пользование электрической энергией.

Суммарная скидка или надбавка к тарифу на электрическую энергию для потребителей с присоединенной мощностью 750 кВт·А и выше состоит из двух составляющих:

а) надбавки к тарифу за повышенное потребление реактивной мощности Q_{Φ_1} по сравнению с заданным энергоснабжающей организацией оптимальным значением Q_{Φ_1} в часы максимума активной нагрузки энергосистемы.

Надбавки к тарифу H_1 (%) за повышенное потребление реактивной мощности по сравнению с заданным оптимальным значением определяется по формуле

$$H_1 = 30 \frac{Q_{\Phi_1} - Q_{\Phi_1}}{P_{\Phi}}, \quad (1)$$

где P_{Φ} — фактическое значение максимальной получасовой активной мощности потребителя в часы максимума энергосистемы за расчетный период (квартал).

Если фактическая реактивная мощность Q_{Φ_1} меньше заданной Q_{Φ_1} , значение надбавки H_1 принимается равным нулю;

б) скидки или надбавки к тарифу за отклонение режима работы компенсирующих устройств от заданного, оцениваемое отклонением фактического потребления реактивной мощности Q_{Φ_2} от заданного энергоснабжающей организацией оптимального значения Q_{Φ_2} в часы минимума активной нагрузки энергосистемы.

Скидки или надбавки к тарифу за соблюдение заданного режима работы компенсирующих устройств H_2 (%) определяются по формуле

$$H_2 = 20 \frac{(Q_{\Phi_2} - Q_{\Phi_2})}{P_{\Phi}} - 2. \quad (2)$$

Положительное значение H_2 означает надбавку, отрицательное — скидку. Разность в скобках всегда принимается положительной независимо от ее знака. В случае, когда $Q_{\Phi_2} = Q_{\Phi_2}$, будет иметь место максимальная скидка H_2 , равная 2 %.

При определении скидок и надбавок полученные величины округляются до десятых долей процента.

После определения величин H_1 (1) и H_2 (2) суммарная скидка или надбавка H_{Σ} (%) определяется как сумма их значений (с учетом знаков «+» или «-»):

$$H_{\Sigma} = H_1 \pm H_2. \quad (3)$$

Скидка или надбавка за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей за расчетный период (квартал) при оплате электрической энергии по двухставочному тарифу исчисляется с суммарной платы за максимальную активную мощность предприятия (кВт) и учтенную расчетным счетчиком потребленную электрическую энергию (кВт·ч).

Методика определения фактических значений реактивной мощности Q_{Φ_1} и Q_{Φ_2} приведена в разделе 2.3.

Значения Q_{Φ_1} и Q_{Φ_2} определяются энергоснабжающей организацией для каждого квартала по методике, утвержденной Министерством энергетики и электрификации СССР (см. п. 2.8.1) [7].

2.2. Определение планов потребления электрической энергии предприятиями и порядок расчетов лимитов мощности

2.2.1. Методика определения суточных и месячных планов потребления электрической энергии

Согласно «Порядку утверждения и распределения планов потребления электрической энергии» (см. п. 1.2.9), предприятия распределяют установленные им планы потребления электроэнергии по месяцам квартала, а также на рабочий и выходной дни. При этом под термином «рабочий день» следует понимать рабочие сутки с установленным на данном предприятии числом рабочих смен, а праздничные дни следует относить к выходным.

Для осуществления такого распределения на очередной квартал необходимо иметь следующие исходные данные:

- квартальный план потребления электрической энергии $W_{\text{кв}}$;
- число рабочих дней в рассматриваемом квартале n_p ;
- общее число выходных и праздничных дней в рассматриваемом квартале n_v ;
- фактическое суммарное потребление электрической энергии в рабочие дни аналогичного квартала прошедшего года $W_p^{\text{пр}}$;
- фактическое суммарное потребление электрической энергии в выходные и праздничные дни аналогичного квартала прошедшего года $W_v^{\text{пр}}$;
- число рабочих дней в аналогичном квартале прошедшего года $n_p^{\text{пр}}$;
- общее число выходных и праздничных дней в аналогичном квартале прошедшего года $n_v^{\text{пр}}$.

Величины $W_p^{\text{пр}}$ и $W_v^{\text{пр}}$ могут быть определены путем суммирования соответствующих значений потребленной электрической энергии за рабочие и выходные (праздничные) дни, зафиксированных в форме Ш 6.3, листа 2 «Потреблений электрической энергии шахтой (разрезом), отдельными (контролируемыми) участками или электроустановками».

Расчет суточных и месячных планов потребления электрической энергии осуществляется в следующем порядке.

1. Определяется среднее потребление электроэнергии за рабочий день аналогичного квартала прошедшего года

$$W_{p, \text{сут}}^{\text{пр}} = W_p^{\text{пр}} / n_p^{\text{пр}}. \quad (4)$$

2. Определяется среднее потребление электроэнергии за выходной и праздничный дни аналогичного квартала прошедшего года

$$W_{v, \text{сут}}^{\text{пр}} = W_v^{\text{пр}} / n_v^{\text{пр}}. \quad (5)$$

3. Определяется коэффициент снижения потребления электроэнергии предприятием в выходные и праздничные дни в аналогичном квартале прошедшего года по сравнению с потреблением электроэнергии в рабочие дни

$$K_v = W_{v, \text{сут}}^{\text{пр}} / W_{p, \text{сут}}^{\text{пр}}. \quad (6)$$

4. Находится количество условных рабочих дней в рассматриваемом квартале

$$n_y^i = n_p^i + K_v n_v^i, \quad (7)$$

где $i = 1, \dots, IV$ — индекс соответствующего квартала года.

5. Определяется величина предполагаемого потребления электрической энергии за рабочий день рассматриваемого квартала

$$W_{p, \text{сут}}^i = \frac{W_{\text{кв}}^i}{n_y^i}. \quad (8)$$

6. Определяется величина предполагаемого потребления электрической энергии за выходные и праздничные дни рассматриваемого квартала

$$W_{v, \text{сут}}^i = K_v W_{p, \text{сут}}^i. \quad (9)$$

7. Рассчитывается предполагаемое потребление электрической энергии на каждый месяц рассматриваемого квартала

$$W_{\text{мес}}^i = W_{p, \text{сут}}^i n_p^j + W_{v, \text{сут}}^i n_v^j, \quad (10)$$

где n_p^j — число рабочих дней в j -м месяце рассматриваемого квартала; n_v^j — число выходных и праздничных дней в j -м месяце рассматриваемого квартала; $j = 1, 2, 3, \dots, 12$ — индекс соответствующего месяца года.

Результаты расчетов предприятиями установленных им планов потребления электроэнергии по месяцам квартала, на рабочий и выходной дни не позднее чем за 10 дней до начала соответствующего квартала направляются в энергосистемы Минэнерго СССР. В случае непредставления этих данных в установленные сроки энергосистемы производят распределение планов отпуска электроэнергии предприятиям по собственному усмотрению (см. п. 1.2.9).

Рассчитанное по изложенной выше методике потребление электрической энергии предприятием должно ежедневно контролироваться в начале квартала путем сопоставления фактических значений потребляемой электрической энергии в рабочие и выходные дни со значениями $W_{p.сут}^I$ (8) и $W_{в.сут}^I$ (9).

При сопоставлении фактических и предполагаемых (рассчитанных) значений потребляемой электрической энергии могут иметь место расхождения, вызванные следующими основными причинами:

изменением производительности и элементов технологической схемы предприятия по сравнению с аналогичным периодом прошедшего года;

установкой на предприятии нового электрооборудования или реконструкцией действующего, приводящей к изменению режимов электропотребления;

изменением по производственным причинам числа рабочих дней за квартал.

В случае такого расхождения предприятие имеет право один раз в квартал (в первом или во втором месяцах) до 20-го числа отчетного месяца по согласованию с энергосистемой в пределах квартального плана отпуска электроэнергии вносить изменения в установленные месячные планы потребления электроэнергии как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения за счет соответствующего изменения плана потребления электроэнергии последующих месяцев квартала. При этом перераспределение планов потребления электроэнергии между кварталами не допускается (см. п. 1.2.9).

В случае систематического превышения рассчитанных планов потребления электрической энергии в рабочие и выходные дни и неизменной производительности предприятия необходимо установить причины повышенного потребления электрической энергии, а затем разработать и внедрить мероприятия по снижению ее потребления (см. раздел 2.9).

При превышении предприятием установленных месячных планов потребления электроэнергии за всю энергию, израсходованную сверх плана, взимается плата в установленном порядке (см. п. 1.2.13).

Пример. Распределить установленный шахте план потребления электроэнергии по месяцам IV квартала, а также на рабочий и выходной дни при следующих исходных данных:

$$W_{кв}^{IV} = 16\,000 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}; \quad n_p^{IV} = 77 \text{ дней}; \quad n_v^{IV} = 15 \text{ дней};$$

$$W_p^{np} = 14\,700 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}; \quad W_v^{np} = 1300 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч};$$

$$n_p^{np} = 76 \text{ дней}; \quad n_v^{np} = 16 \text{ дней}.$$

Решение:

1. Из выражения (4) определяем среднее потребление электроэнергии за рабочий день IV квартала прошедшего года

$$W_{p.сут}^{np} = W_p^{np} / n_p^{np} = 14\,700 / 76 = 193,4 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}.$$

2. Из выражения (5) определяем среднее потребление электроэнергии за выходной (праздничный) день IV квартала прошедшего года

$$W_{в.сут}^{np} = W_v^{np} / n_v^{np} = 1300 / 16 = 81,3 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}.$$

3. Из выражения (6) определяем коэффициент K_v :

$$K_v = W_{в.сут}^{np} / W_{п.сут}^{np} = 81,3 / 193,4 = 0,42.$$

4. Из выражения (7) находим количество условных рабочих дней в IV квартале

$$n_y^{IV} = n_p^{IV} + K_v n_v^{IV} = 77 + 0,42 \cdot 15 = 83,3 \text{ дня}.$$

5. Из выражения (8) определяем величину предполагаемого потребления электрической энергии за рабочий день IV квартала

$$W_{\text{р. сут}}^{\text{IV}} = W_{\text{кв}}^{\text{IV}} / n_{\text{у}}^{\text{IV}} = 16\,000 / 83,3 = 192,1 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

6. Из выражения (9) определяем величину предполагаемого потребления электрической энергии за выходной (праздничный) день

$$W_{\text{в. сут}}^{\text{IV}} = K_{\text{в}} W_{\text{р. сут}}^{\text{IV}} = 0,42 \cdot 192 = 80,7 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Используя выражение (10), рассчитываем предполагаемое потребление электрической энергии на каждый месяц IV квартала:

а) 10-й месяц (октябрь), $j = 10$:

$$n_{\text{р}}^{10} = 26; \quad n_{\text{в}}^{10} = 5;$$

$$W_{\text{мес}}^{10} = 192,1 \cdot 26 + 80,7 \cdot 5 \approx 5\,400 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

б) 11-й месяц (ноябрь), $j = 11$:

$$n_{\text{р}}^{11} = 24; \quad n_{\text{в}}^{11} = 6;$$

$$W_{\text{мес}}^{11} = 192,1 \cdot 24 + 80,7 \cdot 6 \approx 5090 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

в) 12-й месяц (декабрь), $j = 12$:

$$n_{\text{р}}^{12} = 27; \quad n_{\text{в}}^{12} = 4;$$

$$W_{\text{мес}}^{12} = 192,1 \cdot 27 + 80,7 \cdot 4 \approx 5510 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Проверка:

$$W_{\text{кв}}^{\text{IV}} = W_{\text{мес}}^{10} + W_{\text{мес}}^{11} + W_{\text{мес}}^{12} = 5400 + 5090 + 5510 = 16\,000 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

2.2.2. Порядок расчета лимитов мощности

Как уже отмечалось в разделе 1.2, лимиты мощности устанавливаются энергосистемами (Энергонадзорами) Минэнерго СССР предприятиям и организациям, рассчитывающимся по двухставочному тарифу. Отпуск электроэнергии предприятиям угольной промышленности производится, как правило, по установленным планам электропотребления. В этом случае значение суточного плана потребления электроэнергии предприятия является исходной величиной для расчета устанавливаемого ему энергосистемой лимита мощности (инструктивное письмо Госэнергонадзора № 17-6р от 16.08.77 г.).

Другой исходной величиной является суточный график активной нагрузки предприятия, снимаемый Энергонадзором на предприятии в декабре совместно с представителями энергомеханической службы предприятия.

Для расчета лимита мощности предприятия необходимо знать также число рабочих смен и продолжительность максимума нагрузки энергосистемы.

Лимиты мощности предприятий рассчитываются в следующей последовательности.

1. Определяется максимальная нагрузка предприятия в часы максимума энергосистемы за период, когда вводится лимитирование мощности, из выражения

$$P_{\text{ф. л}} = W_{\text{р. сут}}^{\text{IV}} / 24 K_3, \quad (11)$$

где $W_{\text{р. сут}}^{\text{IV}}$ — суточный план потребления электроэнергии на рабочий день декабря, когда вводится лимит мощности (рассчитывается по методике, приведенной в п. 2.2.1), кВт·ч; K_3 — коэффициент заполнения суточного графика нагрузки режимного дня декабря прошедшего года,

$$K_3 = P_{\text{сп}}^{\text{нр}} / P_{\text{ф}}, \quad (12)$$

где $P_{\text{ср}}^{\text{пр}}$ — среднее значение активной нагрузки за сутки, кВт; $P_{\text{ф}}$ — фактическое значение максимальной получасовой активной нагрузки в часы максимума энергосистемы, кВт.

Примечание. При известном графике режимного дня декабря прошедшего года значение $P_{\text{ф}}$ может быть снято с графика нагрузки (максимальное значение за получасовой интервал) в часы максимума энергосистемы.

Величина $P_{\text{ср}}^{\text{пр}}$ может быть определена по формуле

$$P_{\text{ср}}^{\text{пр}} = W_{\text{р. сут}}^{\text{пр}} / 24, \quad (13)$$

где $W_{\text{р. сут}}^{\text{пр}}$ — суточное потребление электроэнергии за рабочий день декабря прошедшего года (определяется при снятии суточного графика нагрузки в рабочий день), кВт·ч.

После подстановки в выражение (11) значения коэффициента K_3 (12) и входящего в (12) значения $P_{\text{ср}}^{\text{пр}}$ (13) получим

$$P_{\text{ф. л}} = \frac{W_{\text{р. сут}}^{\text{IV}}}{W_{\text{р. сут}}^{\text{пр}}} P_{\text{ф.}}$$

Обозначим $W_{\text{р. сут}}^{\text{IV}} / W_{\text{р. сут}}^{\text{пр}} = K'_W$, тогда

$$P_{\text{ф. л}} = K'_W P_{\text{ф.}} \quad (14)$$

При неизменном плане электропотребления значение $W_{\text{р. сут}}^{\text{IV}} = W_{\text{р. сут}}^{\text{пр}}$, $K'_W = 1$, а выражение (14) примет вид

$$P_{\text{ф. л}} = P_{\text{ф.}}$$

2. Определяется среднее значение суточной нагрузки предприятия в течение периода, в котором вводится лимит мощности:

$$P_{\text{ср}} = W_{\text{р. сут}}^{\text{IV}} / 24. \quad (15)$$

3. Определяется нагрузка, которая может быть смещена на другие часы суток,

$$\Delta P = P_{\text{ф. л}} - P_{\text{ср}} \quad (16)$$

и соответственно на каждый час работы

$$\Delta P_{\text{ч}} = \Delta P / t_{\text{р}}, \quad (17)$$

где $t_{\text{р}}$ — число часов работы в сутки (при двух сменах $t_{\text{р}} = 15$ ч, при трех сменах $t_{\text{р}} = 23$ ч).

4. Определяется лимит мощности предприятия

$$P_{\text{лим}} = P_{\text{ф. л}} - \Delta P_{\text{ч}} t_{\text{м}}, \quad (18)$$

где $t_{\text{м}}$ — продолжительность максимума нагрузки энергосистемы, ч.

Зная порядок расчета лимитов мощности, представители энергомеханических служб предприятий угольной промышленности могут:

1) сразу же после снятия графика активной нагрузки предприятия в режимный день декабря рассчитать ориентировочное значение лимита мощности $P_{\text{лим}}$, которое может быть в следующем осенне-зимнем периоде;

2) при составлении договора на пользование электрической энергией с энергоснабжающей организацией использовать результаты расчета $P_{\text{лим}}$;

3) при снятии графика активной нагрузки предприятия контролировать в часы максимума нагрузки энергосистемы значение мощности $P_{\text{ф. л}}$, которое определяет величину $P_{\text{лим}}$.

Практическая реализация перечисленных рекомендаций позволит предприятиям совершенствовать плату за электрическую энергию в периоды, когда энергосистема устанавливает лимиты мощности.

Необходимо отметить, что иногда установленные потребителям лимиты мощности могут отличаться от значений, рассчитанных по изложенной выше мето-

дике. Это бывает в случаях, когда совмещенный максимум лимитов мощности энергосистемы окажется больше величины «разрешенной максимальной нагрузки лимитируемых по мощности потребителей».

Пример. Рассчитать лимит мощности угольной шахты, устанавливаемый на часы максимума активной нагрузки энергосистемы, при следующих исходных данных:

суточный план потребления электроэнергии шахтой на рабочий день периода, когда вводится лимит мощности $W_{\text{р.сут}}^{\text{IV}} = 200$ тыс. кВт·ч;

суточное потребление электроэнергии шахтой за рабочий день режимного дня декабря прошедшего года $W_{\text{р.сут}}^{\text{пр}} = 180$ тыс. кВт·ч;

максимальная активная нагрузка в часы максимума энергосистемы, снятая с суточного графика нагрузки декабря прошедшего года, $P_{\text{ф}} = 12,5$ МВт;

продолжительность максимума нагрузки энергосистемы $t_{\text{м}} = 3$ ч;

число рабочих смен — 3;

число часов работы в сутки $t_{\text{р}} = 23$ ч.

Решение.

1. Из выражения (14) определяем величину

$$P_{\text{ф.л}} = K'_{\text{W}} P_{\text{ф}} = 1,11 \cdot 12,5 = 13,9 \text{ МВт,}$$

где

$$K'_{\text{W}} = W_{\text{р.сут}}^{\text{IV}} / W_{\text{р.сут}}^{\text{пр}} = 200 / 180 = 1,11.$$

2. Из выражения (15) находим

$$P_{\text{ср}} = W_{\text{р.сут}}^{\text{IV}} / 24 = 200 / 24 = 8,3 \text{ МВт.}$$

3. Из выражения (16) находим

$$\Delta P = P_{\text{ф.л}} - P_{\text{ср}} = 13,9 - 8,3 = 5,6 \text{ МВт,}$$

а из выражения (17) —

$$\Delta P_{\text{ч}} = \Delta P / t_{\text{р}} = 5,6 / 23 = 0,24 \text{ МВт/ч.}$$

3. Из выражения (18) определяем величину $P_{\text{лим}}$:

$$P_{\text{лим}} = P_{\text{ф.л}} - \Delta P_{\text{ч}} t_{\text{м}} = 13,9 - 0,24 \cdot 3 \approx 13,2 \text{ МВт.}$$

2.3. Методика определения фактических значений основных параметров электропотребления на предприятиях угольной промышленности

2.3.1. Общие положения

С целью упорядочения взаимоотношений энергоснабжающих организаций и субабонентами при расчетах электроэнергии [3], а также для разработки регулирующей оптимизации режимов электропотребления с помощью оптимальных параметров электропотребления фактических значений этих параметров разработана в ИГД методика, согласована с Госэнергонадзором СССР и введена в действие с 1 января 1988 г. (№ 25—6—7/388 от 19.05.81 г.). В данной методике [6], скорректированный в соответствии с новым порядком пользования электрической и тепловой энергией [3] порядком расчета фактических значений реактивных мощностей предприятий $Q_{\text{ф1}}$ и $Q_{\text{ф2}}$.

Потребителями электрической энергии являются основные потребители, соответствующие с [2], обеспечивающие заданные энергосистеме иметь данные значения мощности [6], которая на Минуглепроме СССР переработанный

При введении в действие настоящих Указаний Методику [6] следует считать утратившей силу (приказ Минуглепрома СССР № 540 от 27 ноября 1981 г.). Изложенная в настоящих Указаниях Методика определения фактических значений основных параметров электропотребления позволяет:

1. Определять фактические значения основных параметров электропотребления, используемых при расчетах за электроэнергию потребителей с энерго-снабжающими организациями. Такими параметрами являются (см. раздел 2.1): фактическая получасовая активная мощность потребителя в часы максимума энергосистемы за расчетный период (квартал) P_{Φ} ; наибольшая реактивная мощность, передаваемая потребителю из сетей энергосистемы в течение получаса в периоды максимума активной нагрузки энергосистемы, $Q_{\Phi 1}$;

средняя реактивная мощность, передаваемая потребителю из сети или генерируемая в сеть энергосистемы за период ее наименьшей активной нагрузки, $Q_{\Phi 2}$.

2. Осуществлять сбор статистических данных, которые могут быть использованы:

при прогнозировании заявляемой предприятием получасовой активной мощности в часы максимума энергосистемы P_{Φ} ;

при разработке регулировочных мероприятий по поддержанию заданных предприятию энергосистемой лимита мощности и планов электропотребления (см. раздел 2.2);

при разработке мероприятий по поддержанию заданных предприятию энергосистемой оптимального получасового значения реактивной мощности в часы максимума активной нагрузки $Q_{\Phi 1}$ и оптимального среднего значения реактивной мощности, передаваемой из сети или генерируемой в сеть энергосистемы в часы минимума активной нагрузки, $Q_{\Phi 2}$.

Ввиду того, что оснащенность предприятий угольной промышленности приборами учета мощности и энергии различна, методика производства замеров изложена применительно к основным вариантам оснащенности, изложенным в следующей последовательности:

1) на предприятиях имеются сумматоры, фиксирующие совмещенный получасовой максимум активной и реактивной нагрузок, а также все необходимые приборы учета [10,11];

2) на предприятиях отсутствуют сумматоры, фиксирующие совмещенные получасовые максимумы активной и реактивной нагрузок, а счетчики реактивной энергии на питающих и отходящих к субабонентам линиях могут включаться и отключаться с помощью электроконтактных часов;

3) на всех питающих и отходящих к субабонентам линиях установлены обычные счетчики активной и реактивной энергии (электроконтактные часы отсутствуют);

4) на предприятии имеется информационно-измерительная система учета и контроля электроэнергии.

В процессе выполнения замеров фактических значений параметров электропотребления на предприятиях необходимо следить за тем, чтобы запись показаний на нескольких питающих (или отходящих) линиях была строго синхронизирована по времени. В случае неодновременной записи показаний может иметь место погрешность измерений, зависящая от одновременности записи показаний.

После выполнения замеров при обработке полученных результатов необходимо:

указанные стрелками сумматоров значения получасового максимума нагрузки (активной или реактивной) умножить на соответствующее значение коэффициента пересчета (K_{Φ} , K'_{Φ});

показания счетчиков активной и реактивной энергии за определенный промежуток времени умножить на коэффициент счетчика ($K_{\text{сч}}$, $K'_{\text{сч}}$), который для универсальных трансформаторных счетчиков не зависит от нагрузки и определяется как произведение коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения [11], т. е.

$$K_{\text{сч}} = K_{\text{т}} K_{\text{тн}};$$

в таблицах измерений, имеющих графу «Примечание», зафиксировать данные о производительности предприятия, а также вынужденные простои энергоемких электроустановок во время проведения замеров.

Значения коэффициентов K_{Φ} (K'_{Φ}) и $K_{\text{сч}}$ ($K'_{\text{сч}}$) указываются при организации учета на передней стенке приборов (на специальном сменном щитке).

2.3.2. Определение величины получасовой активной мощности P_{ϕ} предприятий в часы максимума активной нагрузки энергосистемы

Фактические значения максимальной мощности потребителей в течение получаса за период максимума активной нагрузки энергосистемы P_{ϕ} можно определить путем производства замеров с использованием имеющихся на подстанциях измерительных приборов.

В а р и а н т 1. На предприятии имеются все необходимые измерительные приборы (приборы учета активной мощности и энергии на каждой питающей линии, а также сумматор, фиксирующий совмещенный получасовой максимум активной нагрузки). В этом случае для определения мощности P_{ϕ} можно воспользоваться показаниями сумматора.

Определение величины P_{ϕ} по показаниям сумматора. При наличии на предприятии сумматора (например, фирмы «Ганц-Прибор»), фиксирующего совмещенный максимум активной нагрузки, для определения величины P_{ϕ} наиболее просто воспользоваться значениями, указываемыми ведущей стрелкой прибора [10]. Через каждые 30 мин после начала прохождения максимума активной нагрузки энергосистемы (до момента сброса показаний) записываются указанные стрелкой значения максимума нагрузки предприятия ω_k (в делениях). Для получения средневзвешенных получасовых значений максимума активной нагрузки $P_{\phi m}$ (кВт) необходимо умножить наибольшее значение за время каждого максимума нагрузки ω_m на коэффициент пересчета K_{Π} :

$$P_{\phi m} = \omega_m K_{\Pi}.$$

Результаты замеров и расчетов сводятся в табл. 1.

Т а б л и ц а 1

Дата замера (число, месяц, год)	Номер максимума активной нагрузки	Интервал времени, мин	Показания прибора ω_k , делений*	Наибольшее значение за время каждого максимума нагрузки, делений	Коэффициент пересчета K_{Π}	Наибольшее средневзвешенное значение мощности за 30-минутный интервал для каждого максимума нагрузки $P_{\phi m}$, кВт**	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
	1-й (утренний) 2-й (вечерний)	0—30 30—60 и т. д.		ω_1 ω_2		$P_{\phi 1}$ $P_{\phi 2}$	

* k — номер 30-минутного интервала времени;
** m — номер максимума активной нагрузки

Значения $P_{\phi 1}$, $P_{\phi 2}$ и т. д. из графы 7 табл. 1 заносятся в форму Ш 6.3, лист 3 (см. приложение 4). Наибольшее из зафиксированных значений мощности графы 7 табл. 1 за расчетный период (квартал) будет представлять собой фактическое значение максимальной активной мощности потребителя P_{ϕ} , используемое при расчетах за электроэнергию с энергоснабжающей организацией.

Определение величины P_{ϕ} с использованием счетчиков активной энергии. Для получения более достоверных значений P_{ϕ} в часы максимума энергосистемы целесообразно проводить измерения с использованием показаний счетчика активной энергии, фиксирующего суммарную потребляемую предприятием активную энергию. Показания прибора записываются в течение всего времени прохожде-

ния максимума активной нагрузки через интервалы времени $\Delta t = 30$ мин. Результаты замеров обрабатываются следующим образом. Для каждого 30-минутного интервала времени определяется значение $\Delta \omega_k$:

$$\Delta \omega_k = \omega_{k+1} - \omega_k,$$

где ω_k, ω_{k+1} — последовательно снятые показания счетчика активной энергии, делений.

Величину средней мощности (кВт) для принятого интервала времени Δt можно определить по формуле пересчета

$$P'_{\Phi k} = \frac{\Delta \omega_k K_{\text{сч}}}{K_t}, \quad (19)$$

где $K_{\text{сч}}$ — коэффициент счетчика активной энергии; K_t — временной коэффициент, $K_t = \Delta t / 60$ (при $\Delta t = 30$ мин $K_t = 30 / 60 = 0,5$).

Результаты замеров и расчетов сводятся в табл. 2.

Т а б л и ц а 2

Дата замера (число, месяц, год)	Номер максимума активной нагрузки	Время замера, мин	Показания счетчика активной энергии ω_k , делений	Значение $\Delta \omega_k = \omega_{k+1} - \omega_k$	Средневзвешенное значение мощности $P'_{\Phi k}$ для 30-минутного интервала, кВт	Наибольшее значение из графы 6 за время каждого максимума нагрузки $P_{\Phi m}$, кВт	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
	1-й (утренний)	0 * 30 60 90 и т. д.	ω_1 ω_2 ω_3	$\Delta \omega_1 = \omega_2 - \omega_1$ $\Delta \omega_2 = \omega_3 - \omega_2$ и т. д.	0—30 $P'_{\Phi 1}$ 30—60 $P'_{\Phi 2}$	$P_{\Phi 1}$	
	2-й (вечерний)					$P_{\Phi 2}$	

* — начало отсчета, которое может быть принято равным фактическому времени в начале замера (ч, мин).

В графу 6 табл. 2 вписываются значения $P'_{\Phi k}$, определенные с помощью выражения (19) для 30-минутных интервалов времени.

В графу 7 табл. 2 вписываются взятые из графы 6 наибольшие средневзвешенные 30-минутные значения активной мощности предприятия для каждого максимума активной нагрузки энергосистемы, а именно: $P_{\Phi 1}$, $P_{\Phi 2}$ и т. д. Значения мощностей $P_{\Phi 1}$, $P_{\Phi 2}$ и т. д. из графы 7 табл. 2 заносятся в форму Ш6.3, лист 3 (см. приложение 4). Наибольшее из зафиксированных значений мощности графы 7 табл. 2 за расчетный период (квартал) будет представлять собой величину P_{Φ} .

В а р и а н т 2. На предприятии отсутствует сумматор, фиксирующий совмещенный максимум активной нагрузки потребителя.

В этом случае величину P_{Φ} можно определить с использованием показаний установленных на каждой питающей линии счетчиков активной энергии по методике, изложенной выше (см. вариант 1). При этом средневзвешенное зна-

чение 30-минутного максимума активной нагрузки каждой линии может быть определено в порядке, изложенном в табл. 2 (графы 1—6). Необходимо отметить, что измерения должны производиться одновременно на всех питающих линиях.

Последующие расчеты выполняются в порядке, изложенном в табл. 3.

Т а б л и ц а 3

Дата замера (число, месяц, год)	Номер максимума активной нагрузки	Интервал времени, мин	Средневзвешенное значение мощности $P'_{\Phi l}$ для 30-минутного интервала на каждой линии, кВт				Суммарное значение 30-минутных максимумов на всех линиях $P'_{\Phi k}$, кВт	Наибольшее из значений графы 5 за время каждого максимума нагрузки $P_{\Phi m}$, кВт	Примечание
			1	2	...	l^*			
1	2	3	4				5	6	7
	1-й (утренний)	0—30	$P'_{\Phi 11}$	$P'_{\Phi 12}$	...	$P'_{\Phi 1l}$	$P'_{\Phi 1}$	$P_{\Phi 1}$	
		30—60	$P'_{\Phi 21}$	$P'_{\Phi 22}$	...	$P'_{\Phi 2l}$	$P'_{\Phi 2}$		
	2-й (вечерний)	60—90 и т. д.					и т. д.		

l — номер питающей линии.

Значения $P_{\Phi 1}$, $P_{\Phi 2}$ и т. д. из графы 6 табл. 3 наносятся в форму Ш 6.3, лист 3 (приложение 4). Наибольшее из зафиксированных значений мощности графы 6 табл. 3 за расчетный период (квартал) будет представлять собой величину P_{Φ} .

2.3.3. Определение величины получасовой реактивной мощности $Q_{\Phi 1}$ предприятий в часы максимума активной нагрузки энергосистемы

Фактические наибольшие значения реактивной мощности потребителей в течение получаса за период максимума активной нагрузки энергосистемы $Q_{\Phi 1}$ можно определить путем производства замеров с использованием имеющихся на подстанциях измерительных приборов.

В а р и а н т 1. На предприятии имеются все необходимые измерительные приборы (приборы учета реактивной мощности и энергии на каждой питающей линии, а также сумматор, фиксирующий совмещенный получасовой максимум реактивной нагрузки потребителя).

В этом случае для определения мощности $Q_{\Phi 1}$ можно воспользоваться показаниями сумматора.

Определение величины $Q_{\Phi 1}$ по показаниям сумматора. При наличии на предприятии сумматора, фиксирующего совмещенный максимум реактивной нагрузки (например, фирмы «Ганц-Прибор»), для определения величины $Q_{\Phi 1}$ наиболее просто воспользоваться значениями, указываемыми ведущей стрелкой прибора [10]. Через каждые 30 мин после начала прохождения максимума

активной нагрузки энергосистемы (до момента сброса показаний) записываются указанные стрелкой значения максимума реактивной нагрузки предприятия ω'_k (в делениях). Для получения средневзвешенных получасовых значений максимума реактивной нагрузки $Q_{\Phi 1m}$ (квар) необходимо умножить наибольшее значение за время максимума активной нагрузки ω'_m на коэффициент пересчета K'_p , т. е.

$$Q_{\Phi 1m} = \omega'_m K'_p.$$

Результаты замеров и расчетов сводятся в табл. 4.

Таблица 4

Дата замера (число, месяц, год)	Номер максимума активной нагрузки	Интервал времени, мин	Показания прибора ω'_k , делений	Наибольшее значение из графы 4 за время каждого максимума на грузки ω'_m , делений	Коэффициент пересчета K'_p	Значение мощности $Q_{\Phi 1m}$, квар	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
	1-й (утренний) 2-й (вечерний)	0—30 30—60 и т. д.		ω'_1 ω'_2		$Q_{\Phi 11}$ $Q_{\Phi 12}$	

Значения $Q_{\Phi 11}$, $Q_{\Phi 12}$ и т. д. из графы 7 табл. 4 заносятся в форму Ш 6.3 лист 3 (см. приложение 4). Наибольшее из зафиксированных значений мощности графы 7 табл. 4 за расчетный период (квартал) будет представлять собой фактическое значение реактивной мощности потребителя в течение получаса за период максимума активной нагрузки энергосистемы $Q_{\Phi 1}$, используемое при расчетах за электроэнергию с энергоснабжающей организацией [2].

Определение величины $Q_{\Phi 1}$ с использованием счетчиков реактивной энергии.
Для получения более достоверных значений $Q_{\Phi 1}$ в часы максимума энергосистемы целесообразно проводить измерения с использованием счетчика реактивной энергии, фиксирующего суммарную потребляемую предприятием реактивную энергию. Показания прибора записываются в течение всего времени прохождения максимума активной нагрузки через интервалы времени $\Delta t = 30$ мин. Результаты замеров обрабатываются следующим образом. Для каждого 30-минутного интервала времени определяется значение $\Delta \omega'_k$:

$$\Delta \omega'_k = \omega'_{k+1} - \omega'_k,$$

где ω'_k , ω'_{k+1} — последовательно снятые показания счетчика реактивной энергии.

Величину средней мощности (квар) для принятого интервала времени Δt можно определить по формуле пересчета

$$Q'_{\Phi 1k} = \frac{\Delta \omega'_k K'_{сч}}{K_t}, \quad (20)$$

где $K'_{сч}$ — коэффициент счетчика реактивной энергии; K_t — см. выражение (19).

Дата замера (число, месяц, год)	Номер максимума активной нагрузки	Время замера, мин	Показания счетчика реактивной энергии ω'_k , делений	Значение $\Delta\omega'_k = \omega'_{k+1} - \omega'_k$, делений	Средневзвешенное значение мощностей для 30-минутного интервала $Q'_{\Phi 1k}$, квар	Наибольшее значение из графы 6 для каждого максимума нагрузки, $Q_{\Phi 1n}$, квар	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
	1-й (утренний)	0 * 30 30 60 90	ω'_1 ω'_2 ω'_3	$\Delta\omega'_1 = \omega'_2 - \omega'_1$ $\Delta\omega'_2 = \omega'_3 - \omega'_2$ и т. д.	0—30 $Q'_{\Phi 11}$ 30—60	$Q_{\Phi 11}$	
	2-й (вечерний)				$Q'_{\Phi 12}$ и т. д.	$Q_{\Phi 12}$	

* — начало отсчета, которое может быть принято равным фактическому времени в начале замера (ч, мин).

Результаты замеров и расчетов сводятся в табл. 5.

После определения значений $Q'_{\Phi 11}$, $Q'_{\Phi 12}$ и т. д. с помощью выражения (20) (графа 6 табл. 5) наибольшие средневзвешенные 30-минутные значения реактивной мощности для каждого максимума активной нагрузки, взятые из графы 6, вписываются в графу 7 табл. 5 и обозначаются в соответствии с номером максимума нагрузки $Q_{\Phi 11}$, $Q_{\Phi 12}$ и т. д.

Значения $Q_{\Phi 11}$, $Q_{\Phi 12}$ и т. д. из графы 7 табл. 5 заносятся в форму Ш. 6.3, лист 3 (см. приложение 4).

Наибольшее из зафиксированных значений мощности графы 7 табл. 5 за расчетный период (квартал) будет представлять собой величину $Q_{\Phi 1}$.

Вариант 2. На предприятии отсутствует сумматор, фиксирующий совмещенную реактивную мощность потребителя в часы максимума активной нагрузки энергосистемы, а на каждой питающей линии установлены счетчики реактивной энергии, которые включаются электроконтактными часами в периоды максимума нагрузки энергосистемы.

В этом случае значение мощности $Q_{\Phi 1}$ определяется по формуле [3]

$$Q_{\Phi 1} = K_M \frac{W_{Q1}}{t_1 D}, \quad (21)$$

где $t_1 D = t_{м.р}$ — общее число часов работы счетчика в часы максимума нагрузки энергосистемы за расчетный период; $t_1 = t_{м.у} + t_{м.в}$ — число часов работы счетчика в сутки за периоды максимумов нагрузки; $t_{м.у}$, $t_{м.в}$ — продолжительность утреннего и соответственно вечернего максимумов нагрузки энергосистемы, ч; D — число суток в расчетном периоде; K_M — коэффициент приведения средней величины за время $t_{м.р}$ к 30-минутному максимуму, принимаемый равным: для предприятий с 7-дневной рабочей неделей — 1,2; с 6-дневной — 1,3; с 5-дневной — 1,4; W_{Q1} — реактивная энергия, зафиксированная счетчиками за D суток, квар·ч.

Для определения величины W_{Q1} необходимо выполнить замеры и расчеты, которые сводятся в табл. 6.

Номер питающей линии	Показания счетчиков реактивной энергии на каждой питающей линии, делений		Разность показаний счетчиков за расчетный период, делений	Коэффициент счетчика реактивной энергии $K_{сч}$	Реактивная энергия, зафиксированная каждым счетчиком за D суток в часы максимума энергосистемы, квар·ч
	в начале расчетного периода	в конце расчетного периода (через D суток)			
1	2	3	4	5	6
1	$\omega_{1н}$	$\omega_{1к}$	$\Delta\omega_1 = \omega_{1к} - \omega_{1н}$	$K'_{сч_1}$	$W_{Q_{11}} = \Delta\omega_1 K'_{сч_1}$
2	$\omega_{2н}$	$\omega_{2к}$	$\Delta\omega_2 = \omega_{2к} - \omega_{2н}$	$K'_{сч_2}$	$W_{Q_{12}} = \Delta\omega_2 K'_{сч_2}$
...	...	...	...	...	...
l	$\omega_{lн}$	$\omega_{lк}$	$\Delta\omega_l = \omega_{lк} - \omega_{lн}$	$K'_{сч_l}$	$W_{Q_{1l}} = \Delta\omega_l K'_{сч_l}$

Величина W_{Q_1} определится как сумма значений графы 6 табл. 6:

$$W_{Q_1} = W_{Q_{11}} + W_{Q_{12}} + \dots + W_{Q_{1l}}.$$

После подстановки величины W_{Q_1} в формулу (21) (при известных значениях K_m , t_1 и D) определяется значение мощности Q_{Φ_1} предприятия за расчетный период.

В а р и а н т 3. На предприятии отсутствует сумматор, а на каждой питающей линии установлены обычные счетчики реактивной энергии (не имеющие электроконтактных часов).

В этом случае временно, до установки приборов, фиксирующих суммарную реактивную нагрузку предприятия в часы максимума энергосистемы, контроль за фактическим значением реактивной мощности Q_{Φ_1} в эти часы должен осуществляться путем **ежесуточных** записей показаний обычных счетчиков реактивной энергии на начало и конец периодов максимума активной нагрузки энергосистемы [3].

Расчетное значение Q_{Φ_1} определяется в этом случае по формуле (21) при значениях $K_m = 1,2$ и $D = 1$, т. е.

$$Q_{\Phi_1} = 1,2 \frac{W_{Q_1}}{t_1}, \quad (22)$$

где W_{Q_1} — расход реактивной энергии в часы максимума активных нагрузок энергосистемы за те сутки расчетного периода, в которые он был наибольшим, квар·ч; t_1 — см. выражение (21).

Результаты замеров и расчетов выполняются отдельно для каждой питающей линии и сводятся в табл. 7.

Для определения потребления реактивной энергии в часы максимума энергосистемы предприятием в целом необходимо просуммировать значения графы 8 табл. 7 по всем питающим линиям, сведя их предварительно в табл. 8.

Наибольшее из значений графы 3 табл. 8 за расчетный период будет представлять собой величину W_{Q_1} , используемую для расчета мощности Q_{Φ_1} с помощью выражения (22). При планировании установки на предприятии специальных устройств (сумматоров), фиксирующих суммарную 30-минутную реактивную нагрузку потребителя в часы максимума энергосистемы, необходимо наряду

Таблица 7

Дата замера (число, месяц, год)	Номер максимума активной нагрузки	Показания счетчика реактивной энергии, делений		Разность показаний счетчика за период максимума нагрузки, делений	Коэффициент счетчика $K'_{сч}$	Реактивная энергия за период максимума нагрузки, квар.ч	Суммарная реактивная энергия, зафиксированная счетчиком за сутки в периоды максимума нагрузки, квар.ч
		в начале периода максимума нагрузки	в конце периода максимума нагрузки				
1	2	3	4	5	6	7	8
	1-й (утренний) 2-й (вечерний)	$\omega_{1Н}$ $\omega_{2Н}$	$\omega_{1К}$ $\omega_{2К}$	$\Delta\omega_1 = \omega_{1К} - \omega_{1Н}$ $\Delta\omega_2 = \omega_{2К} - \omega_{2Н}$		$W'_{Q_{11}} = \Delta\omega_1 K'_{сч}$ $W'_{Q_{21}} = \Delta\omega_2 K'_{сч}$	$W_{Q_{11}} = W'_{Q_{11}} + W'_{Q_{21}}$

Таблица 8

Дата замера (число, месяц, год)	Суммарная реактивная энергия, зафиксированная счетчиками за сутки в периоды максимума нагрузки на каждой линии, квар.ч (табл. 7, графа 8)				Суммарное потребление реактивной энергии предприятием за сутки в периоды максимума нагрузки, квар.ч
	1	2	...	l	
1	2				3
	$W_{Q_{11}}$	$W_{Q_{12}}$	...	$W_{Q_{1l}}$	$W_{Q_{11}} = W_{Q_{11}} + W_{Q_{12}} + \dots + W_{Q_{1l}}$

с выполнением описанных выше замеров и расчета средневзвешенного значения реактивной мощности $Q_{\phi 1}$ за периоды максимума энергосистемы (см. п. 3.3.3, вариант 3) заблаговременно (не позднее, чем за полгода) начать замеры с целью определения средневзвешенного фактического значения совмещенного 30-минутного максимума реактивной нагрузки $Q_{\phi 1}$ предприятия в часы максимума активной нагрузки энергосистемы.

Величину $Q_{\phi 1}$ можно определить с использованием показаний установленных на каждой питающей линии счетчиков реактивной энергии по методике, изложенной выше (см. п. 2.3.3, вариант 1). При этом средневзвешенное значение 30-минутного максимума реактивной нагрузки каждой линии в часы максимума активной нагрузки энергосистемы может быть определено в порядке, изложенном в табл. 5 (графы 1—6).

Необходимо отметить, что измерения должны производиться ежедневно одновременно на всех питающих линиях.

Последующие расчеты выполняются в порядке, изложенном в табл. 9. Значения $Q_{\phi 11}$, $Q_{\phi 12}$ и т. д. из графы 6 табл. 9 заносятся в форму Ш. 6.3, лист 3 (см. приложение 4).

Наибольшее из зафиксированных значений мощности графы 6 табл. 9. за расчетный период (квартал) будет представлять собой величину $Q_{\phi 1}$.

Таблица 9

Дата замера (число, месяц, год)	Номер максимума активной нагрузки	Интервал времени, мин	Средневзвешенное значение мощности $Q'_{\Phi 1kl}$ для 30-минутного интервала на каждой линии за период максимума активной нагрузки энергосистемы, квар				Суммарное значение 30-минутного максимума реактивной нагрузки на всех линиях $Q'_{\Phi 1k}$, квар	Наибольшее значение из графы 5 за время каждого максимума нагрузки $Q'_{\Phi 1m}$, квар	Примечание
			1	2	...	l			
1	2	3	4				5	6	7
	1-й (утренний)	0—30 30—60 60—90 и т. д.	$Q'_{\Phi 111}$	$Q'_{\Phi 112}$	...	$Q'_{\Phi 11l}$	$Q'_{\Phi 11} =$	$Q_{\Phi 11}$	
	2-й (вечерний)		$Q'_{\Phi 121}$	$Q'_{\Phi 122}$	...	$Q'_{\Phi 12l}$	$= Q'_{\Phi 111} +$ $+ Q'_{\Phi 112} +$ $+ \dots +$ $+ Q'_{\Phi 11l}$ и т. д.	$Q_{\Phi 12}$	

Полученные путем производства замеров значения $Q_{\Phi 1}$ предприятия при заранее известном значении $Q_{\Sigma 1}$ (см. п. 3.8.1) позволят заблаговременно разрабатывать мероприятия по компенсации реактивной мощности и совершенствованию режимов электропотребления с целью поддержания регламентированного энерго-снабжающей организацией оптимального значения реактивной мощности $Q_{\Sigma 1}$ в часы максимума энергосистемы.

2.3.4. Определение величины средней реактивной мощности $Q_{\Phi 2}$ предприятий в часы минимума активной нагрузки энергосистемы за расчетный период (квартал)

Фактическое среднее значение реактивной мощности потребителя в часы минимума активной нагрузки энергосистемы за расчетный период (квартал) $Q_{\Phi 2}$ можно определить путем производства замеров с использованием имеющихся на подстанциях измерительных приборов.

В а р и а н т 1. На предприятиях имеются счетчики, фиксирующие суммарную реактивную энергию предприятия.

В этом случае мощность $Q_{\Phi 2}$ можно определить с использованием показаний счетчиков, фиксирующих суммарную реактивную энергию предприятия. Показания приборов записываются в начале и в конце каждого минимума активной нагрузки энергосистемы.

Величину средней мощности (квар) за период минимума активной нагрузки энергосистемы $t_{\min}$ можно определить по формуле

$$Q_{\Phi 2n} = \frac{\Delta \omega' K'_{сч}}{K'_i}, \quad (23)$$

где $\Delta\omega_n^* = \omega_{\text{кон}}^* - \omega_{\text{нач}}^*$; $\omega_{\text{нач}}^*$, $\omega_{\text{кон}}^*$ — показания счетчика реактивной энергии соответственно в начале и в конце периода минимума активной нагрузки энергосистемы; K_t' — временной коэффициент,

$$K_t' = t_{\min}/60;$$

$t_{\min}$ — продолжительность минимума активной нагрузки энергосистемы, мин;
 $n = 1, 2, 3 \dots$ — номер минимума активной нагрузки энергосистемы.

Результаты замеров и расчетов сводятся в табл. 10. В графу 5 табл. 10 вписываются значения $Q_{\Phi 2n}$, определенные с помощью выражения (23).

Т а б л и ц а 10

Дата замера (число, месяц, год)	Показания счетчика, фиксирующего суммарную реактивную энергию предприятия в часы минимума активной нагрузки энергосистемы, делений		Значение реактивной энергии $\Delta\omega_n^*$, делений	Значение реактивной мощности $Q_{\Phi 2n}$, квар	Примечание
	на начало периода $\omega_{\text{нач}}^*$	на конец периода $\omega_{\text{кон}}^*$			
1	2	3	4	5	6
				$Q_{\Phi 21}$ $Q_{\Phi 22}$ и т. д.	

Значения $Q_{\Phi 21}$, $Q_{\Phi 22}$ и т. д. из графы 5 табл. 10 заносятся в форму Ш 6.3, лист 3 (см. приложение 4).

Тогда средняя реактивная мощность потребителя в часы минимума активной нагрузки энергосистемы за расчетный период (квартал) определяется из выражения

$$Q_{\Phi 2} = \frac{Q_{\Phi 21} + Q_{\Phi 22} + \dots + Q_{\Phi 2n}}{n}, \quad (24)$$

где n — общее число минимумов активной нагрузки потребителей за расчетный период (квартал).

В а р и а н т 2. На предприятии имеются счетчики, фиксирующие суммарную реактивную энергию предприятия, которые включаются на время минимума активной нагрузки энергосистемы с помощью электроконтактных часов.

Включение счетчиков реактивной энергии на время минимума активной нагрузки энергосистемы с помощью электроконтактных часов позволит получить исходные данные для расчета потребления реактивной энергии предприятием в часы минимума активной нагрузки за расчетный период (квартал).

Тогда средняя реактивная мощность потребителя в часы минимума активной нагрузки энергосистемы за расчетный период (квартал) $Q_{\Phi 2}$ определится по формуле [3]

$$Q_{\Phi 2} = \frac{W_{Q_2}}{t_2 D}, \quad (25)$$

где t_2 — число часов работы счетчика в сутки за период минимума нагрузки энергосистемы; D — см. выражение (21); W_{Q_2} — реактивная энергия, зафиксированная счетчиками за D суток, квар.ч.

Для определения величины W_{Q_2} необходимо выполнить замеры и расчеты, которые сводятся в таблицу, аналогичную табл. 6, но отличающуюся от послед-

ней тем, что в графу 6 заносится реактивная энергия $W_{Q_{21}}, W_{Q_{22}}, \dots, W_{Q_{2l}}$, зафиксированная каждым счетчиком за D суток в часы минимума энергосистемы.

Тогда величина W_{Q_2} определится как сумма значений графы 6:

$$W_{Q_2} = W_{Q_{21}} + W_{Q_{22}} + \dots + W_{Q_{2l}}.$$

После подстановки величины W_{Q_2} в формулу (25) (при известных значениях t_2 и D) определяется значение мощности Q_{Φ_2} предприятия за расчетный период.

В а р и а н т 3. На предприятии отсутствуют приборы, фиксирующие суммарную реактивную энергию предприятия, а на каждой питающей линии установлены обычные счетчики реактивной энергии, не имеющие электроконтактных часов.

В этом случае величину Q_{Φ_2} можно определить с использованием установленных на каждой питающей линии счетчиков реактивной энергии, фиксируя ежедневно их показания в начале и в конце каждого минимума активной нагрузки энергосистемы за расчетный период.

Тогда расчетное значение реактивной мощности потребителя за сутки $Q_{\Phi_{2l}}$ определится по формуле (25) при условии, что $D = 1$, а зафиксированная счетчиками за сутки в часы минимума энергосистемы реактивная энергия равна $W_{Q_{2l}}$. При этом $Q_{\Phi_{2l}}$ будет равно

$$Q_{\Phi_{2l}} = W_{Q_{2l}}/t_2, \quad (26)$$

где l — см. выражение (23); t_2 — см. выражение (25).

Результаты замеров и расчетов выполняются для каждой питающей линии и сводятся в табл. 11.

Для определения потребления реактивной энергии в часы минимума энергосистемы предприятием в целом, а также среднего значения реактивной мощности за этот же период необходимо просуммировать значения графы 6 табл. 11. Результаты расчетов сводятся в табл. 12.

Т а б л и ц а 11

Дата замера (число, месяц, год)	Показания счетчика реактивной энергии, делений		Разность показаний счетчика за период минимума нагрузки, делений	Коэффициент счет- чика $K_{сч}$	Реактивная энергия, за- фиксирован- ная счетчи- ком за сут- ки в период минимума нагрузки, квар.ч
	в начале периода минимума нагрузки	в конце периода минимума нагрузки			
1	2	3	4	5	6

Значения $Q_{\Phi_{2l}}$ из графы 4 табл. 12 заносятся в форму Ш 6.3, лист 3 (см. приложение 4).

Фактические средние значения реактивной мощности субабонентов за период минимума активной нагрузки энергосистемы $Q_{с. \Phi_{2l}}$ можно определить аналогично изложенной выше методике определения мощности $Q_{\Phi_{2l}}$ основного потребителя с учетом оснащенности питающих субабонентов линий приборами учета. Рассчитанные значения $Q_{с. \Phi_{2l}}$ заносятся в форму Ш.6.3, лист 3 (см. приложение 4).

Используя полученные данные, можно оценить долевое участие субабонентов в формировании фактического среднего значения реактивной мощности основного

Дата замера (число, месяц, год)	Реактивная энергия, за- фиксированная счетчика- ми за сутки в период минимума нагрузки на каждой линии, квар.ч (табл. 11, графа 6)				Суммарное потребление реактивной энергии предприятием за сутки в период минимума на- грузки $W_{Q_{2n}}$, квар.ч	Среднее значение реактивной мощ- ности потребителя за сутки $Q_{\Phi 2n}$, определяемое из выражения (26), квар
	1	2	...	l		
1	2				3	4
	$W_{Q_{21}}$	$W_{Q_{22}}$	...	$W_{Q_{2l}}$	$W_{Q_{2n}} = W_{Q_{21}} + W_{Q_{22}} +$ $+ \dots + W_{Q_{2l}}$	

потребителя в часы минимума активной нагрузки энергосистемы за расчетный период (квартал).

В случае оснащения предприятия приборами учета в соответствии с вариантом 3 (см. п. 2.3.4) энергоснабжающая организация имеет право в любые сутки расчетного периода осуществлять контроль среднего значения реактивной мощности потребителя в часы минимума энергосистемы $Q_{\Phi 2n}$, рассчитывая его по формуле (26) [3].

2.3.5. Особенности определения величины P_{Φ} основного потребителя, отпускающей электрическую энергию субабонентам

Согласно [2], основные потребители рассчитываются за электрическую энергию как с энергосистемой, так и с субабонентами по тарифам, установленным Трейскурантом 09—01 для соответствующих групп потребителей.

В случае, когда основной потребитель и субабонент рассчитываются за электрическую энергию по двухставочному тарифу, значение максимума активной нагрузки субабонента фиксируется в договоре с основным потребителем и регистрируется соответствующими приборами, установленными на питающих субабонентов линиях [3]. Контролировать значение этого максимума в часы максимальной нагрузки энергосистемы можно описанными выше методами (см. п. 2.3.2) в зависимости от типа приборов учета, установленных на линиях субабонентов.

В том случае, когда основной потребитель рассчитывается за электрическую энергию по двухставочному тарифу, а субабонент по одноставочному, возникает задача определения участия субабонента в формировании суммарного максимума активной нагрузки, фиксируемого установленными на вводах основного потребителя приборами учета. При этом контроль участия субабонента в формировании суммарного максимума активной нагрузки будет зависеть от типа приборов учета, установленных на вводах основного потребителя и на линиях, питающих субабонентов.

В а р и а н т 1. На вводах основного потребителя установлен сумматор, фиксирующий совмещенный получасовой максимум активной нагрузки потребителя, а на питающих субабонентов линиях установлены счетчики активной энергии.

При наличии на сумматоре свободных вводов учет влияния субабонентов на формирование суммарного максимума активной нагрузки не представляет больших трудностей. С этой целью необходимо снять сигналы, пропорциональные активной мощности, с линий, питающих субабонентов, и подать их с обратным знаком на вводы сумматора. Тогда активная мощность, потребляемая субабонентами, будет автоматически вычитаться из суммарной и приборы учета,

установленные на вводах, будут фиксировать максимум нагрузки только основного потребителя. Такие схемы работают на шахтах ПО Воркутауголь.

В а р и а н т 2. На вводах основного потребителя установлен сумматор, на который невозможно подать сигналы с линий, питающих субабонентов. На линиях, питающих субабонентов, имеются счетчики активной энергии.

В этом случае для определения участия субабонентов в формировании суммарного максимума активной нагрузки основного потребителя необходимо в часы максимума энергосистемы с помощью табл. 1 (без графы 5) снять график нагрузки на вводах основного потребителя, а с помощью табл. 2 в те же периоды времени снять графики нагрузки на линиях, питающих субабонентов.

Результаты замеров и расчетов сводятся в табл. 13.

Т а б л и ц а 13

Дата замера (число, месяц, год)	Номер максимума активной нагрузки	Средневзвешенные значения 30-минутных максимумов активной нагрузки на каждой линии, питающей субабонентов, кВт				Суммарные значения 30-минутных максимумов нагрузки на всех линиях, питающих субабонентов $P_{\Sigma}, \text{кВт}$	Средневзвешенные значения 30-минутных максимумов нагрузки на вводах основного потребителя $P'_{\Sigma}, \text{кВт}$	Значение мощности субабонентов из графы 4, соответствующее наибольшему значению мощности основного потребителя (графа 5) за период максимума $P_{\Sigma}, \text{кВт}$	Примечание
		1	2	...	l				
1	2	3				4	5	6	7
	1-й (утренний)	0—30 30—60 и т. д.				P'_{Σ, Φ_1} P'_{Σ, Φ_2}	P'_{Φ_1} P'_{Φ_2}	P_{Σ, Φ_1}	
	2-й (вечерний)							P_{Σ, Φ_2}	

Значения суммарной мощности на всех линиях, питающих субабонентов (графа 4 табл. 13), соответствующие наибольшей 30-минутной мощности в течение каждого периода максимума активной нагрузки основного потребителя (графа 5), обозначаются $P_{\Sigma, \Phi_1}, P_{\Sigma, \Phi_2}$ и т. д. и заносятся в форму Ш 6.3, лист 3 (см. приложение 4).

В а р и а н т 3. На вводах основных потребителей и на линиях, питающих субабонентов, установлены счетчики активной энергии.

В этом случае на вводах основных потребителей и на линиях, питающих субабонентов, снимаются графики активной нагрузки в часы максимума нагрузки энергосистемы. Результаты замеров и расчетов сводятся в табл. 3, которая составляется отдельно для основных потребителей и для линий, питающих субабонентов.

Дальнейшие расчеты приводятся в порядке, изложенном в табл. 13 (без графы 3). Вычисленные значения $P_{\Sigma, \Phi_1}, P_{\Sigma, \Phi_2}$ и т. д. (см. п. 2.3.5, вариант 2) заносятся в форму Ш 6.3, лист 3 (см. приложение 4) и используются при расчетах за электроэнергию между основным потребителем и субабонентом.

2.3.6. Определение фактических значений основных параметров электропотребления с использованием информационно-измерительных систем

При наличии на предприятиях угольной промышленности информационно-измерительных систем учета и контроля электроэнергии (например, ИИСЭ-48) сбор статистических данных о фактических значениях совмещенных максимумов активной нагрузки P_{Φ} и реактивной нагрузки $Q_{\Phi 1}$ значительно упрощается, так как совмещенные получасовые максимумы нагрузки предприятия в часы суточных максимумов нагрузки энергосистемы регистрируются цифропечатающим устройством автоматически через каждые 30 мин [10]. В этом случае задача определения значений P_{Φ} и $Q_{\Phi 1}$ сводится к выбору из имеющихся данных максимальных значений за каждый период максимума активной нагрузки энергосистемы и регистрации этих значений в форме Ш 6.3, лист 3 (см. приложение 4).

Значение мощности $Q_{\Phi 2}$ может быть определено с использованием зафиксированных данных о потреблении реактивной энергии в часы минимума активной нагрузки энергосистемы за расчетный период (квартал) по формуле (25).

2.4. Методика определения заявляемой потребителем активной мощности P_m , участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы

2.4.1. Общие положения

Значения активных мощностей потребителей P_m и P_{Φ} , как уже отмечалось в п. 2.1.1, существенно влияют на величину платы за электроэнергию за расчетный период (квартал). При этом чем достовернее определена мощность P_m , тем меньше разница между значениями P_m и P_{Φ} и соответственно меньше расхождение между планируемой и фактической платой за электроэнергию. Превышение фактической мощности потребителя P_{Φ} над зафиксированной в договоре величиной P_m за расчетный период приводит не только к увеличению платы за электроэнергию, но и делает более напряженным прохождение периодов максимума нагрузки энергосистемы. Поэтому правильное определение величины P_m может в значительной степени способствовать оптимизации работы энергосистемы и более рациональному электропотреблению на предприятиях.

Трудность правильного определения величины P_m состоит в том, что специфические условия предприятий угольной промышленности приводят к значительным колебаниям как сезонных нагрузок, характеризующихся летним и зимним графиками, так и суточных нагрузок, которые могут быть проанализированы только после снятия соответствующих графиков.

Ввиду того, что энергоснабжающая организация регламентирует предприятиям значение максимальной активной нагрузки только в часы максимума энергосистемы, задача определения величины P_m сводится к анализу значений P_{Φ} предприятий в эти периоды работы и прогнозирования на этой основе величины P_m . Очевидно, что достоверность прогнозируемой величины P_m будет зависеть от количества данных о значении P_{Φ} , тщательности и систематичности их сбора. Наличие достаточного количества достоверных данных о значениях P_{Φ} за определенные промежутки времени делает возможным определение величины P_m предприятий известными методами математической статистики с достаточной для практических расчетов точностью [9, 12]. При этом для получения высокой точности прогнозируемой величины P_m необходимо большое количество значений P_{Φ} . Если допустить, что предприятие имеет один четырехчасовой контролируемый период в сутки, то при систематических ежесуточных замерах фактических получасовых значений мощностей $P_{\Phi m}$ в этот период времени в соответствии с методикой, изложенной в разделе 3.3 настоящих Указаний, суточное число средних получасовых значений активных нагрузок будет равно 8, месячное — 240—248, а квартальное — примерно 720—740. Наличие такого количества статистических данных позволит определять величину P_m известными методами прогнозирования электрических нагрузок [9].

Для прогнозирования получасовой максимальной нагрузки предприятий можно пользоваться различными методами, а именно: регрессионным методом, методом коэффициентов темпов роста, методом равных сумм, методом удельных расходов электроэнергии, методом с применением коэффициентов максимума и методом математического моделирования с применением многофакторных корреляционных моделей [9]. Однако перечисленные методы характеризуются сложностью и большим объемом вычислений. По этой причине для прогнозирования получасового максимума активной нагрузки предприятий угольной промышленности рекомендуется наиболее простой вероятностно-статистический метод, дающий хорошие результаты при сравнительно небольшом числе измерений.

2.4.2. Вероятностно-статистический метод определения заявляемой получасовой активной мощности

Известно, что в большинстве случаев максимальные мощности промышленных предприятий за расчетный период (квартал) распределены по нормальному закону [9]. Тогда заявляемая максимальная активная нагрузка предприятия на очередной квартал может быть определена с использованием известного выражения [9]

$$P_M = \bar{P}_M + 3\bar{\sigma}_M,$$

где $\bar{P}_M$ — математическое ожидание получасовой активной максимальной мощности за аналогичный квартал прошедшего года; $\bar{\sigma}_M$ — среднее квадратическое отклонение максимальной мощности от математического ожидания.

Для получения более достоверных значений P_M в соответствии с рекомендациями ПО «Сибэнергоцветмет» его величина должна быть скорректирована путем умножения на коэффициент K_W , учитывающий изменение электропотребления в прогнозируемом периоде и определяемый из соотношения

$$K_W = W_{\text{кв}}^i / W_{\text{кв}}^{\text{пр}}, \quad (27)$$

где $W_{\text{кв}}^i$ — расход электроэнергии, планируемый на очередной квартал; $W_{\text{кв}}^{\text{пр}}$ — фактический расход электроэнергии в этом же квартале прошедшего года.

С учетом коэффициента K_W приведенное выше выражение для P_M примет вид

$$P_M = K_W (\bar{P}_M + 3\bar{\sigma}_M). \quad (28)$$

Для того чтобы пользоваться выражением (28) для практических расчетов, необходимо знать число измерений, обеспечивающих заданную доверительную вероятность прогнозируемой величины. Очевидно, что объем вычислений и точность конечных результатов будут зависеть от количества принятых для расчета измерений.

Исходя из этого, определение величины P_M можно осуществлять:

1. С использованием минимального числа измерений.

Расчеты показывают, что при нормальном законе распределения минимальное число измерений при относительной ошибке среднего значения $\delta = 0,1$ и доверительной вероятности $\beta = 0,95$ равно $N = 26 \div 27$, а при доверительной вероятности $\beta = 0,99$ соответственно $N = 41 \div 61$ [13].

Для определения величины P_M при минимальном числе измерений необходимо:

задавшись относительной ошибкой среднего значения δ и доверительной вероятностью β , определить величину N [13];
из серии замеров значений $P_{\text{фм}}$ за квартал прошедшего года, выполненных по изложенной в разделе 2.3 методике, выбрать те, которые сняты при нормальной работе предприятия (отсутствие простоев участков технологической работы предприятия (отсутствие простоев участков технологической работы, нарушений работы стационарных установок и т. д.). Из табл. 1 и 2 берутся значения графы 7, а из табл. 3 — графы 6. Выбранные значения максимальных мощностей располагаются в хронологической последовательности,

а затем с использованием таблицы случайных чисел [9] находится число значений N , используемых для расчета величины P_M .

Дальнейшая последовательность определения заявляемой мощности на аналогичный квартал будущего года может быть следующей:

а) рассчитывается математическое ожидание $\bar{P}_M$:

$$\bar{P}_M = \frac{P_{\Phi 1} + P_{\Phi 2} + \dots + P_{\Phi N}}{N} = \frac{1}{N} \sum_{m=1}^N P_{\Phi m},$$

где N — принятое для расчета число измерений;

б) определяется отклонение каждого из фактических значений максимальной мощности от математического ожидания, т. е.

$$\Delta P_m = P_{\Phi m} - \bar{P}_M, \quad (m = 1, \dots, N);$$

в) определяется среднее квадратическое отклонение $\bar{\sigma}_M$ [14]:

$$\bar{\sigma}_M = \sqrt{\frac{\sum_{m=1}^N (P_{\Phi m} - \bar{P}_M)^2}{N - 1}};$$

г) с помощью выражения (27) рассчитывается значение коэффициента K_W ;

д) с использованием выражения (28) рассчитывается заявляемое значение мощности P_M .

В такой последовательности могут быть определены заявляемые значения получасовой максимальной нагрузки на каждый квартал последующего года (соответственно P_M^I , P_M^{II} , P_M^{III} и P_M^{IV}), которые используются при составлении договора на пользование электроэнергией с энергоснабжающей организацией.

Выполнять расчеты необходимо с использованием табл. 14.

Т а б л и ц а 14

Дата замера (число, месяц, год)	Значение мощности $P_{\Phi m}$, кВт	Отклонение каждого значения $P_{\Phi m}$ от математического ожидания $\bar{P}_M$, в. е. $(P_{\Phi m} - \bar{P}_M)$, кВт	$(P_{\Phi m} - \bar{P}_M)^2$
1	2	3	4
	$\sum_{m=1}^N P_{\Phi m}$		$\sum_{m=1}^N (P_{\Phi m} - \bar{P}_M)^2$

2. С использованием общего числа измерений за квартал, выполненных ежесуточно по изложенной в разделе 3 методике.

При необходимости получения более достоверных данных для определения мощности P_M в расчет принимаются все зафиксированные значения получасовых активных нагрузок в часы максимума энергосистемы.

Последовательность определения величины P_M такая же, как и изложенная выше при использовании минимального числа измерений.

2.4.3. Метод определения заявляемой получасовой активной мощности при Байесовском подходе к прогнозированию

К недостаткам указанных в п. 2.4.1 методов определения заявляемой получасовой активной мощности относится сложность учета изменений максимальной мощности в прогнозируемом периоде (квартале) под влиянием различных

факторов (проведение организационно-технических мероприятий по снижению максимальных нагрузок, установка нового и демонтаж старого оборудования, реконструкция участков технологической схемы, переход на новую, менее энергоемкую технологию и т. д.).

Таких недостатков не имеет метод, использующий Байесовский подход к прогнозированию максимальной получасовой мощности в часы максимума энергосистемы. В настоящее время Байесовский подход к прогнозированию широко используется в экономических расчетах [15]. Разработка этого метода для прогнозирования максимальных получасовых мощностей предприятий в часы максимума энергосистемы осуществлена в Киевском политехническом институте [16]. Все расчеты проводятся в матричной форме, что облегчает вычислительные процедуры и позволяет легко разработать программы для ЭВМ. Метод был апробирован на ряде шахт производственного объединения «Укрзападуголь» и показал хорошее совпадение скорректированных значений получасовых максимальных мощностей на очередной квартал с фактическими значениями.

На основании изложенного предлагается использовать названный метод для уточнения перед началом каждого расчетного периода (квартала) определенных по изложенной в п. 2.4.2 методике и указанных в договоре на пользование электрической энергией значений получасовых максимальных мощностей P_m .

При практической реализации метода можно пользоваться следующими вычислительными средствами:

- а) отечественными калькуляторами БЗ-18, БЗ-21 и др.;
- б) машинами типа ЭКВМ;
- в) ЭВМ серии ЕС.

Основные теоретические положения метода, использующего Байесовский подход к прогнозированию максимальной получасовой мощности, изложены в приложении 5. Там же приведен пример расчета, который может быть выполнен с применением вычислительных средств а) и б). Приведена также программа, разработанная на языке ПЛ-1 ОС для ЭВМ серии ЕС.

2.5. Мероприятия по регулированию графиков нагрузки предприятий в часы максимума энергосистемы

Анализ тенденций изменения графиков нагрузок энергетических систем показывает, что актуальность их выравнивания постоянно возрастает [1]. Несмотря на определенные трудности, возникающие в энергетической системе при покрытии переменной части нагрузки, задача эта технически решаемая, но связана со значительными затратами на сооружение специальных пиковых агрегатов и электростанций, с увеличением расхода топлива и т. п. Известно [17], что какие бы экономические и технические меры на снижение затрат по покрытию переменной части нагрузки в энергосистеме не принимались, стоимость электроэнергии при неравномерном графике всегда выше, чем при равномерном графике нагрузки, при прочих равных условиях.

Важная роль в выравнивании графиков нагрузок энергетических систем отводится промышленным предприятиям — потребителям электрической энергии. Именно с целью выравнивания графиков электрических нагрузок в определенное время суток указывает энергосистема промышленным предприятиям часы своего максимума, стимулируя с помощью существующих тарифов на электрическую энергию снижение величины активной и реактивной нагрузок предприятий в эти интервалы времени.

Особенностью предприятий угольной промышленности как потребителей электрической энергии является наличие на них токоприемников 1-й, 2-й и 3-й категории, работающих в различных режимах, а именно: длительном, кратковременном и повторно-кратковременном. Это делает возможным на основании тщательного анализа работы отдельных потребителей электроэнергии в часы максимума нагрузки энергосистемы рассмотреть возможность полного или частичного отключения их на этот период без ущерба для нормальной работы предприятия. Очевидно, что связанные с отключением потребителей электро-

энергии мероприятия не должны приводить к снижению производительности предприятий или к нарушению требований безопасности, регламентированных ПБ и ПТЭ [4, 5].

В зависимости от длительности времени, на которое вводятся регулировочные мероприятия, их можно разделить на следующие группы:

а) постоянно действующие мероприятия в течение всего года (см. приложение 1);

б) мероприятия, действующие в осенне-зимний период, когда вводятся лимитирование по мощности (см. приложение 2).

Мероприятия группы б) могут быть разделены на две подгруппы:

действующие постоянно в часы максимума нагрузки энергосистемы; действующие частично в часы максимума нагрузки энергосистемы, причем время их действия зависит от продолжительности максимальной активной нагрузки предприятия, превышающей лимитированное значение в этот период времени.

В зависимости от экономической эффективности, которая может быть получена от введения регулировочных мероприятий, их можно разделить на две группы (см. п.п. 1.4.1.8):

1. Мероприятия, не требующие дополнительных капитальных вложений.

Выполнение этих мероприятий не должно приводить к ограничению производительности (сменной, суточной) технологических установок, непосредственно связанных с выпуском продукции.

К таким мероприятиям могут быть отнесены следующие:

а) перенос начала смены на другое время. Известно, что в ряде случаев на угольных шахтах наиболее напряженной с точки зрения электропотребления является вторая половина рабочей смены и наименее напряженной — первая половина. С учетом этого обстоятельства планирование работы предприятия с таким расчетом, чтобы первая половина рабочей смены попала на период максимума энергосистемы, может дать значительный эффект;

б) организация ремонтных и профилактических работ в часы максимума нагрузки энергосистемы. Ремонтные и профилактические работы основных производственных механизмов на предприятиях угольной промышленности проводятся преимущественно в так называемую ремонтно-подготовительную смену, которая может быть продолжительностью до семи часов. Полное или частичное совмещение ремонтно-подготовительной смены со временем максимума нагрузки энергосистемы может значительно снизить максимальную нагрузку предприятия в этот период.

Для оценки предполагаемого эффекта, который может быть получен при практической реализации организационных мероприятий пунктов а) и б), а также окончательного решения вопроса о предпочтительности возможных регулировочных мероприятий, целесообразно по методике, изложенной в разделе 2.3, снять серию суточных графиков нагрузки предприятия $P = f(t)$ в режимные дни (при работе с плановой производительностью). Анализ графиков $P = f(t)$ позволит проследить за изменениями электрических нагрузок предприятия в течение рабочих смен, а также определить снижение нагрузки в ремонтно-подготовительную смену. После нанесения на суточный график $P = f(t)$ периодов контроля максимума активной нагрузки ($t_{м.у.}$, $t_{м.в.}$) можно с учетом конкретных специфических особенностей каждого предприятия решить вопрос о целесообразности внедрения мероприятий либо группы а), либо группы б), либо сочетания мероприятий групп а) и б) в течение одного периода контроля максимума нагрузки (например, часть периода контроля может попадать на ремонтно-подготовительную смену, а часть — на начало рабочей смены);

в) полное или частичное отключение отдельных энергоемких потребителей или групп электроустановок в часы максимума энергосистемы по заранее разработанным графикам.

Для разработки таких графиков необходимо предварительно проанализировать работу отдельных энергоемких потребителей или групп электроустановок и рассмотреть возможность перевода их на работу преимущественно вне часов максимума нагрузки энергосистемы без ущерба для производства, а также требований ПБ и ПТЭ [4, 5]. Более подробно этот вопрос рассмотрен в разделе 2.6;

г) использование емкостей, имеющихся на отдельных участках технологической схемы (бункеров, вагонеток и т. д.), с тем, чтобы в часы максимума энергосистемы при частичном отключении отдельных электроприемников (например, подъемных или транспортных установок) не нарушать непрерывность существующего технологического процесса.

В работе [18] показано, что кратковременная остановка даже подъемной установки в часы максимума энергосистемы практически не оказывает влияния на производительность шахты, однако может значительно снизить максимальную нагрузку предприятия в наиболее напряженный период работы. Необходимо помнить, что если подъемная или транспортная установка не имеют резерва производительности, то подходить к этому мероприятию можно только после тщательного обоснования.

Мероприятия, перечисленные в а), б), в) и г), необходимо осуществлять, в первую очередь, на действующих предприятиях.

2. Мероприятия, осуществление которых требует дополнительных капитальных вложений.

К таким мероприятиям относятся:

а) мероприятия, осуществляемые при частичной реконструкции предприятий.

К числу таких мероприятий может быть отнесено сооружение различных объектов и устройств, обеспечивающих нормальную работу предприятий при кратковременном отключении отдельных энергоемких потребителей или групп электроустановок в часы максимума энергосистемы (например, сооружение дополнительных аккумулирующих устройств в транспортной технологической цепи или увеличение емкостей существующих устройств, расширение существующих или сооружение новых складов угля, обрудование дополнительных очистных забоев и т. д.).

Мероприятия этой группы требуют для своего осуществления капитальных вложений и материально-технического обеспечения. Поэтому они должны быть тщательно проанализированы и включены в план частичной реконструкции предприятий;

б) мероприятия, осуществляемые при коренной реконструкции предприятий.

Эти мероприятия требуют специального проектирования, значительных капиталовложений и установки нового оборудования, возмещающего недоотпуск продукции предприятием, вызванный отключением энергоемких потребителей или групп электроустановок в часы максимума активной нагрузки энергосистемы.

Мероприятия этой группы должны быть включены в общий проект реконструкции цехов или предприятия в целом.

Целесообразность осуществления указанных мероприятий определяется после выполнения технико-экономических расчетов на стадии проектирования или коренной реконструкции предприятий с использованием Указаний [1], настоящих отраслевых Указаний, а также Типовой методики [19].

2.6. Выявление потребителей-регуляторов и определение последовательности их введения

При выявлении потребителей-регуляторов и разработке регулировочных мероприятий по снижению максимальной активной нагрузки предприятий в часы максимума энергосистемы (см. раздел 2.5) необходимо в соответствии с Прейскурантом № 09—01 [2] предусматривать также решение следующих задач:

снижение максимальных получасовых значений реактивных нагрузок в часы максимума активной нагрузки энергосистемы от фактического значения $Q_{\Phi 1}$ до оптимального $Q_{\Sigma 1}$;

поддержание фактического значения реактивной нагрузки в часы минимума активной нагрузки энергосистемы примерно равным оптимальному, т. е. $Q_{\Phi 2} \approx Q_{\Sigma 2}$;

регулирование электропотребления с целью выполнения установленных энергоснабжающей организацией планов электропотребления при условии выпуска продукции заданного количества, соответствующего качества и обязательного соблюдения требований действующих ПБ и ПТЭ [4, 5].

Для успешного решения перечисленных задач на каждом предприятии угольной промышленности необходимо проводить контрольное обследование всех наиболее энергоемких электроустановок основных технологических процессов [20]. Проведенное обследование позволит разработать мероприятия по регулированию режимов электропотребления (см. раздел 2.5), выявить потребители-регуляторы, определить последовательность их введения и длительность использования, а также установить перспективные регулировочные мероприятия.

2.6.1. Порядок проведения контрольного обследования предприятий

Контрольное обследование предприятий проводится подготовленной комиссией опытных специалистов из числа должностных лиц, ответственных за эксплуатацию технологического и энергетического оборудования (отдел главного энергетика, отдел главного механика, руководители цехов и участков) с привлечением (по согласованию) инспектора Энергонадзора.

До начала контрольного обследования необходимо подготовить приказ директора предприятия о проведении контрольного обследования, организовать обучение (или инструктаж) членов комиссии при инспекциях Энергонадзора, разработать перечень работ по обследованию, составить план-график контрольного обследования энергохозяйства предприятия (см. приложение 6).

В приказе директора предприятия должно быть отражено основание для проведения обследования, состав организуемой комиссии для проведения контрольного обследования (с указанием ф. и. о. и должностей членов комиссии), установлен срок проведения обследования, анализа полученных результатов и сдачи материалов руководителю предприятия.

Количественный состав комиссии, проводящей контрольное обследование и анализ полученных результатов, определяется в соответствии с объемом работ. Каждый контролер имеет свой определенный круг обязанностей. Ответственным за проведение контрольного обследования назначается главный энергетик предприятия.

Для каждого члена комиссии составляется программа работ, которая оформляется в виде выписки из плана-графика (см. приложение 6).

На первом этапе контрольного обследования производится обход предприятия с целью краткого ознакомления с наиболее энергоемкими электроустановками основных технологических процессов, состоянием аккумулирующих емкостей, особенностями схемы электроснабжения и т. п. После проведения первого этапа обследования намечаются технологические объекты и электроустановки, подлежащие более тщательному обследованию на втором этапе.

Основным способом получения информации при таком контрольном обследовании является визуальный осмотр технологического и энергетического оборудования, запись инвентарных номеров и характеристик электрооборудования из заводских щитков и каталогов, запись показаний измерительных приборов, сбор имеющихся данных о суточном потреблении электроэнергии и нагрузках в часы максимума и минимума энергосистемы, анализ статистических данных об электропотреблении, опрос эксплуатационного персонала о режимах электропотребления в периоды максимальных нагрузок, а также в течение суток.

В ходе обследования изучаются отдельные производственные процессы, режимы работы предприятия, отдельные установок, участков и цехов, состав электроприемников как по предприятию в целом, так и по каждому питающему трансформатору.

Последовательность контрольного обследования предприятия на втором этапе должна быть следующей:

1. Изучается энергетическое хозяйство предприятия, а именно:
 - а) функции энергетического хозяйства;

б) информация о схеме электроснабжения и приемниках электроэнергии: сведения о внешних источниках электроэнергии; схемы соединений подстанций; схемы распределения энергии; характеристики трансформаторов, установленных на предприятии (см. приложение 7, форма № 1);

средства регулирования напряжения; устройства компенсации реактивной мощности (за исключением синхронных двигателей);

сведения о синхронных двигателях (см. приложение 7, форма № 2); сведения о двигателях мощностью более 100 кВт;

в) информация об электропотреблении:

режим работы предприятия в рабочий и выходной дни;

существующая система тарифов на предприятии;

существующая система учета электропотребления с указанием типа приборов учета и мест их установки;

заявленные и фактические значения получасовых максимальных активных и реактивных нагрузок в часы максимума энергосистемы за прошедшие расчетные периоды (не менее четырех);

фактические значения получасовых максимальных активных и реактивных нагрузок за сутки в часы максимума энергосистемы (см. приложение 4, форма III 6.3, лист 3);

фактические средние значения реактивных нагрузок в часы минимума энергосистемы;

фактическое и плановое потребление электроэнергии в кВт·ч (суточное, месячное) не менее чем за два предыдущих периода;

наличие потребителей-регуляторов на предприятии (см. приложение 7, форма № 3);

удельная норма и удельный фактический расход электроэнергии за последние два года по кварталам;

проводимые организационные мероприятия по снижению нагрузки в часы максимума энергосистемы;

характерные суточные графики электрических нагрузок за осенне-зимний и весенне-летний периоды, снятые в соответствии с п. 1.4.1.6;

графики активной и реактивной нагрузок, снятые в часы максимума энергосистемы в режимные дни (при нормальной работе предприятия) через 30 мин по методике, изложенной в разделе 2.3;

г) информация о надежности системы электроснабжения:

данные о потребителях первой и второй категории;

перерывы в электроснабжении, их причины и последствия.

2. Изучаются характеристики основных технологических объектов предприятия и отдельных наиболее энергоемких потребителей энергии:

подъемных установок (см. приложение 7, форма № 4);

водотливных установок (см. приложение 7, форма № 5);

вентиляторных установок (см. приложение 7, форма № 6);

компрессорных установок (см. приложение 7, форма № 7);

лебедок (см. приложение 7, форма № 8);

гаража-зарядной (см. приложение 7, форма № 9);

технологического комплекса поверхности.

Для электроприемников, не указанных в приведенных формах 2—9, могут быть составлены отдельные формы, аналогичные приведенным, с указанием места установки, типа и мощности двигателя, его загрузки и режима работы в часы максимума энергосистемы, а также основных технических параметров технологического объекта.

3. Определяются объемы аккумулирующих емкостей (складов, бункеров, главных и вспомогательных водосборников, вагонеток и т. д.) и их состояние.

4. Определяется время заполнения аккумулирующих емкостей от минимального значения до максимального при наибольшей производительности технологических установок, устойчиво достигнутой в условиях эксплуатации. На это время в часы максимума энергосистемы могут быть отключены техно-

гические установки, работа которых связана с аккумулярующими емкостями (например, подъемные, водоотливные установки и т. д.).

5. Фиксируются наиболее энергоемкие токоприемники, создающие пики нагрузки в часы максимума энергосистемы, и определяется величина снижения нагрузки в случае их отключения (см. раздел 2.7).

6. Окончательно устанавливаются электроприемники и технологические процессы, допускающие временные перерывы в работе в часы максимума энергосистемы и используемые без ущерба для производства, а также требований ПБ и ПТЭ [4, 5] в качестве потребителей-регуляторов.

7. Определяется целесообразность проведения мероприятий, обеспечивающих снижение максимальных нагрузок в часы максимума энергосистемы, не требующих дополнительных капитальных вложений (см. раздел 2.5). В случае рассмотрения мероприятий, требующих дополнительных капитальных вложений, их целесообразность должна быть подтверждена соответствующими технико-экономическими расчетами (см. п. 2.6.3).

8. Составляются планы-графики регулировочных мероприятий:

действующих постоянно (см. приложение 1);

действующих в осенне-зимний период (см. приложение 2);

перспективных (см. приложение 3).

Необходимо отметить, что на всех вновь вводимых или вводимых после реконструкции энергоемких электроустановках необходимо в изложенной выше последовательности проводить контрольное обследование с целью определения их участия в действующих или перспективных мероприятиях по регулированию режимов электропотребления.

2.6.2. Последовательность введения регулировочных мероприятий

После проведения контрольного обследования технологического и энергетического оборудования предприятий и выявления потребителей, которые могут быть использованы для регулирования режимов электропотребления, необходимо приступить к определению последовательности введения регулировочных мероприятий в следующем порядке:

1. Определяется ориентировочная величина суммарной мощности предприятия $\sum P'_{\text{отк}}$, которая подлежит отключению в часы максимума энергосистемы с целью снижения максимальной нагрузки предприятия в осенне-зимний период до лимитированного значения $P_{\text{лим}}$, т. е.

$$\sum P'_{\text{отк}} = P_{\text{м}} - P_{\text{лим}},$$

где $P_{\text{м}}$ — заявленное потребителем значение максимальной получасовой активной мощности, указанное в договоре на пользование электроэнергией и определяемое по методике, изложенной в разделе 2.4.

Для уточнения величины мощности $\sum P'_{\text{отк}}$ и определения длительности ее отключения (Δt_1 , Δt_2 и т. д.) необходимо иметь характерный суточный график активной нагрузки предприятия в режимный день осенне-зимнего периода, на который наносятся периоды контроля максимальных нагрузок ($t_{\text{м.у}}$, $t_{\text{м.в}}$) и значение $P_{\text{лим}}$. Тогда уточненное значение суммарной отключаемой мощности предприятия $\sum P_{\text{отк}}$ определится из выражения

$$\sum P_{\text{отк}} = P_{\text{ф}} - P_{\text{лим}} = P_{\text{орг}} + P_{\text{пр}}, \quad (29)$$

где $P_{\text{ф}}$ — фактическое значение максимальной получасовой активной мощности предприятия, снятое с характерного суточного графика нагрузки режимного дня в часы максимума энергосистемы; $P_{\text{орг}}$ — величина снижения максимальной нагрузки в результате введения не требующих дополнительных капитальных вложений организационных мероприятий; $P_{\text{пр}}$ — величина снижения максимальной нагрузки при отключении потребителей-регуляторов.

Для реализации установленных с помощью характерного суточного графика длительностей снижения максимальной нагрузки (Δt_1 , Δt_2 и т. д.) в часы мак-

сумма энергосистемы необходимо иметь устройства, фиксирующие превышение значения $P_{\text{ф}}$ над мощностью $P_{\text{лим}}$ и осуществляющие либо автоматическое отключение потребителей-регуляторов, либо выдачу совета диспетчеру по снижению значения $P_{\text{ф}}$ до $P_{\text{лим}}$ с помощью заранее выявленных потребителей-регуляторов в определенной последовательности (см. п. 5). При отсутствии таких устройств снижение мощности предприятия на величину $\sum P_{\text{отк}}$ необходимо осуществлять на весь период максимума нагрузки.

2. По результатам анализа контрольного обследования (см. п. 2.6.1) определяется максимально возможное время отключения наиболее энергоемких электроустановок или групп электроприемников (потребителей-регуляторов) при условии обеспечения нормальной работы технологической схемы, выполнения суточных показателей по производительности, а также требований ПБ и ПТЭ [4, 5].

3. Рассматривается возможность введения не требующих дополнительных капиталовложений организационных мероприятий (см. раздел 2.5) и определяется величина ориентировочного снижения максимальной нагрузки предприятия $P_{\text{орг}}$ в результате их введения.

4. Определяется величина возможного снижения максимальной нагрузки предприятия при отключении потребителей-регуляторов $P_{\text{пр}}$, которая складывается из потребляемых из сети активных мощностей $P_{\text{с1}}, P'_{\text{с}}, P''_{\text{с}}$ электроприемниками, одновременно отключаемыми в часы максимума энергосистемы (см. раздел 2.7).

При известном значении $P_{\text{орг}}$ величина $P_{\text{пр}}$ может быть определена из выражения (29):

$$P_{\text{пр}} = \sum P_{\text{отк}} - P_{\text{орг}}.$$

5. С учетом особенностей работы отдельных участков технологической схемы определяется порядок отключения выявленных потребителей-регуляторов. На стадии, пока на предприятиях угольной промышленности не накоплен опыт выявления потребителей-регуляторов и их использования для регулирования режимов электропотребления, наиболее просто определять ориентировочный порядок отключения потребителей-регуляторов в часы максимума энергосистемы по результатам опроса мнений специалистов.

Так, например, по данным КПИ, на предприятиях Львовско-Волынского и Донецкого бассейнов по результатам опроса мнений специалистов установлений следующий порядок отключения потребителей-регуляторов [20]: водоотливные установки; механизмы лесного склада; компрессорные установки; закладочный комплекс; прочие подземные потребители; строительный цех; породный подъем; грузовые лебедки; лебедки террикона; скиповая подъемная установка; гараж-зарядная; электровозы с контактным питанием; угольный склад; дробильный комплекс; клетевая подъемная установка.

Необходимо отметить, что на каждом предприятии порядок и длительность отключения потребителей-регуляторов будут определяться специфическими условиями, а именно: горно-геологическими и организационно-техническими факторами, а также требованиями действующих ПБ и ПТЭ [4, 5]. Следует также указать, что отключаемая мощность электроприемников на определенном технологическом объекте и длительность отключения (полная или частичная) может быть различной в зависимости от расчетного периода (квартала) и соответствующего ему значения $P_{\text{м}}$.

После пуска новых энергоемких электроустановок или ввода реконструированных необходимо определить их место в общем порядке отключения потребителей-регуляторов.

6. Ежегодно после установления энергоснабжающей организацией потребителям значений $P_{\text{лим}}$ необходимо определять наибольшее значение $\sum P_{\text{отк}}$ в осенне-зимний период и в случае необходимости либо уточнять принятый ранее порядок отключения потребителей-регуляторов, либо разрабатывать мероприятия по выявлению новых потребителей-регуляторов (в случае невозможности снижения имеющимися потребителями-регуляторами значения $P_{\text{м}}$ до лимитированного значения $P_{\text{лим}}$).

Результаты, определенные на основании контрольного обследования, опроса мнений специалистов, а также выполненных расчетов последовательности введения, длительностей отключения потребителей-регуляторов и величин снижаемых мощностей, сводятся в табл. 15.

Т а б л и ц а 15

Наименование потребителей-регуляторов и последовательность их введения	Отключение			Примечание
	полное (на весь период максимума нагрузки)	частичное		
		Величина снижаемой мощности, кВт	Длительность отключения, ч	
1	2	3	4	5

Пример. При известном характерном графике нагрузки предприятия $P = f(t)$ в часы максимума нагрузки энергосистемы режимного дня осенне-зимнего периода (рис. 1), а также значениях $P_{\text{лим}} = 14$ МВт и $t_m = 3$ ч определить величину и длительность снижения нагрузки до величины, не превышающей $P_{\text{лим}}$.

Решение. 1. На график $P = f(t)$ предприятия (см. рис. 1) наносим значение $P_{\text{лим}} = 14$ МВт и с помощью выражения (29) определяем величину, а графически — длительность превышения максимальной мощности лимитированного значения, а именно:

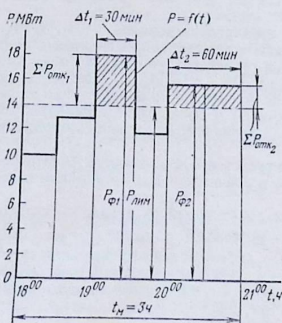
на величину $\sum P_{\text{отк}_1}$, равную

$$\sum P_{\text{отк}_1} = P_{\Phi_1} - P_{\text{лим}} = 18 - 14 = 4 \text{ МВт},$$

в течение $\Delta t_1 = 30$ мин;

на величину $\sum P_{\text{отк}_2}$, равную

$$\sum P_{\text{отк}_2} = P_{\Phi_2} - P_{\text{лим}} = 16 - 14 = 2 \text{ МВт},$$



в течение $\Delta t_2 = 60$ мин.

2. Рассматриваем возможность снижения максимальной нагрузки за счет организационных мероприятий. В рассматриваемом случае $P_{\text{орг}} = 0$.

3. С помощью данных, приведенных в табл. 15, определяем потребители-регуляторы, обеспечивающие снижение максимальной нагрузки в течение 30 мин (с 19⁰⁰ до 19³⁰) на 4 МВт и в течение 60 мин (с 20⁰⁰ до 21⁰⁰) на 2 МВт.

4. Разрабатываем организационные и технические мероприятия по отключению (включению) принятых для регулирования мощности потребителей-регуляторов в установленной последовательности.

Рис. 1. График нагрузки $P = f(t)$ угольной шахты в часы максимума энергосистемы

2.6.3. Использование водоотливных установок для снижения максимальной мощности предприятий в часы максимума энергосистемы

Целесообразность использования шахтных водоотливных установок для снижения максимальной мощности предприятия в часы максимума нагрузки энергосистемы объясняется двумя основными особенностями таких установок:

большой суммарной мощностью электропривода (до 20 % от общей установленной электрической мощности шахты) и длительным режимом его работы с практически неизменной нагрузкой, что может дать значительный экономический эффект при регулировании периодов работы насосов;

свободным циклическим режимом работы насосов в течение суток благодаря наличию аккумулирующей емкости водосборника.

Смещение периодов работы водоотливных установок с часов максимума нагрузки энергосистемы на другое время суток приводит к снижению максимальной нагрузки предприятия в этот период времени, а следовательно, к уменьшению суммарной платы за электроэнергию.

В соответствии с ПБ (§ 529) [4] для строящихся и реконструируемых шахт и новых горизонтов емкость водосборников главного водоотлива должна быть рассчитана не менее чем на 4-часовой нормальный приток, а в шахтах, опасных по прорыву воды, емкость водосборника главных водоотливных установок должна составлять не менее 8-часового нормального притока (ПТЭ, § 286). При этом должны быть предусмотрены аварийные емкости в виде используемых старых выработок [5].

Следует отметить, что сданные в эксплуатацию до 1975 г. шахты имеют водосборники, рассчитанные на 8-часовой приток [21].

Согласно Правилам [3], максимальная продолжительность периодов контроля фактической нагрузки потребителей в часы максимума нагрузки энергосистемы t_m не должна превышать с октября по апрель 4 ч, а с мая по сентябрь — 3 ч. В большинстве случаев фактическая продолжительность одного периода контроля не превышает 3 ч.

Сопоставление этого времени с временем заполнения водосборника при нормальном притоке позволяет сделать вывод, что на время прохождения максимума нагрузки энергосистемы установки главного водоотлива могут быть частично либо полностью отключены.

Установлено [21], что максимальный экономический эффект от мероприятий по переводу водоотливных установок в режим потребителей-регуляторов достигается тогда, когда к началу максимума нагрузки энергосистемы водосборник освобождается от воды до нижнего уровня и вся его регулируемая емкость используется для аккумуляции воды, обеспечивая естественное автоматическое отключение двигателей насосов по возможности на весь период максимума нагрузки энергосистемы.

Выполнение этой операции в ручном режиме управления сравнительно сложно, так как необходима информация о продолжительности очередного (утреннего или вечернего) максимума нагрузки энергосистемы, вместимости водосборника на данный момент, величине притока шахтных вод, производительности насосов и т. д. Наиболее удобно для этой цели использовать измерительно-информационные системы учета и контроля энергии [например, ИИСЭ-2, серийно выпускаемую с 1980 г., или информационно-логическую систему сбора, учета, контроля, прогнозирования и управления электропотреблением ИЛСЭ1-32 (32-канальная) готовящуюся к серийному выпуску, а также локальное устройство внепикового потребления электроэнергии водоотливом (УВПЭ), готовящееся к серийному выпуску Конотопским заводом «Красный металлист»]. Указанные системы и устройство могут обеспечить оперативное управление работой водоотливной установки с учетом перечисленных выше факторов, влияющих на его работу. Использованию водоотливных установок для снижения максимальной мощности предприятия в часы максимума энергосистемы должна предшествовать следующая работа:

1. Определяется минимальное число насосов n_{min} , которое необходимо оставить в работе по технологическим соображениям (например, в случае использования подаваемой из шахты воды для технологического комплекса поверхности).

2. Определяется емкость водосборника, т. е. время его заполнения нормальным и максимальным (в период осенне-весенних паводков) притоком. Для этого необходимо, включив все рабочие насосы, а затем отключив их или оставив в работе минимально необходимое число насосов $n_{\min}$, зафиксировать время заполнения водосборника t_3 до верхнего допустимого уровня. Фактическая емкость водосборника не должна быть ниже норм, регламентированных ПБ [4].

Следует помнить, что при определении емкости водосборника, которую предполагается использовать в качестве аккумулирующей в часы максимума нагрузки, не должна заполняться резервная двухчасовая емкость ($t_{\text{рез}} = 2$ ч).

Если время заполнения водосборника t_3 больше продолжительности максимума нагрузки t_M ($t_3 > t_M$), то возможно отключение насосов (за исключением $n_{\min}$) на весь период максимума нагрузки.

В случае, если $t_3 < t_M$, допустимо либо отключение числа насосов n_1 (с оставлением в работе насосов $n_{\min}$) на время $t_1 \leq t_3$, либо оставление в работе числа насосов $n_2 > n_{\min}$ на время $t_2 \leq t_M$. Целесообразность каждого из этих вариантов должна быть подтверждена соответствующими расчетами.

3. Определяется время откачки водосборника $t_{\text{отк}}$ от верхнего допустимого уровня максимально возможным числом одновременно работающих насосов n_{max} при нормальном притоке и во время осенне-весенних паводков.

4. Вносятся изменения в существующую схему автоматизации главной водоотливной установки с целью обеспечения:

а) включения n_{max} насосов на время $t_{\text{отк}}$, предшествующее времени прохождения максимума нагрузки энергосистемы, с целью освобождения всей регулируемой емкости водосборника;

б) оставления в работе на время прохождения максимума нагрузки энергосистемы минимально необходимого числа насосов $n_{\min}$;

в) включения схемы автоматизации в нормальную работу после окончания времени прохождения максимума нагрузки энергосистемы.

После выполнения указанной работы с учетом сезонных колебаний притока, состояния и объема водосборника, особенностей технологической схемы водоотливной установки, существующей схемы автоматизации, а также величины снижаемой нагрузки в часы максимума энергосистемы принимается окончательное решение о режиме работы водоотливной установки в этот период, обеспечивающем наибольшее снижение максимальной нагрузки предприятия с учетом требований ПБ и ПТЭ [4, 5], направленных на предупреждение затопления шахт при внезапных прорывах воды и длительных перерывах в электроснабжении.

При оценке экономической эффективности мероприятий по регулированию нагрузки предприятия водоотливными установками в случае исключения их из работы в часы максимума энергосистемы (внепиковое потребление электроэнергии водоотливом) годовой экономический эффект может быть определен по формуле

$$\Delta = P_v [a_r + \sum t_b (b_1 - b_2)] - E_n K - H, \quad (30)$$

где P_v — фактическая активная мощность, потребляемая отключаемыми в часы максимума нагрузки энергосистемы электродвигателями водоотливных установок (определяется методами, описанными в разделе 2.7), кВт; a_r — годовая плата за 1 кВт максимальной мощности, руб/кВт; $\sum t_b$ — суммарное время за год, на которое отключаются водоотливные установки предприятия в часы максимума нагрузки энергосистемы (при внепиковом потреблении электроэнергии), ч; b_1, b_2 — дифференцированные по периодам (зонам) суток тарифные платы за потребленную активную энергию, устанавливаемые энергосистемами, заинтересованными в использовании мощностей в часы минимальных нагрузок и увеличении ночного электропотребления, с разрешения Минэнерго СССР в соответствии с Правилами [3] (b_1 — в часы максимума энергосистемы; b_2 — вне часов максимума), руб/кВт·ч; E_n — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений по внедрению новой техники, 1/год; K, H — капитальные вложения и годовые эксплуатационные расходы на специальную аппаратуру управления, руб,

$$H = P_1 K;$$

P_1 — коэффициент амортизационных и эксплуатационных отчислений на аппаратуру управления.

Таким образом, при внепиковом потреблении электроэнергии шахтным водоотливом экономия по предприятию получается за счет уменьшения суммарной платы за электроэнергию. Размер экономии будет зависеть от мощности водоотливной установки и величины платы по двухставочному тарифу.

В случаях когда продолжительность максимума нагрузки t_M составляет 3 или 4 ч [3], а водосборник рассчитан на 4-часовой приток и его незаполняемая резервная емкость $t_{рез} = 2$ ч, невозможно обеспечить полностью внепиковое потребление электроэнергии водоотливом, так как при внепиковом потреблении должно соблюдаться условие

$$t_{ПБ} - t_{рез} > t_M, \quad (31)$$

где $t_{ПБ}$ — время заполнения водосборника в соответствии с ПБ [4].

При невозможности реализации внепикового потребления энергии и наличии на предприятии измерительно-информационной системы или устройства УВПЭ с помощью автоматических регуляторов осуществляется освобождение всей емкости водосборника к началу максимума нагрузки, а отключение водоотливной установки в часы максимума аппаратурой автоматизации производится на меньшие (например, 3—15 мин) интервалы времени. При отсутствии такой аппаратуры оперативное управление водоотливом может осуществлять диспетчер.

В этом случае годовой экономической эффект от работы водоотливной установки в режиме оперативного регулятора с учетом выражения (30) определится как

$$\mathcal{E}_1 = P_B [\alpha a_r + \sum t'_B (b_1 - b_2)] - K (E_H + p_1), \quad (32)$$

где α — коэффициент, учитывающий снижение влияния водоотливной установки на максимальную получасовую активную нагрузку предприятия вследствие частичного отклонения насосов в период максимума энергосистемы ($0 < \alpha < 1$): $\sum t'_B$ — суммарное время за год, на которое отключаются работающие в режиме оперативного регулятора водоотливные установки предприятия в часы максимума нагрузки энергосистемы, ч.

Обеспечить полностью внепиковое потребление энергии водоотливом при $t_{рез} = 2$ ч и $t_M = 3$ ч (или $t_M = 4$ ч) можно путем увеличения регулируемой емкости водосборника до величины $V_{рез} = t_M Q$, где Q — приток воды в водосборнике, $m^3/ч$.

Расчеты показывают, что в большинстве случаев целесообразно увеличить емкость водосборника и обеспечить полное исключение работы водоотлива в часы максимума нагрузки энергосистемы [21].

Экономическая целесообразность строительства дополнительной емкости водосборника с целью реализации внепикового потребления энергии водоотливом и установки аппаратуры управления нагрузкой определяется из условия

$$E = \frac{P_B [a_r + \sum t'_B (b_1 - b_2)] - H - H'}{K + K'} \geq E_H, \quad (33)$$

где E — коэффициент эффективности дополнительных капитальных вложений, $1/\text{год}$; H' — издержки на поддержание и эксплуатацию дополнительной емкости водосборника, руб.;

$$H' = p_2 K';$$

p_2 — коэффициент отчислений от капитальных затрат на поддержание и эксплуатацию дополнительной емкости водосборника; K' — капитальные затраты на сооружение дополнительной емкости водосборника, руб.,

$$K' = cQ (t_M - t_{ПБ} + t_{рез}); \quad (34)$$

c — стоимость проведения и крепления $1 m^3$ водосборника, руб./ m^3 .

Годовой экономический эффект, определенный с помощью выражения (33), будет равен

$$\mathcal{E}_2 = P_{\text{в}} [a_{\Gamma} + \sum t_{\text{в}} (b_1 - b_2)] - p_1 K - p_2 K' - E_{\text{н}} (K + K'). \quad (35)$$

Полученное выражение (35) справедливо при условии, что $t_{\text{м}} + t_{\text{рез}} > t_{\text{пб}}$, т. е. когда необходимо сооружение дополнительной емкости водосборника.

В случае когда $b_1 = b_2$ (отсутствие дифференцированной по зонам суток тарифной платы) выражение (32) будет иметь вид

$$\mathcal{E}_1 = \alpha P_{\text{в}} a_{\Gamma} - K (E_{\text{н}} + p_1), \quad (36)$$

а выражение (35) будет

$$\mathcal{E}_2 = P_{\text{в}} a_{\Gamma} - p_1 K - p_2 K' - E_{\text{н}} (K + K'). \quad (37)$$

Необходимо отметить, что в дополнительной емкости (по отношению к минимально необходимой по ПБ) нуждаются только шахты, сданные в эксплуатацию после 1975 г., так как ранее водосборники, как уже отмечалось выше, рассчитывались на 8-часовой приток ($t_{\text{пб}} = 8$ ч). В настоящее время их регулируемая емкость удовлетворяет условию $V_{\text{рег}} = Q t_{\text{м}}$, а общая емкость — условию $V = V_{\text{рег}} + V_{\text{рез}} = (t_{\text{м}} + t_{\text{рез}}) Q$ даже в случае, когда $t_{\text{рез}} = 2$ ч и $t_{\text{м}} = 3$ ч или $t_{\text{м}} = 4$ м. На этих шахтах требуется только строгий контроль за состоянием водосборников, их своевременная чистка от ила, сооружение системы предварительных отстойников. Для шахт с такими водосборниками экономический эффект от использования водоотливных установок в режиме потребителей-регуляторов может быть определен из выражения (30).

Пример. Определить экономическую эффективность регулирования нагрузки предприятия водоотливной установкой при следующих данных:

$P_{\text{в}} = 500$ кВт; $a_{\Gamma} = 43,1$ руб/кВт; $b_1 = b_2$; $t_{\text{м}} = 4$ ч; $t_{\text{пб}} = 4$ ч; $t_{\text{рез}} = 2$ ч; $c = 50$ руб/м³; $Q = 200$ м³/ч; $E_{\text{н}} = 0,15$ 1/год; $K = 3000$ руб.; $p_1 = 0,25$; $p_2 = 0,2$; $\alpha = 0,5$.

Р е ш е н и е.

1. Проверяем возможность реализации полного внепикового потребления энергии водоотливом без сооружения дополнительной емкости водосборника из условия (31)

$$t_{\text{пб}} - t_{\text{рез}} > t_{\text{м}}.$$

Так как $t_{\text{пб}} - t_{\text{рез}} = 4 - 2 = 2$ ч $< t_{\text{м}} = 4$ ч, то полностью внепикового потребления энергии при данных условиях получить невозможно.

2. Определяем годовой экономический эффект от использования водоотливной установки в режиме оперативного регулятора из выражения (36)

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_1 &= \alpha P_{\text{в}} a_{\Gamma} - K (E_{\text{н}} + p_1) = 0,5 \cdot 500 \cdot 43,1 - 3000 \times (0,15 + 0,25) = \\ &= 9575 \text{ руб.} \end{aligned}$$

3. Из выражения (34) определяем капитальные затраты на сооружение дополнительной емкости водосборника

$$K' = cQ (t_{\text{м}} - t_{\text{пб}} + t_{\text{рез}}) = 50 \cdot 200 (4 - 4 + 2) = 20\,000 \text{ руб.}$$

4. Из выражения (37) определяем годовой экономический эффект от полного внепикового потребления энергии водоотливом и строительства дополнительной емкости водосборника

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_2 &= P_{\text{в}} a_{\Gamma} - p_1 K - p_2 K' - E_{\text{н}} (K + K') = 500 \cdot 43,1 - 0,25 \cdot 3000 - \\ &- 0,2 \cdot 20\,000 - 0,15 \cdot 23\,000 = 13\,350 \text{ руб.} \end{aligned}$$

5. Сравниваем полученные значения $\mathcal{E}_1 = 9575$ руб. и $\mathcal{E}_2 = 13\,350$ руб. и делаем вывод, что, несмотря на связанные с сооружением дополнительной емкости водосборника затраты, годовой экономический эффект при полном внепиковом потреблении энергии почти в 1,4 раза больше эффекта, получаемого в слу-

чае частичного использования водоотлива в период максимума для регулирования нагрузки. Однако в обоих случаях использование водоотливных установок в режиме потребителей-регуляторов экономически эффективно и целесообразно.

2.7. Определение активной мощности, потребляемой из сети электродвигателями, отключаемыми на время прохождения максимума нагрузки энергосистемы

После выявления потребителей-регуляторов и согласования режимов их работы с технологическими службами предприятия с целью определения влияния потребителей-регуляторов на максимальную нагрузку предприятия в часы максимума энергосистемы необходимо определить мощность, потребляемую из сети электродвигателями, отключаемыми на этот период.

Методы определения этой мощности зависят от особенностей схемы электропитания предприятия, наличия измерительных приборов и приборов учета на отдельных участках сети и ответвлениях, а также требований ПБ и ПТЭ [4, 5].

В общем случае мощность, потребляемая электродвигателями, может быть определена с использованием показаний:

- а) переносных измерительных комплектов;
- б) трехфазных и однофазных ваттметров;
- в) трехфазных счетчиков активной энергии;
- г) ваттметровых измерительных клещей;
- д) амперметра, включенного в цепь статора.

Методы определения мощности с использованием показаний приборов по п. а), б), в) и г) достаточно подробно описаны в литературе, и их применение при отсутствии ограничений со стороны Госгортехнадзора не представляет технических трудностей [22].

Определение мощности, потребляемой из сети электродвигателями, работающими с постоянной нагрузкой. Наиболее просто и доступно в условиях горного предприятия для токоприемников, работающих в длительном режиме с практически постоянной нагрузкой (насосные, компрессорные установки и т. д.), определять мощность, потребляемую из сети методом д) [22].

Известно, что активная мощность, потребляемая электродвигателями из сети, равна

$$P_c = \sqrt{3} I U \cos \varphi \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (38)$$

где I , U — фактические значения тока (А) и напряжения (В) по результатам специальных замеров или по данным измерительных приборов; $\cos \varphi$ — фактический коэффициент мощности двигателя, зависящий от его загрузки.

Практическое использование этой зависимости для расчетов сложно ввиду трудности определения входящего в него значения $\cos \varphi$.

Известно, что с изменением нагрузки на валу двигателя изменяется ток статора I и $\cos \varphi$. При этом значение тока холостого хода для различных типов двигателей колеблется в широких пределах (20—50 % номинального), вследствие чего между током статора и нагрузкой на валу нет пропорциональности. Однако если определить ток холостого хода двигателя I_x , то можно приближенно

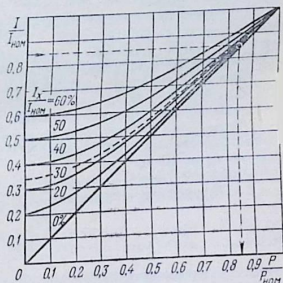


Рис. 2. Обобщенные кривые зависимости тока статора от нагрузки для различных значений тока холостого хода: $P/P_{ном}$ — нагрузка в относительных единицах; $I/I_{ном}$ — ток статора в относительных единицах; $P_{ном}$, $I_{ном}$ — номинальные значения мощности и тока статора

определить нагрузку двигателя по току статора, пользуясь обобщенными кривыми, приведенными на рис. 2. Эти кривые построены для различных значений тока I_x и дают зависимость тока статора от нагрузки [22]. Последовательность определения величины потребляемой из сети мощности электродвигателем с использованием приведенных на рис. 2 кривых следующая.

При известных значениях P_n , I_n , I и I_x находится:

- 1) отношение $\frac{I_x}{I_{ном}}$;
- 2) кривая на рис. 2, которой необходимо пользоваться при расчетах;
- 3) отношение $\frac{I}{I_{ном}}$;
- 4) отношение $\frac{P}{P_{ном}}$, равное коэффициенту загрузки двигателя β ;
- 5) фактическая мощность на валу двигателя при данной загрузке $P = \beta P_{ном}$;
- 6) потребляемая из сети мощность

$$P'_c = \frac{P}{\eta}, \quad (39)$$

где η — к. п. д. двигателя при данной загрузке.

Анализ рабочих характеристик $\cos \varphi = f\left(\frac{P}{P_{ном}}\right)$ и $\eta = \left(\frac{P}{P_{ном}}\right)$ асинхронных двигателей показывает, что значение $\cos \varphi$ при $\beta > 0,6 \div 0,7$ остается практически неизменным и равным $\cos \varphi_{ном}$; значение η при $\beta > 0,3 \div 0,4$ также остается практически неизменным и равным $\eta_{ном}$.

Известно, что большинство шахтных электродвигателей работают со значениями $\beta > 0,4 \div 0,5$. Следовательно, в тех случаях, когда $\beta > 0,6 \div 0,7$, наиболее просто для определения потребляемой из сети мощности пользоваться зависимостью (38), считая $\cos \varphi = \cos \varphi_{ном}$. В тех случаях, когда $0,3 \div 0,4 \leq \beta \leq 0,6 \div 0,7$, для определения мощности P_c необходимо пользоваться зависимостью (39), подставляя в нее $\eta = \eta_{ном}$.

При ориентировочных расчетах можно считать, что $\beta \approx I/I_{ном}$, т. е. после замера тока статора можно установить, какой зависимости можно пользоваться при определении мощности.

Пример. Шахтный асинхронный электродвигатель «Укрэлектромаш» типа АИ-11-4/4 со следующими данными: $P_{ном} = 470$ кВт; $U_{ном} = 6000$ В; $I_{ном} = 94,5$ А; $\cos \varphi_{ном} = 0,85$. Измеренные значения тока статора $I_x = 16$ А при нагрузке $I = 40$ А, при работе на холостом ходу.

Решение

1. Определяем

$$\frac{I_x}{I_{ном}} = \frac{16}{94,5} = 0,17$$

2. Находим кривую на рис. 2, которую используем при дальнейших расчетах. Эта кривая лежит примерно посредине между кривыми 30 и 40 % и соответствует 34 %.

3. Определяем отношение

$$\frac{I}{I_{ном}} = \frac{40}{94,5} = 0,42$$

Эту величину находим на вертикальной оси и проводим ее до пересечения с кривой, соответствующей 34 %.

4. Из точки пересечения опускаем перпендикуляр на горизонтальную ось и определяем β :

$$\beta = P/P_{\text{ном}} = 0,84.$$

5. Определяем фактическую мощность на валу двигателя

$$P = \beta P_{\text{ном}} = 0,84 \cdot 400 = 336 \text{ кВт.}$$

6. Потребляемая из сети активная мощность будет равна: из выражения (38)

$$P_c = \sqrt{3}IU \cos \varphi \cdot 10^{-3} = 1,73 \cdot 40 \cdot 6000 \cdot 0,85 \cdot 10^{-3} = 353 \text{ кВт;}$$

из выражения (39)

$$P_c' = P/\eta_n = 336/0,945 = 356 \text{ кВт.}$$

Полученные результаты свидетельствуют о хорошей совпадаемости.

Определение потребляемой из сети мощности электродвигателями, работающими с переменной нагрузкой. Для групп однородных по режиму работы электроприемников, работающих с переменной нагрузкой, потребляемая из сети мощность наиболее просто может быть определена методом коэффициента спроса из известного выражения

$$P_c'' = K_c \sum P_{\text{ном}}, \text{ кВт,} \quad (40)$$

где K_c — коэффициент спроса (см. приложение 8); $\sum P_{\text{ном}}$ — сумма номинальных мощностей электродвигателей, кВт.

2.8. Регулирование реактивных нагрузок на предприятиях угольной промышленности

В соответствии с Прейскурантом № 09—01 [2] предприятия должны поддерживать экономически обоснованные значения реактивных мощностей (см. п. 2.1.2.), регламентированные энергоснабжающей организацией, а именно:

а) в часы максимума активной нагрузки энергосистемы — оптимальное часовое значение реактивной мощности $Q_{\Sigma 1}$;

б) в часы минимума активной нагрузки энергосистемы — оптимальное среднее значение реактивной мощности $Q_{\Sigma 2}$.

Для поддержания значения мощностей $Q_{\Sigma 1}$ и $Q_{\Sigma 2}$ необходимо осуществлять компенсацию реактивной мощности (КРМ) путем установки различных типов компенсирующих устройств (КУ).

Осуществление такой компенсации на предприятиях, а также КРМ вне часов максимума и минимума энергосистемы позволит получить следующий эффект:

снижение потерь активной мощности и энергии в распределительных сетях; снижение загрузки трансформаторов, установленных на главных понижающих подстанциях; повышение пропускной способности линий (снижение загрузки работающих линий);

повышение качества электрической энергии в сетях в соответствии с требованиями, регламентированными ГОСТ 13109—67.

Для успешного решения задачи КРМ на предприятиях угольной промышленности необходимо знать методику расчета оптимальных значений реактивных мощностей $Q_{\Sigma 1}$ и $Q_{\Sigma 2}$, задаваемых энергоснабжающей организацией.

2.8.1. Методика расчета задаваемых энергоснабжающей организацией потребителю оптимальных значений реактивных мощностей (без использования ЭВМ)

Теоретические положения

1. Методика позволяет определять оптимальное значение реактивной мощности, передаваемой из сетей энергосистемы в течение получаса в периоды максимума активной нагрузки Q_1 , а также оптимальное значение средней реактивной мощности, передаваемой из сети или генерируемой в сеть энергосистемы за период минимума активной нагрузки $Q_{\Sigma 2}$ [7].

Используя предлагаемую методику, потребитель может: проверить заданные энергоснабжающей организацией оптимальные значения реактивных мощностей $Q_{\Sigma 1}$ и $Q_{\Sigma 2}$;

заблаговременно до изменения заданных значений $Q_{\Sigma 1}$ и $Q_{\Sigma 2}$ рассчитать возможные величины новых значений реактивных мощностей и разработать организационно-технические мероприятия по компенсации реактивной мощности.

Методика основана на использовании расчетных коэффициентов a , соответствующих средним условиям передачи реактивной мощности по сетям энергосистем и потребителей электроэнергии с учетом различных затрат на потери мощности и электроэнергии в различных районах объединенных энергосистем (табл. 16) [7].

2. Значение Q_{Σ}^{IV} на шинах 6—20 кВ понизительных подстанций 220—35/6—20 кВ или 6—20/0,4—0,69 кВ определяют как меньшее из значений, получаемых по формулам

$$Q'_{\Sigma 1} = Q_{\Phi 1}^{IV} - 0,7Q_{\Sigma.м}^{IV}; \quad (41)$$

$$Q''_{\Sigma 1} = aP_{\Phi 1}^{IV}, \quad (42)$$

где $Q_{\Phi 1}^{IV}$ и $P_{\Phi 1}^{IV}$ — фактические значения реактивной и активной нагрузок на шинах 6—20 кВ понизительной подстанции или электростанции в режиме максимальной активной нагрузки энергосистемы за IV квартал прошедшего года (см. п. 3.3.2, 3.3.3), Мвар; МВт; $Q_{\Sigma.м}^{IV}$ — дополнительная реактивная мощность установленных, у потребителя синхронных двигателей, которая может быть использована для компенсации реактивной мощности, Мвар; a — расчетный коэффициент (см. табл. 16).

Таблица 16

Значения коэффициентов a для различных условий питания потребителей электроэнергии

Районы ОЭС страны	Значение коэффициента a при высшем напряжении понизительной подстанции, кВ		
	35	110—150	220 и выше
1. ОЭС Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Юга, Северного Казахстана	0,23	0,28	0,37
2. ОЭС Средней Азии	0,30	0,35	0,47
3. ОЭС Сибири	0,24	0,29	0,40
4. ОЭС Урала	0,27	0,31	0,42
5. ОЭС Северного Кавказа, Закавказья	0,22	0,26	0,34
6. ОЭС Дальнего Востока	0,20	0,25	0,32

Примечание. Украинская ССР относится к ОЭС Юга.

При питании потребителя от шин генераторного напряжения значение коэффициента α следует принимать равным 0,6.

Значение $Q_{a.m}^{IV}$ определяют по формуле

$$Q_{a.m}^{IV} = 0,5P_{a.m} - Q_{c.m.\phi}^{IV},$$

где $P_{c.m}$ — суммарная установленная мощность синхронных двигателей напряжением 6—20 кВт, МВт, $Q_{c.m.\phi}^{IV}$ — фактическое значение реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями в режиме максимальной активной нагрузки энергосистемы, при котором фактическое потребление реактивной мощности из сети системы составило $Q_{\phi_1}^{IV}$ (см. п. 2.8.2), Мвар.

3. Значение $Q_{\phi_1}^{IV} = \min(Q'_{\phi_1}; Q''_{\phi_1})$ задается одинаковым на все годы предстоящего пятилетнего периода и может быть изменено в случаях:

- а) появления у потребителя дополнительных синхронных двигателей 6—20 кВ;
- б) перевода потребителя на питание от сети другого напряжения;
- в) перехода на расчеты значений $Q_{\phi_1}^{IV}$ с помощью ЭВМ.

4. Если в сети 35—220 кВ энергосистемы в режиме наибольшей нагрузки поддерживается повышенное напряжение и, несмотря на полное использование регулировочного диапазона понизительного трансформатора 35—220/6—20 кВ, напряжение на шинах 6—20 кВ оказывается выше номинального более чем на 7 %, в качестве $Q_{\phi_1}^{IV}$ задается фактическая реактивная нагрузка потребителя

$$Q_{\phi_1}^{IV} = Q_{\phi_1}^{IV}.$$

5. Значения $Q_{\phi_1}^i$ для остальных кварталов года определяют по формуле

$$Q_{\phi_1}^i = Q_{\phi_1}^i - Q_{k.d}, \quad (43)$$

где $Q_{\phi_1}^i$ — фактическая реактивная нагрузка потребителя в часы максимальной активной нагрузки энергосистемы в i -м квартале; $Q_{k.d}$ — мощность дополнительно устанавливаемых компенсирующих устройств,

$$Q_{k.d} = Q_{\phi_1}^{IV} - Q_{\phi_1}^{IV}. \quad (44)$$

Если значение $Q_{\phi_1}^i$, определяемое по формуле (43), оказывается отрицательным, то принимается $Q_{\phi_1}^i = 0$.

6. Значение $Q_{\phi_2}^i$ для i -го квартала может быть установлено энергоснабжающей организацией любым в диапазоне, верхняя и нижняя границы которого определяются по формулам

$$Q_{\phi_2, в}^i = Q_{\phi_2}^i + Q_k; \quad (45)$$

$$Q_{\phi_2, н}^i = Q_{\phi_2}^i - Q_{k.d}; \quad (46)$$

где $Q_{\phi_2}^i$ — фактическая реактивная нагрузка потребителя в часы минимальной активной нагрузки энергосистемы в i -м квартале (см. п. 2.3.4); Q_k — мощность, генерируемая в режиме минимальной активной нагрузки энергосистемы компенсирующими устройствами, установленными в сети потребителя.

Конкретное значение $Q_{\phi_2}^i$ из указанного диапазона устанавливают исходя из режимов напряжения в данном узле в часы минимума нагрузки.

Необходимо отметить, что для поддержания заданных энергоснабжающей организацией в каждом квартале значений $Q_{\phi_2}^i$ установленные у потребителей компенсирующие устройства (КУ) должны быть оборудованы устройствами регулирования. При этом синхронные двигатели должны оборудоваться устройствами автоматического регулирования возбуждения [8]. Устройства регули-

вания мощности КУ должны обеспечивать поддержание оптимального значения $Q_{\Sigma, в}^I$ в диапазоне от $Q_{\Sigma, в}^I$ до $Q_{\Sigma, н}^I$.

7. При выдаче проектными организациями условий потребления реактивной мощности вновь присоединяемыми потребителями расчету подлежат только значения $Q_{\Sigma, в}^{IV}$ и $Q_{\Sigma, в}^{IV}$. При отсутствии сведений об установленной мощности синхронных двигателей для расчета используется только формула (42).

8. Для потребителей с присоединенной мощностью менее 750 кВ·А расчетное значение необходимой мощности компенсирующего устройства $Q_{к.э}^P$ (квар) определяют по формуле

$$Q_{к.э}^P = (0,2 + 0,5d_{а, св}) S_{пр}, \quad (47)$$

где $S_{пр}$ — присоединенная мощность токоприемников, кВ·А; $d_{а, св}$ — доля асинхронных двигателей и сварочных трансформаторов в составе присоединенной низковольтной нагрузки.

Значение $Q_{к.э}$, задаваемое потребителю, следует определять в зависимости от расчетного значения $Q_{к.э}^P$.

$Q_{к.э}^P$, квар	До 50	50—120	120—190	190—260	260—380	Более 380
$Q_{к.э}$, квар	0	75	150	225	300	450

Значение $Q_{к.э}^P$, определенное по формуле (47), используется при расчетах за электроэнергию до приобретения потребителем компенсирующего устройства. Если номинальная мощность приобретенного и установленного КУ отличается от заданного значения $Q_{к.э}$ не более чем на 10 %, то в договоре на пользование электроэнергией в качестве $Q_{к.э}$ фиксируется фактическая мощность КУ.

9. Если значение $Q_{к.э}^P$, определенное по формуле (47), оказывается меньше мощности КУ, установленного в сети потребителя, то в качестве $Q_{к.э}$ принимается фактическая мощность устройства.

10. Значение $Q_{к.э}^P$ рассчитывается на каждый год предстоящего пятилетнего периода по представленным потребителем на эти годы значениям $S_{пр}$ и $d_{а, св}$. При несоответствии фактических значений $S_{пр}$ и $d_{а, св}$ в каком-либо году принятым при расчете значениям величина $Q_{к.э}$ корректируется по фактическим значениям $S_{пр}$ и $d_{а, св}$.

11. Режим работы компенсирующих устройств у потребителей с присоединенной мощностью менее 750 кВ·А задается, как правило, в виде суточного графика включения и отключения всего устройства (или его секций при мощности устройства более 150 квар).

12. По согласованию с головной организацией допускается использование других методов ручного счета, использующих более детальную информацию о схемных и режимных параметрах сети и дающих более точные результаты.

Примеры расчета оптимальных значений реактивных мощностей

Пример 1. Шахта, находящаяся в районе ОЭС Центра, получает питание от понижающей подстанции 110/6 кВ. Максимальная активная нагрузка четвертого квартала $P_{ф}^{IV} = 15$ МВт. Максимальные и минимальные реактивные нагрузки составляют по кварталам:

Квартал	I	II	III	IV
$Q_{ф1}^I$, Мвар	6,0	5,0	5,4	7,5
$Q_{ф2}^I$, Мвар	3,2	2,8	3,0	3,4

В сети потребителя имеются синхронные двигатели 6 кВ с используемой реактивной мощностью $Q_{см} = 1,5$ Мвар и батарей конденсаторов общей мощностью $Q_{к} = 2,5$ Мвар, постоянно работавшие во время приведенных выше замеров нагрузки.

Определить экономические значения $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$ для всех кварталов года.
Решение. По формулам (41) и (42) определяем

$$Q_{э1}^I = Q_{ф1}^{IV} - 0,7Q_{см}^{IV} = 7,5 - 0,7 \cdot 1,5 = 6,5 \text{ Мвар};$$

$$Q_{э1}^{II} = aP_{ф}^{IV} = 0,28 \cdot 15 = 4,2 \text{ Мвар}.$$

где $a = 0,28$ (см. табл. 16).

Следовательно, $Q_{э1}^{IV} = 4,2$ Мвар.

Для получения этого значения потребитель должен установить компенсирующие устройства мощностью, определяемой по формуле (44), т. е.

$$Q_{к.д} = Q_{ф1}^{IV} - Q_{э1}^{IV} = 7,5 - 4,2 = 3,3 \text{ Мвар}.$$

2. По формуле (43) определяем значения $Q_{э1}^i$ для остальных кварталов года:

$$Q_{э1}^I = 6 - 3,3 = 2,7 \text{ Мвар};$$

$$Q_{э1}^{II} = 5 - 3,3 = 1,7 \text{ Мвар};$$

$$Q_{э1}^{III} = 5,4 - 3,3 = 2,1 \text{ Мвар}.$$

3. По формулам (45) и (46) определяем верхние и нижние границы величин $Q_{э2}^i$ для всех кварталов года:

Квартал	I	II	III	IV
$Q_{э2,в}^i$ Мвар . .	$3,2 + 2,5 = 5,7$	$2,8 + 2,5 = 5,3$	$3,0 + 2,5 = 5,5$	$3,4 + 2,5 = 5,9$
$Q_{э2,н}^i$ Мвар . .	$3,2 - 3,3 = -0,1$	$2,8 - 3,3 = -0,5$	$3,0 - 3,3 = -0,3$	$3,4 - 3,3 = 0,1$

В качестве $Q_{э2}^i$ для i -го квартала может быть задана любая величина, находящаяся в диапазоне от $Q_{э2,в}^i$ до $Q_{э2,н}^i$, т. е. от 5,9 Мвар до $-0,5$ Мвар.

Пример 2. Присоединенная мощность потребителя составляет $S_{пр} = 630$ кВ·А. Доля нагрузки асинхронных двигателей и сварочных трансформаторов составляет $d_{а.св} = 0,4$ (40 %). Определить значение $Q_{к.э}$.

Решение. По формуле (47) определяем

$$Q_{к.э}^p = (0,2 + 0,5d_{а.св}) S_{пр} = (0,2 + 0,5 \cdot 0,4) \cdot 630 = 252 \text{ квар}.$$

В соответствии с выводом, приведенным на стр. 174, находим $Q_{к.э} = 225$ квар.

2.8.2. Последовательность осуществления рациональной компенсации реактивной мощности

При решении вопросов КРМ на предприятиях необходимо, в первую очередь, разработать и внедрить не требующие для своей реализации специальных компенсирующих устройств мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками (см. п. 2.8.3), а затем приступить к КРМ с помощью различных технических средств.

В качестве основных технических средств КРМ на действующих предприятиях угольной промышленности применяются батареи конденсаторов (БК) и синхронные двигатели (СД).

При решении вопросов КРМ исходными данными являются: определенные по изложенной методике (см. п. 2.8.1) оптимальные значения реактивных мощностей $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$ и заданный энергоснабжающей организацией режим работы компенсирующих устройств [3];

определенное по формуле (44) значение мощности дополнительно устанавливаемых КУ $Q_{к.д}$.

При известном значении $Q_{к.д}$ возникает задача выбора наиболее рационального типа и мощности КУ. Последовательность решения этой задачи должна быть следующей:

1. Определяется максимальная величина реактивной мощности (располагаемая реактивная мощность), которую может генерировать каждый из установленных на предприятии СД [8]:

$$Q_m = \frac{\alpha_m P_{ном} \operatorname{tg} \varphi_{ном}}{\eta_{ном}}, \text{ квар,} \quad (48)$$

где $P_{ном}$ — номинальная активная мощность двигателя, кВт; $\operatorname{tg} \varphi_{ном}$ — значение тангенса угла $\varphi_{ном}$, соответствующее номинальному значению $\cos \varphi_{ном}$; $\eta_{ном}$ — номинальный к. п. д. двигателя; α_m — наибольшая допустимая перегрузка СД по реактивной мощности, зависящая от типа двигателя, относительного напряжения $\dot{U}$ и коэффициента загрузки по активной мощности β (значение α_m определяется по табл. 17).

$$\dot{U} = \frac{U}{U_{ном}},$$

где U — фактическое значение напряжения на зажимах двигателя, кВ.

Т а б л и ц а 17

Средние значения α_m для синхронных двигателей серий СДН, СТД, СД и СДЗ

Серия, номинальное напряжение и частота вращения двигателя	Напряжение на зажимах $\dot{U}$	Коэффициент загрузки β		
		0,9	0,8	0,7
СДН, 6 и 10 кВ, для всех частот вращения	0,95	1,31	1,39	1,45
	1,0	1,21	1,27	1,33
	1,05	1,06	1,12	1,17
СДН, 6 кВ: 600—1000 об/мин 375—500 об/мин 187—300 об/мин 100—167 об/мин	1,1	0,89	0,94	0,96
	1,1	0,88	0,92	0,94
	1,1	0,86	0,88	0,9
	1,1	0,81	0,85	0,87
	1,1	0,9	0,98	1,0
СДН, 10 кВ: 1000 об/мин 250—750 об/мин	1,1	0,86	0,9	0,92
	0,95	1,3	1,42	1,52
СТД, 6 и 10 кВ, 3000 об/мин	1,0	1,23	1,34	1,43
	1,05	1,12	1,23	1,31
	1,1	0,9	1,08	1,16
	0,95	1,16	1,26	1,36
	1,0	1,15	1,24	1,32
СД и СДЗ, 380 В, для всех частот вращения	1,05	1,1	1,18	1,25
	1,1	0,9	1,06	1,15

2. Определяется фактическая величина реактивной мощности $Q_{ф.д}^c$, генерируемая работающими на предприятии СД.

Для определения величины $Q_{ф.д}^c$ необходимо оценить компенсирующую способность СД, которая представляет собой отношение реактивной мощности

(квар), отдаваемой в сеть, к полной номинальной мощности двигателя (кВ·А) [23]:

$$q = \frac{Q_{\Phi}^{\text{с.д}}}{S_{\text{ном}}} 100, \% \quad (49)$$

Наибольшая компенсирующая способность двигателя при данной нагрузке имеет место при номинальном токе возбуждения $I_{\text{в. ном}}$.

При снижении тока возбуждения ниже номинального компенсирующая способность СД резко уменьшается.

На рис. 3 приведены кривые зависимости компенсирующей способности синхронных двигателей q (%) от коэффициента загрузки β и тока возбуждения для двигателей с $\cos \varphi_{\text{ном}} = 1$ и $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,9$ [24].

Для двигателей с $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,9$ уменьшение тока возбуждения на 10 % при 100 %-ной нагрузке дает снижение компенсирующей способности на 25 %, а при уменьшении тока возбуждения на 20 % компенсирующая способность уменьшается вдвое. Это обстоятельство обязательно необходимо учитывать при эксплуатации СД.

В двигателях с $\cos \varphi_{\text{ном}} = 1$ незначительное снижение тока возбуждения (например, на 10 %, см. рис. 3) может привести к тому, что двигатель будет потреблять реактивную мощность из сети [23].

При известных значениях коэффициента загрузки двигателя β (см. раздел 2.7), тока возбуждения $I_{\text{в}}$ (определяется по показаниям амперметра, установленного в цепи возбуждения СД), а также с учетом его паспортных данных определяется компенсирующая способность двигателя q (см. рис. 3).

Величина полной номинальной мощности двигателя $S_{\text{ном}}$ определяется из выражения

$$S_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\cos \varphi_{\text{ном}} \eta_{\text{ном}}}, \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (50)$$

где $P_{\text{ном}}$, $\cos \varphi_{\text{ном}}$, $\eta_{\text{ном}}$ — номинальные данные двигателя.

Зная q и $S_{\text{ном}}$, из выражения (49) находим значение $Q_{\Phi}^{\text{с.д}}$, т. е.

$$Q_{\Phi}^{\text{с.д}} = \frac{q S_{\text{ном}}}{100}, \text{ квар.} \quad (51)$$

3. Для каждого СД определяется неиспользуемая реактивная мощность как разность значений, определяемых выражениями (48) и (51), т. е.

$$Q_{\text{н. ис}}^{\text{с.д}} = Q_{\text{м}} - Q_{\Phi}^{\text{с.д}}. \quad (52)$$

4. Определяется неиспользуемая реактивная мощность всеми работающими на предприятии СД:

$$Q_{\text{н. ис}}^{\text{с.д}\Sigma} = Q_{\text{н. ис}}^{\text{с.д}1} + Q_{\text{н. ис}}^{\text{с.д}2} + \dots + Q_{\text{н. ис}}^{\text{с.д}n}$$

где n — число работающих на предприятии СД.

5. Определяется дополнительная мощность батарей конденсаторов ($Q_{\text{б.к}}^{\text{доп}}$), которую необходимо установить на предприятии для поддержания регламент-

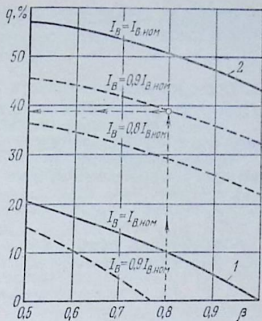


Рис. 3. Зависимость компенсирующей способности q синхронных двигателей от коэффициента загрузки β и тока возбуждения:

1 — при $\cos \varphi_{\text{ном}} = 1$; 2 — при $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,9$

рованных энергоснабжающей организацией оптимальных значений реактивных мощностей, как

$$Q_{б.к}^{доп} = Q_{к.д} - Q_{н.ис}^c.$$

После определения мощности $Q_{б.к}^{доп}$ решается задача их размещения в сетях напряжением до 1000 В и выше 1000 В.

Согласно [8], распределять конденсаторные установки на разных ступенях схемы электроснабжения следует на основании технико-экономических расчетов.

Пример. Определить степень использования для компенсации реактивной мощности установленного на шахте в качестве электропривода главного вентилятора двигателя типа СДН-16-41-12 со следующими номинальными данными: $P_{ном} = 1250$ кВт; $Q_{ном} = 637$ квар; $U_{ном} = 6$ кВ; $\cos \varphi_{ном} = 0,9$; $I_{в.ном} = 241$ А; $\eta_{ном} = 0,945$; $n_{ном} = 500$ об/мин.

Определенные путем замеров фактические значения активной мощности и тока возбуждения соответственно равны

$$P = 1000 \text{ кВт}; I_{в} = 217 \text{ А}.$$

Решение.

1. Определяем значение коэффициента загрузки двигателя как

$$\beta = P/P_{ном} = 1000/1250 = 0,8.$$

2. С помощью выражения (48) рассчитываем располагаемую реактивную мощность СД

$$Q_M = \frac{\alpha_M P_{ном} \operatorname{tg} \varphi_{ном}}{\eta_{ном}} = \frac{1,27 \cdot 1250 \cdot 0,484}{0,945} = 815 \text{ квар}.$$

По данным табл. 7 для двигателя СДН 6 кВ при $\hat{U} = 1$ и $\beta = 0,8$ значение $\alpha_M = 1,27$.

3. Определяем величину полной номинальной мощности СД из выражения (50)

$$S_{ном} = \frac{P_{ном}}{\cos \varphi_{ном} \eta_{ном}} = \frac{1250}{0,9 \cdot 0,945} = 1470 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

4. Находим отношение

$$I_{в}/I_{в.ном} = 217/241 = 0,9, \text{ т. е. } I_{в} = 0,9 I_{в.ном}.$$

5. Из рис. 3 при $\beta = 0,8$; $I_{в} = 0,9 I_{в.ном}$ и $\cos \varphi_{ном} = 0,9$ находим фактическое значение компенсирующей способности СД, равное $q = 38,5 \%$.

6. Используя выражения (51), определяем фактическую величину реактивной мощности, генерируемой СД:

$$Q_{ф.д}^c = \frac{q S_{ном}}{100} = \frac{38,5 \cdot 1470}{100} = 565 \text{ квар}.$$

7. По формуле (52) определяем неиспользуемую реактивную мощность СД:

$$Q_{н.ис}^c = Q_M - Q_{ф.д}^c = 815 - 565 = 250 \text{ квар}.$$

При решении вопроса дополнительной установки на предприятии компенсирующих устройств и отсутствии резервных БК эту мощность СД необходимо использовать в первую очередь.

2.8.3. Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками

Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками предприятий угольной промышленности не требуют применения специальных компенсирующих устройств, не нуждаются для своей реализации в значительных капитальных затратах и поэтому должны рассматриваться в первую очередь.

Известно, что долевое участие отдельных электроприемников в общем балансе реактивной мощности, потребляемой промышленными предприятиями от энергосистем, примерно следующее [25], %:

асинхронные двигатели	60
трансформаторы	20
прочие электроустановки	20

Ввиду того, что на горных предприятиях суммарная установленная мощность АД составляет преимущественно более 90 % общей мощности всех двигателей, наиболее важным является снижение реактивной мощности, потребляемой АД.

Основными мероприятиями по снижению потребляемой реактивной мощности АД являются [25, 26]:

1) правильный выбор электродвигателей по типу и мощности на стадии проектирования и при эксплуатации. Мощность электродвигателей следует выбирать в соответствии с режимом работы производственных механизмов, не допуская излишних запасов мощности. Не следует устанавливать электродвигатели закрытого типа в тех помещениях, в которых по условиям окружающей среды и безопасности допускается установка двигателей открытого или защищенного исполнения, так как они имеют худшие энергетические показатели. При прочих равных условиях короткозамкнутым АД, имеющим лучшие энергетические характеристики, следует отдавать предпочтение перед двигателями с фазным ротором;

2) замена малозагруженных АД двигателями меньшей мощности. При систематической недогрузке АД необходимо принимать меры к увеличению загрузки двигателей путем увеличения нагрузки на производственные механизмы (например, путем увеличения концевой нагрузки при канатной откатке).

Ряд работ, проведенных в органах Госэнергонадзора СССР, показал [26], что если средняя нагрузка двигателя составляет менее 45 % номинальной мощности, то замена его менее мощным всегда целесообразна и проверка расчетами не требуется. При нагрузке двигателя более 70 % номинальной мощности можно считать, что замена его в общем случае нецелесообразна. Замена малозагруженных двигателей, встроенных в механизмы, настолько дорога и сложна, что она практически нецелесообразна.

В условиях предприятий угольной промышленности проверку загрузки двигателей основных электроустановок поверхности можно осуществлять с помощью имеющихся измерительных приборов или токоизмерительных клещей [22], а замену малозагруженных электродвигателей наиболее удобно производить в случае монтажа-демонтажа установок;

3) ограничение холостых ходов работающих асинхронных двигателей. При работе на холостом ходу АД шахтных электроустановок потребляют ими реактивная мощность достигает 60—65 % от номинальных значений.

Такой режим двигателей является экономически нецелесообразным, так как приводит к необоснованной загрузке сети реактивной мощностью, увеличению потерь активной мощности при передаче реактивной мощности, снижению пропускной способности сети, увеличению потерь напряжения в линиях. Для преодоления технологические установки предприятий, работающие продолжительное время в течение суток в режиме холостого хода, целесообразно оборудовать устройствами ограничения холостого хода;

4) повышение качества ремонта АД. При проведении ремонта двигателей недопустимо снижение их энергетических показателей, которое может иметь место при обточке роторов, уменьшении числа проводников в пазу, расточки пазов, выжигании обмоток. Необходимо учитывать и точно соблюдать номинальные данные двигателей. В противном случае из ремонта могут быть выпущены двигатели с повышенным потреблением реактивной мощности, увеличенным током холостого хода, значительными отклонениями от заводских обмоточных данных и другими серьезными недостатками. Все это создает повышенные потери энергии, уменьшает коэффициент мощности двигателя и, в конечном счете, увеличивает дефицит реактивной мощности на предприятии.

Потребление реактивной мощности и ее потери в трансформаторах гораздо меньше зависят от их нагрузки, чем у АД.

В диапазоне нагрузок примерно от 30 до 100 % доля реактивной в полных потерях мощности в трансформаторах меняется незначительно, а в диапазоне от 30 % до нуля она существенно увеличивается.

С целью рационализации работы трансформаторов необходимо:

- а) переводить (если имеется возможность) нагрузку временно загруженных менее чем на 30 % трансформаторов на другие трансформаторы;
- б) отключать их (если имеется возможность) при работе на холостом ходу;
- в) заменять трансформаторы, систематически загруженные менее чем на 30 %;
- г) осуществлять перегруппировку имеющихся на предприятии трансформаторов.

Выполнение условий а) и б) наиболее целесообразно осуществлять автоматически.

2.9. Мероприятия по снижению потребления активной энергии на предприятиях

Эффективность использования электроэнергии на предприятиях угольной промышленности характеризуется величиной удельного электропотребления (кВт·ч/т), которая позволяет объективно оценивать энергоиспользование в реальных условиях производства, правильность выбора энергетического оборудования и элементов электрических сетей.

Уменьшение удельного электропотребления может быть достигнуто как за счет повышения производительности предприятий, так и за счет мероприятий по снижению потребления и потерь активной энергии. Разработка таких мероприятий весьма актуальна [27], так как она позволит снизить дефицит активной энергии в системе, легче реализовать установленные предприятиями планы электропотребления, а также уменьшить размер платы за учтенную расчетными счетчиками активную электроэнергию.

Очевидно, что эти мероприятия не должны приводить к снижению производительности предприятий или требований безопасности, регламентированных ПБ и ПТЭ [4, 5].

Основные мероприятия по снижению удельного расхода электроэнергии можно разделить на три группы:

1-я группа — мероприятия по повышению производительности угледобывающих предприятий за счет совершенствования технологии отдельных производственных процессов и повышения надежности технологических схем;

2-я группа — технологические и организационно-технические мероприятия, направленные на снижение потребления активной энергии отдельными электроустановками или технологическими объектами;

3-я группа — технологические и организационно-технические мероприятия, направленные на снижение потерь электрической энергии.

Рассмотрим подробнее указанные группы мероприятий.

Мероприятия 1-й группы:

1. Совершенствование технологических схем подготовки и систем разработки на угольных шахтах, которое может включать в себя выбор более эффективных способов ведения очистных и подготовительных работ, более совершенных транспортных технологических схем и т. д.

Это позволит повысить концентрацию горных работ и, следовательно, снизить общую протяженность горных выработок (одного из факторов, влияющих на величину удельного электропотребления), увеличить нагрузку на очистной забой за счет повышения как минутной производительности очистных комбайнов, так и коэффициента машинного времени, а также увеличить скорости проведения подготовительных выработок. Использование передовой технологии может быть осуществлено на основе внедрения на предприятиях отрасли «Прогрессивных технологических схем разработки пластов на угольных шахтах» [28]. Прогрессивные технологические схемы, включающие и схемы электроснабжения, предусматривают комплексный подход к решению всех вопросов ведения очистных и подготовительных работ, механизации, транспорта, электроснабжения, более совершенной организации труда.

2. Повышение надежности технологических процессов очистных и подготовительных работ (и, следовательно, коэффициента машинного времени), включая повышение надежности машин и механизмов на участке, транспортных звеньев, всего комплекса электрооборудования и кабелей.

Увеличение нагрузки на очистной забой за счет повышения надежности, т. е. снижения всевозможных простоев, является одним из основных факторов повышения эффективности использования электроэнергии.

Мероприятия 2-й группы:

1. Перевод энергоснабжения очистных и проходческих машин на шахтах, разрабатывающих крутые выбросоопасные пласты, с пневматической энергии на электрическую, что повлечет за собой сокращение потребления сжатого воздуха и, следовательно, компрессорного хозяйства, резкое снижение расхода активной энергии по шахте.

Внедрение этого мероприятия с сохранением достигнутого уровня безопасности может быть реализовано применением быстродействующей коммутационной аппаратуры, осуществляющей автоматическое защитное отключение напряжения и одновременное закорачивание источников э. д. с. за время не более 2,5 мс при повреждении силовых кабелей. ДонНПО «Взрывозащищенное электрооборудование» начат выпуск такого электрооборудования (автоматов АБВ-250, моторных короткозамыкателей ПМК), заводом «Донбасскабель» — выпуск специальных кабелей марки ГВШОП. Внесены соответствующие изменения и дополнения в ПБ и ПИВРЭ (письмо Минуглепрома СССР от 18.12.79 г. № 25—6/956).

2. Снижение энергоемкости основных технологических процессов, обусловленное:

выбором машин и механизмов с меньшим удельным потреблением электрической энергии за счет улучшения режимов резания и разрушения, применения новых режущих инструментов, повышения скорости подачи очистных комбайнов и т. д.;

изысканием принципиально новых, менее энергоемких технологий выемки угля и разрушения горных пород, транспорта и подъема полезного ископаемого.

3. Совершенствование технического обслуживания вентиляционных, компрессорных, водоотливных и подъемных установок, локомотивов, конвейеров и другого транспорта с целью повышения к. п. д. и оптимизации режимов работы. Сюда относятся также сокращение утечек воздуха в вентиляционной сети; внедрение системы и технических средств автоматического управления и регулирования проветриванием, обеспечивающих рациональное распределение воздуха по шахтным выработкам, уменьшение расхода воздуха в ремонтные смены и выходные дни; выбор и применение рациональной, преимущественно одноступенчатой, схемы водоотлива; чистка трубопроводов и водосборников; упорядочение работы подъемных установок и др.

4. Разработка и внедрение передвижных компрессорных станций производительностью до 25 м³/мин с электрооборудованием во взрывобезопасном исполнении, что обусловит сокращение мощности стационарных компрессорных установок на шахтах и связанных с производством и распределением по горным выработкам сжатого воздуха затрат электроэнергии [27].

5. Сокращение холостой работы конвейеров с асинхронным приводом, что особенно актуально для предприятий с большим числом конвейерных линий. При работе на холостом ходу асинхронных двигателей шахтных электроустановок потребляемая ими активная мощность достигает 30—40 % номинальных значений. Поэтому такой режим работы двигателей является экономически нецелесообразным.

Для его ограничения технологические установки, работающие продолжительное время в течение суток в режиме холостого хода (например, установленные на горных предприятиях ленточные конвейеры), целесообразно оборудовать устройствами ограничения холостого хода, отключающими установки при работе в этом режиме.

Созданию таких устройств должна предшествовать работа по анализу особенностей технологического объекта, оснащению его необходимыми устройствами контроля режимов работы и внесению изменений в схему автоматизации.

6. Выбор мощности электродвигателей основных производственных механизмов в соответствии с их фактической загрузкой, а также выбор двигателей с более высокими значениями η , $\cos \varphi$.

Завышение числа и мощности электродвигателей на горных машинах и механизмах (например, на скребковых и ленточных конвейерах) приводит к увеличению потерь холостого хода, а следовательно, к повышенному потреблению электроэнергии.

7. Замена малозагруженных асинхронных двигателей энергоемких электростанций на двигатели меньшей мощности, которая позволит снизить потери холостого хода и потребление электроэнергии.

Мероприятия 3-й группы:

1. Перевод шахт, разрезов, обогатительных фабрик и отдельных электроприемников на повышенное напряжение.

При совершенствовании схем электроснабжения в связи со значительным ростом нагрузок сокращение непроизводительных затрат электроэнергии на предприятиях угольной промышленности должно осуществляться путем устройства глубокого ввода напряжением 35—110—220 кВ, повышения уровня номинального напряжения в распределительных сетях шахт до 10 кВ [27], перевода потребителей подземных участков на напряжение 660 и 1140 В, а экскаваторов на разрезах — на напряжение 10 и 35 кВ.

2. Повышение мощности короткого замыкания в подземных электрических сетях с 50 до 75—100 МВ·А [27].

3. Приближение передвижных трансформаторных подстанций к электроприемникам, сопровождающееся сокращением протяженности сетей низшего напряжения, а следовательно, уменьшением общих потерь электроэнергии в сетях.

4. Разработка и внедрение технических средств и мероприятий по оптимальной компенсации реактивной мощности в электрических сетях (включая подземные сети угольных шахт), которые приведут к снижению потерь активной энергии, имеющих место при передаче по линиям реактивной мощности [25].

5. Поддержание на предприятиях регламентированного ГОСТ 13109—67 качества электроэнергии, обеспечивающего минимальные потери мощности и энергии в электроустановках и сетях.

К основным мероприятиям по повышению эффективности использования электроэнергии на предприятиях отрасли может быть также отнесено [27]: широкое внедрение современных приборов и автоматизированных систем для учета и контроля расхода электрической энергии;

совершенствование планирования и нормирования, расширение применения научно обоснованных норм расхода и прогрессивных систем учета производства и потребления топливно-энергетических ресурсов [29, 30];

ускорение внедрения на предприятиях угольной промышленности законченных разработок, изобретений и рационализаторских предложений, направленных на повышение эффективности использования электроэнергии;

укомплектование энергетических служб предприятий и организаций отрасли квалифицированными специалистами, дальнейшее совершенствование структур управления энергетическим хозяйством предприятий и организаций.

2.10. Экономическая эффективность мероприятий по регулированию режимов электропотребления

2.10.1. Общие положения

Математическая формулировка некоторых задач оптимизации режимов электропотребления по минимуму народнохозяйственных затрат с учетом тарифов на электроэнергию приведена в работе [1].

Однако при практической реализации мероприятий по совершенствованию режимов электропотребления на конкретном предприятии возникает задача определения их экономической эффективности. В настоящее время отсутствует единая методика, позволяющая оценить этот показатель по всему предприятию в целом.

Наиболее просто оценить эффект от регулировочных мероприятий в пределах предприятия можно по изменению суммарной платы за электроэнергию за расчетный период (квартал), которая в общем виде может быть определена из выражения

$$C = (C_p + C_w) \left(1 \pm \frac{H_{\Sigma}}{1000} \right) \text{ руб.}, \quad (53)$$

где $C_p = a_p P_{M.p}$ — плата за максимальную активную мощность предприятия за расчетный период, руб.; $a_p = \frac{a_r}{4}$ — плата за 1 кВт максимальной мощности предприятия в период максимума энергосистемы за расчетный период, руб/кВт; a_r — годовая плата за 1 кВт максимальной мощности, руб/кВт [2]; $P_{M.p}$ — расчетное значение максимальной мощности предприятия, кВт:

$$\text{при } P_{\phi} < P_M \quad P_{M.p} = P_M,$$

$$\text{при } P_{\phi} > P_M \quad P_{M.p} = P_{\phi};$$

$C_w = b W_a$ — плата за потребляемую электрическую энергию предприятием за расчетный период, руб.; b — плата за 1 кВт·ч потребленной активной энергии согласно тарифу, руб/кВт·ч [2]; W_a — потребление активной энергии предприятием за расчетный период, зафиксированное счетчиком, кВт·ч; H_{Σ} — суммарная скидка или надбавка за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей, определяемая по формуле (3), %.

Из выражения (53) следует, что суммарная плата предприятия за расчетный период является функцией следующих электрических параметров: P_{ϕ} , Q_{ϕ_1} , Q_{ϕ_2} и W_a т. е.

$$C = f(P_{\phi}, Q_{\phi_1}, Q_{\phi_2}, W_a).$$

Регулирование любого из этих параметров приведет к изменению режима электропотребления на предприятии и, в конечном счете, к изменению суммарной платы за электроэнергию. Тогда задача оптимального регулирования режимов электропотребления по фактору суммарной платы за электроэнергию сведется к нахождению

$$\min f(P_{\phi}, Q_{\phi_1}, Q_{\phi_2}, W_a).$$

Минимум функции, описываемой выражением (53), будет иметь место при минимальных значениях входящих в нее параметров, т. е.

$$\min \rightarrow \begin{cases} C_p \\ C_w \\ H_{\Sigma} \end{cases}$$

Рассмотрим каждый из этих параметров:

1) При введении лимитирования по мощности ограничением, обеспечивающим рациональный режим потребления активной мощности, является превышение предприятием лимитированного значения мощности, т. е.

$$P_{M.p} \leq P_{\text{лим}}. \quad (54)$$

При правильном прогнозировании активной мощности заявляемое значение P_M должно быть близко к значению P_{ϕ} , т. е. $P_M \approx P_{\phi}$.

Выполнение условия (54) избавит предприятия от 10-кратной платы за каждый кВт потребленной активной мощности при превышении значения $P_{\text{лим}}$.

2) В случае выполнения предприятием установленных планов электропотребления $W_a^{\text{пл}}$, т. е. при

$$W_a \leq W_a^{\text{пл}}, \quad (55)$$

предприятие будет избавлено от 5-кратной платы за каждый кВт·ч потребленной электроэнергии при превышении значения $W_a^{\text{пл}}$ [3].

3) В п. 2.1.2 указывалось, что максимальное значение скидки H_2 к тарифу за компенсацию реактивной мощности равно 2 %. Тогда описываемое выражением (3) значение в пределе может быть равно

$$H_{\Sigma} = -2 \% . \quad (56)$$

С учетом изложенных ограничений (54), (55) и (56) выражение (53) суммарной платы за электроэнергию при граничных значениях регламентированных параметров будет иметь вид

$$C_{\min} = (a_p P_{\text{лим}} + b W_a^{\text{пл}}) \left(1 - \frac{2}{100}\right), \quad (57)$$

или

$$C_{\min} = 0,98 (a_p P_{\text{лим}} + b W_a^{\text{пл}}).$$

Необходимо отметить, что целесообразность снижения активной мощности и активной энергии ниже регламентированных значений $P_{\text{лим}}$ и $W_a^{\text{пл}}$ требует в каждом конкретном случае специального обоснования.

Экономический эффект за расчетный период от снижения платы за электроэнергию для описанного режима электропотребления будет определяться как разность значений, выражаемыми выражениями (53) и (57), т. е.

$$\Delta C = C - C_{\min}.$$

Годовой экономический эффект от снижения платы за электроэнергию определится как сумма эффектов четырех расчетных периодов (четыре кварталов).

Общая экономическая эффективность мероприятий по регулированию режимов электропотребления, связанных с дополнительными капиталовложениями, должна определяться путем выполнения специальных расчетов с использованием Типовой методики [19].

2.10.2. Эффективность мероприятий по снижению потребления активной энергии на шахтах

Количественная оценка эффективности использования электроэнергии при внедрении мероприятий 1-й группы (см. раздел 2.9) основана на представлении потребляемой шахтой электроэнергии в виде двух составляющих [31]:

энергии W^c , не зависящей от добытого шахтой угля (потребляемой вентиляторными, водоотливными и другими установками, непосредственно не связанными с процессом выемки и доставки угля). На долю таких установок в настоящее время приходится до 40—80 % общего потребления электроэнергии по шахте;

энергии W^v , зависящей от добытого угля (потребляемой забойными и транспортными машинами, скиповыми подъемными установками и др.).

В зависимости от текущих значений количества добываемого угля A и времени t величина потребляемой шахтой электроэнергии $W(A; t)$ может быть найдена из выражения

$$W(A; t) = W^c(t) + W^v(A) = a_{W.c} t + a_{W.v} A, \quad (58)$$

где $W^c(t) = a_{W.c} t$; $W^v(A) = a_{W.v} A$ — функции соответственно постоянной и переменной составляющих величины потребляемой электроэнергии от времени и объемов добычи; $a_{W.c}$ — составляющая удельного расхода электроэнергии, зависящего от времени работы шахты, кВт·ч/сут (смена и т. п.); $a_{W.v}$ — составляющая удельного расхода электроэнергии, зависящего от объемов добычи, кВт·ч/т.

Повышение эффективности использования электроэнергии при увеличении добычи шахты с A_1 до A_2 за фиксированное время T (например, за год) характеризуется величиной снижения удельного электропотребления, а уменьшение расхода электроэнергии ΔW определяется разностью между величинами потреб-

ленной энергии при добыче одинакового объема угля (например, A_1) до и после внедрения мероприятий по повышению производительности, т. е.

$$\Delta W = W_1(A_1; T) - W_2(A_1; T'), \quad (59)$$

где $W_1(A_1; T)$; $W_2(A_1; T')$ — расход электроэнергии при добыче угля объемом A_1 соответственно до и после повышения нагрузки на очистные забой и, как следствие, добычи по шахте; T — время добычи угля объемом A_1 (например, год) до внедрения мероприятий по повышению производительности; $T' = \frac{A_1}{A_2} T$ — время добычи угля объемом A_1 после внедрения мероприятий по повышению производительности.

С учетом (58) значения $W_1(A_1; T)$ и $W_2(A_1; T')$ определяется как

$$W_1(A_1; T) = a_{wc} T + a_{wv} A_1; \quad W_2(A_1; T') = a_{wc} \frac{A_1}{A_2} T + a_{wv} A_1,$$

откуда

$$\Delta W = \left(1 - \frac{A_1}{A_2}\right) a_{wc} T = W^c \left(1 - \frac{1}{\alpha_{ш}}\right), \quad (60)$$

где $W^c = a_{wc} T$ — значение постоянной составляющей расхода электроэнергии

за время T , кВт·ч; $\alpha_{ш} = \frac{A_2}{A_1}$ — относительный прирост добычи по шахте.

Снижение расхода электроэнергии по шахте за год при повышении нагрузки на очистные забой и реализации плановой добычи A_1 , согласно (60), определится из выражения

$$\Delta W = \psi a_{w1} A_1 \text{ сут} n_{\text{сут}} \left(1 - \frac{1}{\alpha_{ш}}\right), \quad (61)$$

где $\psi = \frac{W^c}{W_1}$ — доля постоянной составляющей в общем расходе электроэнергии

по шахте; $W_1 = a_{w1} A_1 = a_{w1} A_1 \text{ сут} n_{\text{сут}}$ — общий расход электроэнергии по шахте за год, кВт·ч; a_{w1} — удельное электропотребление по шахте до внедрения мероприятий по повышению нагрузки на очистные забой, кВт·ч/т; $A_1 \text{ сут}$ — суточная добыча шахты, т; $n_{\text{сут}}$ — количество рабочих дней (суток) в году.

Значение $\alpha_{ш}$ в соответствии с [32] определяется по формуле

$$\alpha_{ш} = 1 + \frac{K_A}{A_1 \text{ сут}} \sum_{i=1}^m (\alpha_{л_i} - 1) A_{\text{сут}_i}, \quad (62)$$

где $\alpha_{л_i}$ — относительный прирост нагрузки i -го очистного забоя; $A_{\text{сут}_i}$ — суточная добыча i -го очистного забоя, т; m — количество очистных забоев с нагрузкой $A_{\text{сут}_i}$, повысивших свою нагрузку в $\alpha_{л_i}$ раз; K_A — коэффициент снижения прироста нагрузки по шахте в результате ограничений по отдельным технологическим звеньям ($0 \leq K_A \leq 1$). Если шахту лимитирует фронт горных работ, то $K_A = 1$.

Относительное изменение удельного расхода электроэнергии $\Delta \bar{a}_W$ за один год при повышении добычи шахты с A_1 до A_2 определится как

$$\Delta \bar{a}_W = \frac{a_{w1} - a_{w2}}{a_{w1}} = \frac{W^c (A_2 - A_1)}{W_1 A_2} = \psi \left(1 - \frac{1}{\alpha_{ш}}\right), \quad (63)$$

где $a_{w1} = \frac{W_1}{A_1}$; $a_{w2} = \frac{W_2}{A_2}$ — удельное электропотребление по шахте соответственно до и после внедрения мероприятий по повышению производительности, кВт·ч/т; $W_1 = W^c + a_{wv} A_1$; $W_2 = W^c + a_{wv} A_2$ — расход электро-

энергии по шахте соответственно до и после внедрения мероприятий по повышению производительности, кВт·ч.

С учетом (63) выражение (61) может быть представлено в виде

$$\Delta W = \Delta \bar{a}_W a_{W1} A_1 \text{сут} n_{\text{сут}}. \quad (64)$$

При повышении средней скорости подачи выемочной машины с v_n до v'_n и соответственно средней (минутной) производительности с q до q' (например, очистного комбайна с более высокой энерговооруженностью) нагрузка на очистной забой возрастает в α_L раз и определяется из выражения

$$\alpha_L = K'_M q' / K_M q = K'_M v'_n / K_M v_n, \quad (65)$$

где K_M ; K'_M — сменные коэффициенты машинного времени выемочной машины соответственно до и после внедрения мероприятий по повышению нагрузки на очистной забой.

Значения K_M , v_n , q определяются по соответствующей методике [28].

При повышении надежности технологической схемы очистного забоя увеличение нагрузки на забой определяется как

$$\alpha_L = K'_M / K_M. \quad (66)$$

Пример. Определить возможное снижение расхода электроэнергии по шахте в случае увеличения нагрузки четырех очистных забоев ($m = 4$) за счет повышения надежности технологической схемы на 5 % ($\alpha_L = 1,05$) при следующих исходных данных: плановая суточная добыча шахты $A_1 \text{сут} = 3400 \text{ т/сут}$; $A_{\text{сут}i} = 825 \text{ т/сут}$; $a_{W1} = 40 \text{ кВт·ч/т}$; $\psi = 0,5$; $K_A = 1,0$; $n_{\text{сут}} = 305$.

Решение.

1. По формуле (62) определяем значение параметра $\alpha_{\text{ш}}$:

$$\alpha_{\text{ш}} = 1 + \frac{K_A}{A_1 \text{сут}} \sum_{i=1}^m (\alpha_{Li} - 1) A_{\text{сут}i} = 1 + \frac{1,0}{3400} \cdot 4 (1,05 - 1) 825 = 1,048.$$

2. По формуле (63) находим относительное уменьшение удельного электропотребления

$$\Delta \bar{a}_W = \psi \left(1 - \frac{1}{\alpha_{\text{ш}}} \right) = 0,5 \left(1 - \frac{1}{1,048} \right) = 0,023 \text{ или на } 2,3\%.$$

3. Из выражения (64) определяем возможное снижение расхода электроэнергии по шахте за год при реализации плановой добычи

$$\Delta W = \Delta \bar{a}_W a_{W1} A_1 \text{сут} n_{\text{сут}} = 0,023 \cdot 40 \cdot 3400 \cdot 305 = 954 \text{ тыс. кВт·ч/год}.$$

Снижения удельного расхода электроэнергии по каждому технологическому звену (машины и механизмы на участке, транспорт, электрооборудование и кабели, горно-геологические и организационно-технические факторы) пропорционально доле его участия в повышении надежности технологического процесса в очистном забое. Так, при повышении надежности электроснабжения значение α_L определяется в соответствии с [32].

Повышение надежности электроснабжения в технологической схеме может быть обеспечено:

применением взамен устаревших типов более надежного электрооборудования и кабелей (ячеек КРУВ-6, подстанций ТСПВП, автоматов серии АВ и магнитных пускателей серии ПВИ, коммутационных аппаратов с вакуумными

выключателями и контакторами, кабелей марки ЭВТ, комбайновых электродвигателей с жидкостным заполнением и др.);

применением станций управления (типа СУВ) вместо набора магнитных пускателей и автоматов;

резервированием пускателей и контакторов в станциях управления для ответственных забойных электроприемников;

совершенствованием технического обслуживания электрооборудования и обеспеченностью запасными частями в соответствии с «Положением о планово-предупредительной системе технического обслуживания и ремонта оборудования угольных и сланцевых шахт Министерства угольной промышленности СССР» (М., ИГД им. А. А. Скочинского, 1981), РТМ 12.25.001—77 «Планирование технического обслуживания электрооборудования комплексно-механизированных угольных лав» (М., Минуглепром СССР, 1977) и дополнением к этому РТМ (для шахт Карагандинского бассейна), технологическими картами технического обслуживания и текущего ремонта электрооборудования и другими нормативными документами;

повышением селективности срабатывания защитных устройств от токов к. з. и замыканий на землю, в первую очередь, в подземных распределительных сетях напряжением 6 кВ;

внедрением схем обособленного питания подземных электроприемников [33], в которых электроустановки и сети напряжением 6 кВ, расположенные в подземных выработках, электрически разделяются от электроустановок и сетей поверхности, характеризующихся повышенной повреждаемостью и низким уровнем сопротивления изоляции. В обособленной подземной сети предупреждаются повреждения изоляции, провоцируемые авариями в электроустановках на поверхности шахты или в сетях других объектов электроснабжения (замыкания на землю, атмосферные перенапряжения и др.), тем самым снижается вероятность аварийных отключений электроэнергии и связанных с ними простоев технологических звеньев шахты.

Эффективность от внедрения других мероприятий по снижению потребления электроэнергии (см. раздел 2.9) может быть определена в соответствии с Типовой методикой [19] и основными положениями п. 2.10.1. Так, экономический эффект от снижения потребления активной энергии электроприемниками в результате ограничения холостых ходов в течение 1-го квартала может быть определен как

$$\mathcal{E}_x^I = (P_{x_1} t_1 + P_{x_2} t_2 + \dots + P_{x_n} t_n) b d,$$

где $P_{x_1}, P_{x_2}, \dots, P_{x_n}$ — потребляемые токоприемниками мощности при работе на холостом ходу, которые могут быть определены либо путем выполнения специальных замеров, либо рассчитаны по методике, изложенной в разделе 2.7; $t_1, t_2, \dots, t_n$ — время, на которое отключаются в течение суток работающие вхолостую установки, ч; b — плата за 1 кВт·ч потребленной активной энергии согласно тарифу, руб/кВт·ч [2]; d — число суток в квартале.

Аналогичным образом может быть определен экономический эффект от снижения потребления активной энергии токоприемниками в результате ограничения холостых ходов в течение II, III и IV кварталов (соответственно $\mathcal{E}_x^{II}, \mathcal{E}_x^{III}, \mathcal{E}_x^{IV}$).

Тогда годовой экономический эффект от ограничения холостых ходов электроустановок будет равен

$$\mathcal{E}_x = (\mathcal{E}_x^I + \mathcal{E}_x^{II} + \mathcal{E}_x^{III} + \mathcal{E}_x^{IV}) - \mathcal{Z}_x,$$

где $\mathcal{Z}_x$ — затраты, связанные с созданием устройств ограничения холостых ходов электроустановок (определяются в каждом конкретном случае с учетом особенностей работы объекта).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Указания по регулированию режимов электропотребления.* М., Информэнерго, 1979.
2. *Прейскурант № 09—01.* Тарифы на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую энергосистемами и электростанциями Министерства энергетики и электрификации СССР. М., Прейскурантиздат, 1980.
3. *Правила пользования электрической и тепловой энергией.* М., Энергониздат, 1982.
4. *Правила безопасности в угольных и сланцевых шахтах.* М., Недра, 1976.
5. *Правила технической эксплуатации угольных и сланцевых шахт.* М., Недра, 1976.
6. *Гойхман В. М., Миновский Ю. П.* Методика определения фактических значений основных параметров электропотребления, используемых при расчетах за электроэнергию на предприятиях угольной промышленности. М., изд. ИГД им. А. А. Скочинского, 1981.
7. *Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях.* М., СПО Союзтехэнерго, 1981.
8. *Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях.* М., Энергия, 1974.
9. *Инструктивные материалы Государственной инспекции по энергонадзору.* М., Энергия, 1977.
10. *Справочник по электропотреблению в промышленности.* М., Энергия, 1978.
11. *Головкин П. И.* Энергосистема и потребители электрической энергии. М., Энергия, 1979.
12. *Волобрийский С. Д.* Электрические нагрузки и балансы промышленных предприятий. Л., Энергия, 1976.
13. *ГОСТ 17510—79.* Надежность изделий машиностроения. Система сбора и обработки информации. Планирование наблюдений. М., Издательство стандартов, 1979.
14. *Венцель Е. С.* Теория вероятностей. М., Наука, 1969.
15. *Дж. Джонстон.* Эконометрические методы. М., Статистика, 1980.
16. *Разработка и внедрение комплекса задач по учету, анализу и планированию электропотребления угольных шахт в условиях АСУ производственного объединения.* Отчет Киевского политехнического института. № ГР 76094545, Инв. № Б 905640, Киев, 1979.
17. *Михайлов В. В.* Тарифы и режимы электропотребления. М., Энергия, 1974.
18. *Аше Ф.* Технические возможности снижения издержек на потребляемую в шахтах электроэнергию. — *Глюкауф*, 1978, № 13, с. 28—38.
19. *Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений.* Экономическая газета, 1981, № 2—3.
20. *Разработка и создание информационно-логической системы учета, контроля и управления электропотреблением угольных шахт.* Отчет Киевского политехнического института. № ГР 78076485. № Б 857509. Киев, 1979.
21. *Данильчук Г. И., Шевчук С. П., Василенко П. К.* Автоматизация электропотребления водоотливных установок. Киев, Техника, 1981.
22. *Мичин Г. П.* Измерение мощности. М.—Л., Энергия, 1965.
23. *Маймин С. Р., Кутовой Л. Н., Тесленко В. И.* Рациональная компенсация реактивной мощности в электрической сети шахт. М., Недра, 1968.
24. *Сыромятников М. А.* Режимы работы асинхронных и синхронных электродвигателей. М., Госэнергоиздат, 1963.
25. *Константинов Б. А., Зайцев Г. Э.* Компенсация реактивной мощности. Л., Энергия, 1976.
26. *Справочник по электроснабжению промышленных предприятий.* Кн. I, М., Энергия, 1973.
27. *Рекомендации Всесоюзного научно-технического семинара «Пути экономии топливно-энергетических ресурсов на предприятиях угольной промышленности».* М., ЦНИИУголь, 1981.
28. *Прогрессивные технологические схемы разработки пластов на угольных шахтах.* ч. I, II, М., ИГД им. А. А. Скочинского, 1979.
29. *Инструкция по расчету норм расхода электроэнергии в угольной промышленности.* М., Минуглепром СССР, 1981.
30. *Методика определения нормы расхода электроэнергии по производственному объединению угольной промышленности (при подземной добыче угля).* М., ИГД им. А. А. Скочинского, 1981.
31. *Озерной М. И.* Электрооборудование и электроснабжение подземных разработок угольных шахт. М., Недра, 1975.
32. *РТМ 12.25.005—80.* Шахтные системы электроснабжения. Расчет экономической эффективности повышения надежности электроснабжения очистных забоев, транспортных и технологических вентелей. М., Минуглепром СССР, 1980.
33. *РТМ 12.25.002—78.* Проектирование систем электроснабжения угольных шахт с обособленным питанием подземных электроприемников. М., Минуглепром СССР, 1978.

СОГЛАСОВАНО:
Директор Энергонадзора

УТВЕРЖДАЮ:
Директор предприятия

ПЛАН-ГРАФИК
постоянно действующих регулировочных мероприятий

(наименование предприятия)

Максимальные активные нагрузки предприятия, кВт																	
Установ- ленный лимит мощ- ности, кВт	Максимумы режи- ного дня декабря прошедшего года		Максимумы расчетного периода прошедшего года						Ожидаемый (заяв- ленный) максимум на расчетный период				Мероприятия по сни- жению нагрузки с указанием лиц, от- вественных за их вы- полнение	Величина снижения нагрузки относительно ожидаемого (заявлен- ного) максимума			
			заявленный		фактический												
	утренний	вечер- ный	утренний	вечер- ный	утренний	вечер- ный	утренний	вечер- ный	утренний	вечер- ный	утренний	вечер- ный					
	2	3	4	5	6	7	8	9									
1												10	11	12	13	14	

Примечание. Величина ожидаемого (заявляемого) ...
иной в настоящем Указании.

Примечание. Величина ожидаемого (заявленного) максимума нагрузки предприятия определяется либо по методике, приве-
денной в настоящих Указаниях, либо в соответствии с «Указаниями по определению заявляемой мощности предприятия в часы максимума энергосистемы (договорной)» [9].

Главный энергетик предприятия

к «Указаниям по регулированию режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности»

УТВЕРЖДАЮ:
Директор предприятия

ПЛАН-ГРАФИК регулирующих мероприятий, действующих в осенне-зимний период

(наименование предприятия)

Установленный лимит мощности, кВт	Максимальные активные нагрузки предприятия, кВт										Мероприятия по снижению нагрузки с указанием лиц, ответственных за их выполнение	Время проведения мероприятий		Величина снижения нагрузки относительно ожидаемого (заявленного) максимума			
	Максимумы режимного дня декабря прошлого года		Максимумы расчетного периода прошлого года				Ожидаемый (заявленный) максимум на расчетный период		Число, месяц	Часы суток		кВт		утренний	вечерний	утренний	вечерний
			заявленный		фактический							утренний	вечерний				
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		12	13	14	15	16	
1																	

П р и м е ч а н и е. Величина ожидаемого (заявляемого) максимума нагрузки предприятия определяется либо по методике, приведенной в настоящих Указаниях, либо в соответствии с «Указаниями по определению заявляемой мощности предприятия в часы максимума энергосистемы (допозорной)» [9].

СОГЛАСОВАНО:
Директор Энергонадзора

УТВЕРЖДАЮ:
Директор предприятия

ПЛАН-ГРАФИК
введения перспективных регулировочных мероприятий
_____ (наименование предприятия)

Мероприятия по снижению активной нагрузки	Срок введения мероприятия	Ответственный за введение мероприятия	Примечание
	1	2	3
			4

Фактические значения активных и реактивных мощностей предприятия в периоды суточных максимумов и минимума активной нагрузки энергосистемы

Форма Ш 6.3, лист 3

1	Дата (число, месяц, год)	Периоды максимумов активной нагрузки энергосистемы						Период минимума активной нагрузки энергосистемы			Примечание
		№ п/п	Наименование периода	$P_{\Phi m},$ кВт	$Q_{\Phi m},$ квар	$P_{c, \Phi m},$ кВт	№ п/п	$Q_{\Phi n},$ квар	$Q_{c, \Phi n},$ квар		
		1	утренний				1				
		2	вечерний								

1. Время максимумов активной нагрузки энергосистемы: утреннего от — до — ч, вечернего от — до — ч.
2. Время минимума активной [нагрузки энергосистемы от — до — ч.
3. Заявленная (договорная) на текущий период (квартал) мощность потребителя, участвующая в максимуме активной нагрузки энергосистемы $P_M = \text{— кВт}$.

4. Заданная энергосистемой величина 30-минутной оптимальной реактивной нагрузки потребителя в часы максимума активной нагрузки энергосистемы $Q_3 = \text{— квар}$.
5. Заданная энергосистемой величина оптимальной средней реактивной нагрузки потребителя в часы минимума активной нагрузки энергосистемы на текущий период (квартал) $Q_3 = \text{— квар}$.

Примечания:

1. $P_{\text{фн}}$ — фактическая наибольшая активная мощность предприятия за 30-минутный интервал (суммарная по вводимым присоединениям) за период максимума активной нагрузки энергосистемы; $Q_{\text{фн}}$ — фактическая наибольшая реактивная мощность предприятия за 30-минутный интервал (суммарная по вводимым присоединениям) за период максимума активной нагрузки энергосистемы ($m = 1, 2, 3 \dots$ — номер максимума активной нагрузки); $P_{\text{с. фн}}$ — фактическая суммарная активная мощность субобъектов за 30-минутный интервал, соответствующая мощности $P_{\text{фн}}$ за период максимума активной нагрузки энергосистемы; $Q_{\text{фн}}$ — фактическая [средняя (реактивная) мощность предприятия за период минимума активной нагрузки энергосистемы ($n = 1, 2, 3 \dots$ — номер минимума активной нагрузки)]; $Q_{\text{с. фн}}$ — фактическая средняя реактивная мощность субобъектов за период минимума активной нагрузки энергосистемы.
2. Измерение параметров, перечисленных в примечании 1, осуществляется согласно Методике, разработанной в ИГД им. А. А. Скочинского (см. раздел 2.3 отраслевых «Указаний по регулированию режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности» РТМ 12.25—010—81. М., Минуглепром СССР, 1981).

1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДИКИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ МАКСИМАЛЬНОЙ ПОЛУЧАСОВОЙ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ (БАЙЕСОВСКИЙ ПОДХОД К ПРОГНОЗИРОВАНИЮ)

Прогнозирование максимальной получасовой активной мощности потребителей осуществляется в три этапа:

1-й этап. Определяется исходная величина P_{Φ} на очередной квартал либо на основании предварительных расчетов, либо из опыта (интуиции) специалиста, занимающегося вопросами электропотребления. При этом специалист должен учесть сезонное снижение или возрастание нагрузки от квартала к кварталу за предыдущие периоды работы предприятия, определить величину снижения нагрузки R_M в часы максимума нагрузки энергосистемы за счет проведения регулировочных мероприятий, увеличения или снижения нагрузки за счет ввода или демонтажа оборудования, перехода на технологию с другой энергоемкостью основных механизмов и т. д. При недостатке информации о предполагаемом изменении нагрузки в последующем квартале, а также при недостатке опыта специалиста можно использовать в качестве исходной информации данные о значении максимальной нагрузки, полученные при расчете вероятностно-статистическим методом (см. п. 2.4.2) и указанные в договоре на пользование электроэнергией.

Специалист, основываясь на своем опыте (интуиции) или после проведения предварительных расчетов, устанавливает, что фактическое значение максимальной мощности в следующем квартале будет находиться в пределах: P_{Φ}^B — верхний предел и P_{Φ}^H — нижний предел. При этом максимальная мощность возрастает (снижается) по сравнению с максимальным фактическим значением предыдущего квартала на величину $\Delta P_{\Phi}^B = P_{\Phi}^B - P_{\Phi}^{\text{пред}}$ — верхний предел, $\Delta P_{\Phi}^H = P_{\Phi}^H - P_{\Phi}^{\text{пред}}$ — нижний предел, где $P_{\Phi}^{\text{пред}}$ — максимальное фактическое значение получасовой мощности за предыдущий квартал.

2-й этап. Находится информация о фактических значениях получасовых максимальных нагрузок P_{Φ} в часы максимума энергосистемы за предыдущие кварталы. Минимальная величина предыстории равна шести кварталам ($i = 6$). При увеличении числа i точность расчетов увеличивается.

Значения P_{Φ} могут быть выбраны из серии замеров максимальных нагрузок (см. раздел 2.3) за расчетный период (квартал) либо по результатам контрольных замеров мощностей, проводимых в каждом квартале. При наличии на предприятии сумматоров используются наибольшие значения мощности, зафиксированные ими за расчетный период.

3-й этап. С использованием определенных на 1-м и 2-м этапах исходных данных уточняется заявленная получасовая максимальная мощность на очередной квартал P_M в следующей последовательности:

1.1. определяем коэффициенты b'_1 и b'_2 матрицы b' уравнения максимальных нагрузок по результатам прогноза специалиста:

$$b' = \begin{vmatrix} b'_1 \\ b'_2 \end{vmatrix}, \quad (1)$$

где

$$b'_1 = \frac{P_{\Phi}^B + P_{\Phi}^H}{2}; \quad (2)$$

$$b'_2 = \frac{\Delta P_{\Phi}^B + \Delta P_{\Phi}^H}{2}. \quad (3)$$

1.2. Определяем ковариационно-вариационную матрицу коэффициентов b'_1 и b'_2 :

$$V' = \begin{vmatrix} v'_{11} & v'_{12} \\ v'_{21} & v'_{22} \end{vmatrix}, \quad (4)$$

где

$$v'_{11} = \left(\frac{P_{\Phi}^B - P_{\Phi}^H}{6} \right)^2; \quad (5)$$

$$v'_{22} = \left(\frac{\Delta P_{\Phi}^B - P_{\Phi}^H}{6} \right)^2. \quad (6)$$

Значения v'_{21} и v'_{12} принимаются равными нулю.

Стандартное отклонение принимается равным $1/6$ промежутка, так как нормальное распределение существенно на длине в 6 стандартных отклонений.

1.3. Уравнение максимальных нагрузок по фактическим результатам предыстории принимается линейным и имеет вид

$$Zb = X, \quad (7)$$

где Z — математическая функция времени; b — коэффициенты уравнения; X — предыстория фактических максимальных нагрузок.

1.4. Для удобства вычислений вводим матрицу Z^t :

$$Z^t = \begin{vmatrix} 111111 \\ 123 \dots i \end{vmatrix}, \quad (8)$$

где t — знак транспонирования матрицы Z ; i — число кварталов, предшествующих прогнозированию.

При $t = 6$ матрица имеет вид

$$Z^t = \begin{vmatrix} 111111 \\ 123456 \end{vmatrix}. \quad (9)$$

1.5. Умножаем обе части уравнения (7) на Z^t и получаем систему нормальных уравнений:

$$Z^t Z b = Z^t X. \quad (10)$$

Обозначим

$$Z^t Z = G; \quad (11)$$

$$Z^t X = g. \quad (12)$$

1.6. Матрицы G и g имеют вид

$$G = Z^t Z = \begin{vmatrix} G_{11} & G_{12} \\ G_{21} & G_{22} \end{vmatrix} \quad (13)$$

и

$$g = Z^t X = \begin{vmatrix} g_1 \\ g_2 \end{vmatrix}. \quad (14)$$

1.7. Находим коэффициенты b_1 и b_2 матрицы b уравнения максимальных нагрузок по результатам предыстории:

$$b = G^{-1} g = \begin{vmatrix} b_1 \\ b_2 \end{vmatrix}, \quad (15)$$

где G^{-1} — матрица, обратная G .

1.8. Определяем ковариационно-вариационную матрицу коэффициентов b_1 и b_2 :

$$V = G^{-1} \sigma_{\epsilon}^2 = \begin{vmatrix} v_{11} & v_{12} \\ v_{21} & v_{22} \end{vmatrix}, \quad (16)$$

где σ_g^2 — дисперсия уравнения максимальных нагрузок по результатам предыстории.

1.9. Определяем обратную ковариационно-вариационную матрицу V''^{-1} апостериорного (скорректированного) распределения:

$$V''^{-1} = V'^{-1} + V^{-1}, \quad (17)$$

где V^{-1} — матрица, обратная V' .

$$V^{-1} = G/\sigma_g^2 = \begin{vmatrix} G_{11} & G_{12} \\ G_{21} & G_{22} \end{vmatrix} / \sigma_g^2. \quad (18)$$

При отсутствии информации о σ_g^2 принимаем σ_g^2 равной 2—3 % от среднего значения фактических максимальных нагрузок предыстории:

$$\sigma_g^2 = \left[(2 \div 3\%) \frac{\bar{X}}{100} \right]^2, \quad (19)$$

где

$$\bar{X} = \frac{\sum_i^i X_i}{i}. \quad (20)$$

1.10. Обращение матрицы V' производим в следующей последовательности: находим определитель матрицы V' :

$$|V'| = \begin{vmatrix} v'_{11} & v'_{12} \\ v'_{21} & v'_{22} \end{vmatrix} = v'_{11}v'_{22} - v'_{21}v'_{12}; \quad (21)$$

делим элементы матрицы V' на определитель $|V'|$;

меняем местами элементы матрицы v'_{11} и v'_{22} в матрице $V'/|V'|$;

изменяем знаки элементов матрицы v'_{12} и v'_{21} на противоположные и получаем матрицу следующего вида:

$$V'^{-1} = \frac{\begin{vmatrix} v'_{22} & -v'_{12} \\ -v'_{21} & v'_{11} \end{vmatrix}}{|V'|}. \quad (22)$$

1.11. Определение матрицы V'' производим в следующей последовательности: находим определитель матрицы V'^{-1} :

$$|V'^{-1}| = \begin{vmatrix} v'^{-1}_{11} & v'^{-1}_{12} \\ v'^{-1}_{21} & v'^{-1}_{22} \end{vmatrix} = v'^{-1}_{11}v'^{-1}_{22} - v'^{-1}_{21}v'^{-1}_{12}; \quad (23)$$

делим элементы матрицы V'^{-1} на определитель $|V'^{-1}|$;

меняем местами элементы матрицы v'^{-1}_{11} и v'^{-1}_{22} в матрице $V'^{-1}/|V'^{-1}|$;

изменяем знаки элементов матрицы v'^{-1}_{12} и v'^{-1}_{21} на противоположные и получаем матрицу следующего вида:

$$V'' = \frac{\begin{vmatrix} v'^{-1}_{22} & -v'^{-1}_{12} \\ -v'^{-1}_{21} & v'^{-1}_{11} \end{vmatrix}}{|V'^{-1}|}. \quad (24)$$

1.12. Определяем коэффициенты b'_1 и b'_2 матрицы b'' уравнения прогнозирования 30-минутной максимальной нагрузки:

$$b'' = V''(V'^{-1}b' + V^{-1}b) = \begin{vmatrix} b'_1 \\ b'_2 \end{vmatrix} \quad (25)$$

или

$$b'' = V'' (V'^{-1} b' + g/\sigma_e^2) = \begin{vmatrix} b_1'' \\ b_2'' \end{vmatrix}. \quad (26)$$

1.13. Уточненное значение заявленной получасовой максимальной нагрузки предприятия $P_{мб}$ и при Байесовском подходе к прогнозированию определяем из выражения

$$P_{мб} = X_{i+1} = b_1'' + b_2''(i+1). \quad (27)$$

2. ПРИМЕР ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАЯВЛЯЕМОЙ ПОЛУЧАСОВОЙ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПРИ БАЙЕСОВСКОМ ПОДХОДЕ К ПРОГНОЗИРОВАНИЮ

2.1. Специалист (энергетик) устанавливает величину ожидаемой максимальной получасовой активной мощности на очередной период (квартал), используя свой опыт или проведя предварительные расчеты. Он считает, что заявляемая максимальная мощность в следующем квартале будет находиться в пределах $7,9 \div 8,1$ МВт ($P_{\Phi}^H = 7,9$ МВт, $P_{\Phi}^B = 8,1$ МВт). При этом максимальная мощность будет возрастать по сравнению с предыдущим кварталом на величину:

$$\Delta P_{\Phi}^B = P_{\Phi}^B - P_{\Phi}^{\text{пред}} = 8,1 - 7,7 = 0,4 \text{ МВт} — \text{верхний предел};$$

$$\Delta P_{\Phi}^H = P_{\Phi}^H - P_{\Phi}^{\text{пред}} = 7,9 - 7,7 = 0,2 \text{ МВт} — \text{нижний предел}.$$

$P_{\Phi}^{\text{пред}} = 7,7$ МВт — наибольшее из фактических значений получасовых максимальных мощностей предыдущего квартала.

Необходимо стремиться к тому, чтобы число замеров за этот квартал было максимальным.

Например, необходимо скорректировать мощность P_{Φ}'' на второй квартал. Согласно [3] заявление энергоснабжающей организации об изменении оплачиваемой мощности можно подавать не позднее чем за месяц до начала следующего квартала (в нашем случае — не позднее 1 марта). Если допустить, что обработка результатов измерений и подача материалов энергоснабжающей организации займет 5—7 дней, то для определения значения $P_{\Phi}^{\text{пред}}$ должна использоваться информация о получасовых максимальных мощностях за период с 1/II по 20—22/II.

2.2. Из форм Ш 6.3, лист 3 записи суточных фактических значений основных параметров электропотребления (см. раздел 2.3) выбираются максимальные значения активных мощностей ($P_{\Phi m}$) в каждом из шести (или более) кварталов, предшествующих прогнозируемому.

квартал	1	2	3	4	5	6
X_{i1} МВт	7	7,2	7,2	7,6	7,6	7,7

2.3. Согласно (2) и (3) определяются коэффициенты уравнения, установленного специалистом:

$$b_1'' = \frac{P_{\Phi}^B + P_{\Phi}^H}{2} = \frac{8,1 + 7,9}{2} = 8 \text{ МВт};$$

$$b_2'' = \frac{\Delta P_{\Phi}^B + \Delta P_{\Phi}^H}{2} = \frac{0,4 + 0,2}{2} = 0,3 \text{ МВт}.$$

2.4. Согласно (1) записываются в матричной форме коэффициенты уравнения

$$b' = \begin{vmatrix} b_1'' \\ b_2'' \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 8 \\ 0,3 \end{vmatrix}.$$

2.5. Согласно (4), (5) и (6) определяются элементы ковариационно-вариационной матрицы

$$v'_{11} = \frac{(P_{\Phi}^B - P_{\Phi}^H)}{6} = \left(\frac{8,1 - 7,9}{6} \right)^2 = 0,00111;$$

$$v'_{22} = \frac{(\Delta P_{\Phi}^B - \Delta P_{\Phi}^H)}{6} = \left(\frac{0,4 - 0,2}{6} \right)^2 = 0,00111;$$

$$v'_{12} = 0; \quad v'_{21} = 0;$$

$$V' = \begin{vmatrix} v'_{11} & v'_{12} \\ v'_{21} & v'_{22} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0,00111 & 0 \\ 0 & 0,00111 \end{vmatrix};$$

2.6. Для удобства вычислений согласно (8) и (9) вводится матрица Z^t . Для $i = 6$ матрица Z^t имеет вид

$$Z^t = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \end{vmatrix}.$$

2.7. Согласно (8), (9) и (13) определяется матрица G :

$$G = Z^t Z = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 1 & 1 \\ 1 & 2 \\ 1 & 3 \\ 1 & 4 \\ 1 & 5 \\ 1 & 6 \end{vmatrix} =$$

$$= \begin{vmatrix} 1 \cdot 1 + 1 \cdot 1 + 1 \cdot 1 + 1 \cdot 1 + 1 \cdot 1 + 1 \cdot 1; & 1 \cdot 1 + 1 \cdot 2 + 1 \cdot 3 + 1 \cdot 4 + 1 \cdot 5 + 1 \cdot 6 \\ 1 \cdot 1 + 2 \cdot 1 + 3 \cdot 1 + 4 \cdot 1 + 5 \cdot 1 + 6 \cdot 1; & 1 \cdot 1 + 2 \cdot 2 + 3 \cdot 3 + 4 \cdot 4 + 5 \cdot 5 + 6 \cdot 6 \end{vmatrix} =$$

$$= \begin{vmatrix} 6 & 21 \\ 21 & 91 \end{vmatrix}.$$

2.8. Согласно (14) определяется матрица g :

$$g = Z^t X = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 7 \\ 7,2 \\ 7,2 \\ 7,6 \\ 7,6 \\ 7,7 \end{vmatrix} =$$

$$= \begin{vmatrix} 1 \cdot 7 + 1 \cdot 7,2 + 1 \cdot 7,2 + 1 \cdot 7,6 + 1 \cdot 7,6 + 1 \cdot 7,7 \\ 1 \cdot 7 + 2 \cdot 7,2 + 3 \cdot 7,2 + 4 \cdot 7,6 + 5 \cdot 7,6 + 6 \cdot 7,7 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 44,3 \\ 157,6 \end{vmatrix}.$$

2.9. Для определения σ_e^2 находится среднее значение ряда максимальных нагрузок $\bar{X}$ (20) и дисперсия σ_e (19):

$$\bar{X} = \frac{7 + 7,2 + 7,2 + 7,6 + 7,6 + 7,7}{6} = 7,3833 \text{ МВт};$$

$$\sigma_e^2 = (2 + 3\%) \frac{\bar{X}}{100} = \frac{2 \cdot 7,3833}{100} = 0,1477;$$

Тогда

$$\sigma_3^2 = 0,1477^2 = 0,0218.$$

2.10. Согласно (18) определяется матрица V^{-1} :

$$V^{-1} = \begin{vmatrix} G_{11} & G_{12} \\ G_{21} & G_{22} \end{vmatrix} / \sigma_3^2 = \begin{vmatrix} 6 & 21 \\ 21 & 91 \end{vmatrix} / 0,0218 = \begin{vmatrix} 6/0,0218 & 21/0,0218 \\ 21/0,0218 & 91/0,0218 \end{vmatrix} = \\ = \begin{vmatrix} 275,229 & 963,303 \\ 963,303 & 4174,312 \end{vmatrix}.$$

2.11. Обращение матрицы V' производится согласно (21) и (22).

2.11.1. Определитель матрицы V' находится согласно (21):

$$|V'| = \begin{vmatrix} v'_{11} & v'_{12} \\ v'_{21} & v'_{22} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0,00111 & 0 \\ 0 & 0,00111 \end{vmatrix} = 0,00111 \cdot 0,00111 = 0,0000012.$$

2.11.2. Согласно (22) меняем местами элементы матрицы v'_{11} и v'_{22} , изменяем знаки у v'_{12} и v'_{21} и делим матрицу V' на определитель $|V'|$:

$$V'^{-1} = \begin{vmatrix} v'_{22} & -v'_{12} \\ -v'_{21} & v'_{11} \end{vmatrix} / |V'| = \begin{vmatrix} 0,00111/0,0000012 & 0 \\ 0 & 0,00111/0,0000012 \end{vmatrix} = \\ = \begin{vmatrix} 925 & 0 \\ 0 & 925 \end{vmatrix}.$$

2.12. Согласно (17) определяется ковариационно-вариационная матрица апостериорного (скорректированного) распределения

$$V^{*-1} = V'^{-1} + V^{-1} = \begin{vmatrix} 925 & 0 \\ 0 & 925 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} 275,229 & 963,303 \\ 963,303 & 4174,312 \end{vmatrix} = \\ = \begin{vmatrix} 925 + 275,229 & 0 + 963,303 \\ 0 + 963,303 & 925 + 4174,312 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1200,229 & 963,303 \\ 963,303 & 5099,312 \end{vmatrix}.$$

2.13. Определение матрицы V^* производится согласно (23) и (24).

2.13.1. Определитель матрицы V^{*-1} находится согласно (23):

$$|V^{*-1}| = \begin{vmatrix} v^{*-1}_{11} & v^{*-1}_{12} \\ v^{*-1}_{21} & v^{*-1}_{22} \end{vmatrix} = v^{*-1}_{11} v^{*-1}_{22} - v^{*-1}_{21} v^{*-1}_{12} = \\ = \begin{vmatrix} 1200,229 & 963,303 \\ 963,303 & 5099,312 \end{vmatrix} = 1200,229 \cdot 5099,312 - 963,303 \cdot 963,303 = 5\,192\,389,4.$$

2.13.2. Согласно (24) меняем местами элементы матрицы v^{*-1}_{11} и v^{*-1}_{22} , изменяем знаки у v^{*-1}_{12} и v^{*-1}_{21} и делим матрицу V^{*-1} на определитель $|V^{*-1}|$:

$$V^* = \begin{vmatrix} v^{*-1}_{22} & -v^{*-1}_{12} \\ -v^{*-1}_{21} & v^{*-1}_{11} \end{vmatrix} / |V^{*-1}| = \\ = \begin{vmatrix} 5099,312 & -963,303 \\ -963,303 & 1200,229 \end{vmatrix} / 5\,192\,389,4 = \\ = \begin{vmatrix} 5099,312/5\,192\,389,4 & -963,303/5\,192\,389,4 \\ -963,303/5\,192\,389,4 & 1200,229/5\,192\,389,4 \end{vmatrix} = \\ = \begin{vmatrix} 0,0009821 & -0,0001855 \\ -0,0001855 & 0,0002311 \end{vmatrix}.$$

2.14. Согласно (26) производится определение параметров уравнения прогнозирования заявляемой получасовой максимальной мощности

$$\begin{aligned}
 b'' &= V'' (V'^{-1} b' + g/\sigma_e^2) = V'' \left\{ \begin{vmatrix} 925 & 0 \\ 0 & 925 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} 8 \\ 0,3 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} 44,3 \\ 157,6 \end{vmatrix} / 0,0218 \right\} = \\
 &= V'' \left\{ \begin{vmatrix} 925 \cdot 8 \\ 925 \cdot 0,3 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} 44,3/0,0218 \\ 157,6/0,0218 \end{vmatrix} \right\} = V'' \begin{vmatrix} 7400 & +2032,11 \\ 277,5 & +7229,3578 \end{vmatrix} = \\
 &= V'' \begin{vmatrix} 9432,11 & \\ 7506,8578 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0,0009821 & -0,0001855 \\ -0,0001855 & 0,0002311 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 9432,11 \\ 7506,8578 \end{vmatrix} = \\
 &= \begin{vmatrix} 0,0009821 \cdot 9432,11 & -0,0001855 \cdot 7506,8578 \\ -0,0001855 \cdot 9432,11 & 0,0002311 \cdot 7506,8578 \end{vmatrix} = \\
 &= \begin{vmatrix} 9,2632 & -1,3925 \\ -1,7396 & 1,7358 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 7,8707 \\ -0,0048 \end{vmatrix}.
 \end{aligned}$$

2.15. Согласно (27) определяется значение заявляемой получасовой максимальной мощности

$$\begin{aligned}
 P_{мб} &= b_1'' + b_2'' (n + 1) = 7,8707 - 0,0048 (6 + 1) = \\
 &= 7,8707 - 0,0336 = 7,8371 \text{ МВт}.
 \end{aligned}$$

После сравнения фактического значения максимальной получасовой мощности за квартал $P_{ф}$ с прогнозируемым значением $P_{мб}$ делается вывод об эффективности предлагаемого метода уточнения заявленной мощности $P_{м}$. Такое сравнение можно сделать только по истечении квартала, для которого выполнялось прогнозирование максимальной получасовой активной мощности.

3. ПРОГРАММА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАЯВЛЯЕМОЙ ПОЛУЧАСОВОЙ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПРИ БАЙЕСОВСКОМ ПОДХОДЕ К ПРОГНОЗИРОВАНИЮ

Программа написана на языке ПЛ-1 ОС ЕС и имеет 64 оператора. Управляющие карты следующего вида:

1-я управляющая карта:
 //PROGN JOB I', КПИ—ИГД', MSGLEVEL = (1,1), REGION = 100к
 2-я управляющая карта:
 // EXEC PLILFCLG
 3-я управляющая карта:
 // PLIL.SYSIN DD *

Программа имеет вид:

```

— BAYES : PROC _ OPTIONS (MAIN);
— DCL (N, M, L) _ FIXED (3);
— DCL (PB, PPB, PH, PPH, D, R, T, S) _ FLOAT (6);
— GET _ DATA (N, M, PB, PPB, PH, PPH, S) _ COPY;
— BEGIN;
— DCL (X (N), BB (M), BH (M), B (M), V (M, M),
— G (M, M), GM (M), BBB (M), VVV (M, M), VV (M, M)) _ FLOAT (6);
— GET _ LIST (X);
— B = Ø; V = Ø; G = Ø;
— BB (1) = PB;
— BB (2) = PPB;
— BH (1) = PH;
— BH (2) = PPH;
— DO _ I = 1 _ TO _ M;
— B (I) = (BB (I) + BH (I))/2;
— V (I, I) = ((BB (I) - BH (I)) * * 2)/36;
— END;
— G (1, 1) = N;
  
```

```

DO J = 1 TO N;
G(1, 2) = G(1, 2) + J;
G(2, 2) = G(2, 2) + J * J;
END;
G(2, 1) = G(1, 2);
GM = Ø;
DO L = 1 TO M;
DO J = 1 TO N;
IF L = 1 THEN I = 1;
ELSE I = J;
GM(L) = GM(L) + X(J) * I;
END;
GM(L) = GM(L) / (S ** 2);
END;
D = V(1, 1) * V(2, 2);
R = V(1, 1);
T = V(2, 2);
V(1, 1) = T/D;
V(2, 2) = R/D;
DO I = 1 TO M;
DO J = 1 TO M;
VV(I, J) = G(I, J) / (S ** 2);
END; END;
DO I = 1 TO M;
DO J = 1 TO M;
VVV(I, J) = V(I, J) * V(I, J);
END; END;
D = VVV(1, 1) * VVV(2, 2) - VVV(1, 2) * VVV(2, 1);
R = VVV(1, 1);
T = VVV(2, 2);
VVV(1, 1) = T/D;
VVV(2, 2) = R/D;
VVV(1, 2) = -VVV(1, 2)/D;
VVV(2, 1) = -VVV(2, 1)/D;
DO I = 1 TO M;
DO J = 1 TO M;
BBB(I) = VVV(I, J) * (V(I, J) * B(J) + GM(J));
END; END;
P = BBB(1) + BBB(2) * (N + 1);
PUT SKIP LIST ('максимальная заявленная мощность
P=1, P);
END; END BAYES;
//GO.SYSIN DD *

```

Исходные данные для расчета контрольного примера п. 2 вводятся в виде

$N = 6, M = 2, PB = 8,1, PPB = 0,4, PH = 7,7;$

$PPH = 0,2, S = 0,0218;$

$7,7; 7,2; 7,2; 7,6; 7,6; 7,7,$

где N — длина предыстории о фактических максимальных нагрузках; M — размер матриц, принимается равным 2; PB — верхний предел максимальной мощности; PPB — верхний предел прироста максимальной мощности $\Delta P_{\Phi}^n = P_{\Phi}^n - P_{\Phi}^{пред}$, определяется предварительно; PH — нижний предел максимальной мощности; PPH — нижний предел прироста максимальной мощности $\Delta P_{\Phi}^n = P_{\Phi}^n - P_{\Phi}^{пред}$, определяется предварительно; S — дисперсия уравнения (σ_e^2) , определяется предварительно из выражения (19).

После введения исходных данных вкладывается карта //.

Исходные данные на ИВЦ для уточнения заявляемой почасовой мощности с помощью вычислительной машины ЕС необходимо подавать по форме, приведенной в следующей таблице.

Т а б л и ц а П 5

Идентифи- катор	Исходная информация	Значения *
	Наименование	
1	2	3
1. N	Длина предыстории о фактическом количе- стве значений максимальных мощностей	N = 6
2. M	Размер матрицы	2
3. X (N)	Ряд фактических значений максимальных мощностей, предшествующих прогнозируемо- му периоду	7; 7,2; 7,2; 7,6; 7,6; 7,7
4. PB	Верхний предел максимальной мощности	PB = 8,1
5. PPB	Верхний предел прироста максимальной мощности	PPB = 0,4
6. PH	Нижний предел максимальной мощности	PH = 7,7
7. PRH	Нижний предел прироста максимальной мощности	PRH = 0,2
8. S	Дисперсия уравнения $\sigma_e^2 = \left[(2 \div 3\%) \frac{\bar{X}}{100} \right]^2$	S = 0,0218

* В графе 3 указаны значения для примера, приведенного в п. 2 настоящего приложения.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6 к «Указаниям по регулированию режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности»

СОГЛАСОВАНО
Директор Энергонадзора

УТВЕРЖДАЮ:
Директор предприятия

ПЛАН-ГРАФИК
проведения контрольного обследования
энергохозяйства предприятия

(наименование предприятия)

Наименование объекта обследования	Перечень основных работ	Методы выполнения и форма отчетности	Сроки выполнения		Исполнители (Ф. И. О.)	Ответственный представитель Энергонадзора	Отметка о выполнении обследования с указанием причин в случае невыполнения
			Начало	Окончание			
1	2	3	4	5	6	7	8

Главный энергетик предприятия

Трансформаторы

Место установки трансформатора	Тип	Номинальная мощность трансформатора $S_{ном}$, кВ·А	Напряженье, кВ	Перечень основных электроустановок или групп электроприемников, получающих питание от трансформатора, с указанием их номинальных мощностей, кВт	Данные о нагрузке трансформатора (минимальной и максимальной) K_3 тр	Примечание
1	2	3	4	5	6	7

Примечание. K_3 тр — коэффициент загрузки трансформатора, определяемый из соотношения $\frac{S}{S_{ном}}$, где S — фактическая загрузка трансформатора, кВ·А.

Форма № 2

Синхронные двигатели

Место установки двигателя	Тип	Номинальная мощность $P_{ном}$, кВт	Ток возбуждения, А		Тип возбуждения	Данные о нагрузке двигателя $\beta = \frac{P}{P_{ном}}$	Примечание
			фактический	номинальный			
1	2	3	4	5	6	7	8

Примечание. β — коэффициент загрузки двигателя; P — фактическая мощность на валу двигателя, кВт.

Потребители-регуляторы

Наименование потребителя-регулятора	Время включения, ч	Время отключения, ч	Длительность отключения в часы максимума энергосистемы, мин	Величина снижения нагрузки, кВт	Примечание
1	2	3	4	5	6

Форма № 4

Подъемные установки

Наименование установки	Тип подъемной машины	Тип и мощность электродвигателя, кВт	Тип подъемного сосуда и его грузоподъемность, т (м ³ , вагоны)	Емкость подъемного бункера, м ³ (т)	Производительность установок, т/сут	Количество циклов в сутки			Емкость околоствольного двора, вагоны		Расход энергии за один цикл W _ц , кВт·ч		Среднее значение мощности за один цикл $P_{ц} = \frac{W_{ц}}{t_{ц}}$, кВт	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Водоотливные установки

Наименование установок	Характеристика насоса			Количество насосов				Двигатель			Приток, м³/ч		Время откачки водосборника от верхнего уровня до нижнего, ч	Периодичность работ насосов	Схема автоматизации (тип)	Примечание	
	Тип	Производительность, м³/ч	Напор, м	общее	в работе	в ремонте	резервных	Тип	Мощность, кВт	Напряжение, кВт	Максимальный	Минимальный					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	

Форма № 6

Вентиляторные установки

Наименование устано- вок	Тип вен- тиля- тора	Двигатель						Потреб- ляемая из сети (или от- даваемая в сеть) реактив- ная мощ- ность, кВт	Потреб- ляемая из сети актив- ная мощ- ность, кВт	Потреб- ляемая из сети (или от- даваемая в сеть) реактив- ная мощ- ность, квар	График работы	Приме- чание	
		Тип	Мощ- ность, кВт	Напря- жение, кВ	Ток статора, А		Ток возбужде- ния, * А						
					номи- нальный	факти- ческий	номи- нальный						факти- ческий
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	

• Для синхронных двигателей.

Лебедки

Лебедки								
Назначение, место установки	Тип	Двигатель					График работы в часы максимума энергосистемы	Примечание
		Тип	Мощность, кВт	Напряжение, кВ	Ток статора,			
					номинальный	фактический		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Форма № 9

Гараж-зарядная

Тип зарядных устройств (ЗУ) и место их установки	Количество временно работающих ЗУ	Мощность, потребляемая одним ЗУ, кВт	Суммарная потребляемая мощность работающими ЗУ, кВт	График работы ЗУ в часы максимума энергосистемы	Количество и тип электровозов	Примечание
1	2	3	4	5	6	7

Таблица значений K_c для различных групп электроприемников предприятий угольной промышленности *

Наименование	K_c
А. Шахты	
Основные электроприемники напряжением 0,38—1,14 кВ	
Подземные выработки шахт	
1. Очистные работы:	
шахты с пологими пластами	0,45
шахты с крутыми пластами	0,55
2. Подготовительные работы	0,35
3. Участки шахт	—
4. Участковый водоотлив	0,7
5. Откатка:	
контактными электровозами	0,55
аккумуляторными электровозами	0,8
6. Конвейеры (магистральные и участковые)	0,65
7. Прочие механизмы	0,7
8. Околостольный двор без главного водоотлива	0,65
9. Главный водоотлив	0,8
Поверхность шахты	
10. Собственные нужды	
скиповых угольных подъемов	0,7
скиповых породных подъемов	0,7
клетевых и других людских подъемов	0,7
главных вентиляторов	0,5
11. Собственные нужды компрессорных станций:	
с учетом электроприемников системы охлаждения (насосы, вентиляторы, градирни)	0,75
без учета электроприемников системы охлаждения	0,7
12. Собственные нужды установок для кондиционирования воздуха, подаваемого в шахту	0,75
13. Технологический комплекс	0,6
14. Канатная дорога	0,65
15. Калориферная	0,7
16. Насосная станция дегазации	0,75
17. Лесной склад	0,35
18. Склад угля	0,5
19. Прочие установки	0,65
Б. Разрезы	
Передвижные машины и установки напряжением до и выше 1000 В (при укрупненных расчетах)	
1. Экскаваторы одноковшовые с приводом на постоянном токе по системе «генератор—двигатель»:	
на вскрышных работах	0,5—0,7 **
на добыче угля	0,5—0,75
2. Экскаваторы роторные	0,6—0,7
3. Отвалообразователи ленточные	0,6—0,7
4. Станки ударно-канатного бурения	0,5—0,6
5. Станки вращательного бурения	0,5—0,7
6. Конвейеры ленточные	0,6
7. Землесосы с приводом до 200 кВт	0,6
8. То же, свыше 200 до 2000 кВт	0,8

Наименование	K_c
Вспомогательные объекты (кроме освещения) с электроприемниками напряжением 0,38 кВ	
9. Дренажная шахта	0,7
10. Технологический комплекс	0,6
11. Депо электровозное	0,4
12. Электровозо-вагоноремонтный завод	0,5
В. Обогащительные и брикетные фабрики	
Основные электроприемники напряжением 0,38 кВ	
1. Яма привозных углей, перегрузочные пункты	0,6
2. Корпус дробления	0,6
3. Главный корпус	0,65
4. Сушильный корпус (цех)	0,65
5. Радиальные сгустители	0,65
6. Шламовое хозяйство	0,7
7. Склад промпродукта	0,5
8. Проборазделочная	0,5
9. Химлаборатория	0,5
10. Прочие установки	0,6
Г. Вспомогательные объекты (кроме освещения) шахт, разрезов, обогащательных и брикетных фабрик с электроприемниками напряжением 0,38 кВ	
1. Погрузка угля в железнодорожные вагоны	0,55
2. Насосная станция:	
противопожарная	0,75
хозяйственного водоснабжения	0,75
технической воды	0,75
очистки шахтных вод	0,75
стока фекальных вод	0,7
хозяйственно-дренажных стоков	0,7
3. Котельная	0,7
4. Механическая мастерская	0,3
5. Адмкомбинат	0,6
6. Маневровые железнодорожные установки	0,65
7. Прочие мелкие установки	0,6

* Таблица составлена с использованием табл. 3, 4, 7—9, приведенных в Инструкции по проектированию электроустановок угольных шахт, разрезов и обогащательных фабрик. ВСН 12.25.003—80. М., Минуглепром СССР, 1981.

** По позициям 1—5 данные приведены для одиночных машин и механизмов; нижний предел — для легких, верхний — для тяжелых грунтов.

СОГЛАСОВАНО

с Госстроем СССР, ЦСУ СССР

УТВЕРЖДЕНО

Государственным комитетом СССР
по науке и технике,
Госпланом СССР, Госстандартом

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ О ПОРЯДКЕ УЧЕТА И КОНТРОЛЯ РАСХОДА ТОПЛИВА, ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ, ТРАНСПОРТНЫХ, СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ И КОММУНАЛЬНО- БЫТОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ОРГАНИЗАЦИЙ

Настоящие Общие положения о порядке учета и контроля расхода топлива, электрической и тепловой энергии для промышленных, транспортных, сельскохозяйственных и коммунально-бытовых предприятий и организаций подготовлены Минэнерго СССР во исполнение постановления ЦК КПСС и Совета Министров СССР от 2 апреля 1981 г. № 328 «Об основных направлениях и мерах по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в народном хозяйстве в 1981—1985 годах и на период до 1990 года» в целях обеспечения полного учета расхода топливно-энергетических ресурсов как по предприятию и организации в целом, так и по отдельным агрегатам, участкам, цехам. Общие положения предназначены для выбора систем учета и контроля расхода топлива, электрической и тепловой энергии как при проектировании, так и для действующих предприятий и организаций.

На основании Общих положений министерства и ведомства СССР и советы министров союзных республик в соответствии с указанным Постановлением определяют потребность подведомственных предприятий и организаций в приборах учета и контроля расхода топливно-энергетических ресурсов.

Общие положения о порядке учета и контроля расхода топлива, электрической и тепловой энергии (энергоресурсов и энергоносителей) для промышленных, транспортных, строительных, сельскохозяйственных и коммунально-бытовых предприятий и организаций содержат методические и организационные основы построения системы учета и контроля расхода энергоресурсов и энергоносителей. В разработке используется терминология, рекомендованная Общими требованиями по разработке и анализу топливно-энергетических балансов промышленных предприятий, разработанными ВНИПИэнергопромом Минэнерго СССР и утвержденными ГКНТ, Госпланом СССР, Госнабмом СССР, ЦСУ СССР и Минэнерго СССР в 1981 г.

В настоящих Общих положениях рассматриваются вопросы коммерческого и внутрипроизводственного учета и контроля расхода энергоресурсов и энергоносителей.

Общие положения разработаны ВНИПИэнергопромом Минэнерго СССР и ЛИЭИ им. П. Тольятти Минвуза РСФСР.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Учет и контроль расхода энергоресурсов и энергоносителей * на предприятиях и в организациях направлен на решение задач:
осуществления хозрасчетных отношений между энергоснабжающими и энергопотребляющими предприятиями и организациями;
организации контроля предприятиями и отдельными его подразделениями установленных планов (лимитов) и норм расхода энергоресурсов и энергоносителей;

* Относится и к вторичным энергоресурсам.

оперативного управления процессами производства, преобразования, распределения и конечного использования энергоресурсов;

составления и анализа отчетных энергобалансов предприятия, отдельных цехов, участков и установок; определения фактического уровня полезного использования энергии и выявления путей его повышения;

разработки нормализованных энергобалансов и мероприятий по улучшению энергоиспользования;

разработки и внедрения научно обоснованных норм расхода энергоресурсов и энергоносителей;

организации действенной системы материального поощрения работников предприятия за рациональное использование и экономию энергоресурсов и энергоносителей;

внедрения и совершенствования внутрипроизводственного хозяйственного расчета;

планирования, учета и анализа энергетической составляющей себестоимости различных видов продукции, выпускаемой предприятием;

планирования и прогнозирования энергопотребления и максимальных нагрузок предприятия и отдельных его подразделений;

организации социалистического соревнования между коллективами внутрипроизводственных подразделений предприятия и отдельными работниками (внедрение лицевых счетов эффективности и т. д.).

1.2. Учет расхода энергоресурсов и энергоносителей может осуществляться приборным, расчетным и опытно-расчетным способами. На предприятиях и в организациях необходимо рациональное сочетание указанных способов.

1.2.1. Приборный способ является основным способом учета и предполагает измерение расхода энергоресурсов и энергоносителей с помощью стационарных контрольно-измерительных приборов (электрических счетчиков активной и реактивной энергии; расходомеров пара и горячей воды; расходомеров газообразного и жидкого топлива; весов для твердого топлива и тарированных емкостей для жидкого топлива и др.).

При определении расхода энергоресурсов и энергоносителей рекомендуется учитывать их основные параметры: для электроэнергии — напряжение, ток, частоту; для теплоэнергии — давление, температуру; для топлива — низшую теплоту сгорания; для газа — дополнительно температуру и давление.

При выборе измерительных приборов предпочтение следует отдавать приборам с интегрирующими устройствами, с автоматическим учетом параметров измеряемой среды.

1.2.2. Расчетный способ учета предполагает определение расхода энергоресурсов и энергоносителей в случае, если приборный способ технически невозможен или экономически нецелесообразен.

1.2.3. Опытно-расчетный способ предусматривается в случаях, если установка прибора экономически нецелесообразна, а применение только расчетного способа не обеспечивает необходимой точности определения данного показателя. Опытно-расчетный способ основан на сочетании разовых замеров показателя с помощью переносных приборов с последующим использованием расчетных способов.

1.3. Учет расхода энергоресурсов и энергоносителей разделяется на коммерческий (расчетный)* и внутрипроизводственный технический (контрольный).

1.4. Система учета расхода энергоресурсов и энергоносителей на предприятиях и в организациях должна:

отвечать требованиям управления производством, регламентируемым действующими нормативными документами по организации планирования, учета и анализа производственно-хозяйственной деятельности (в соответствии с задачами п. 1.1);

обеспечивать принятое проектом качество учета и контроля — полноту, точность, достоверность и оперативность;

* Коммерческий учет в ряде действующих правил называется расчетным учетом (связанным с финансовыми расчетами производителя и потребителя энергии). Не следует смешивать расчетный (коммерческий) учет с расчетным способом учета расхода энергоресурса (см. пр. 1.2.2.).

способствовать максимальной эффективности учета расхода энергоресурсов и энергоносителей при рациональном сочетании различных способов учета для разных объектов;

систематически совершенствоваться с учетом задач повышения эффективности использования энергоресурсов и энергоносителей.

2. КОММЕРЧЕСКИЙ УЧЕТ РАСХОДА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ И ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

2.1. Коммерческий учет служит для осуществления:

финансовых расчетов между энергоснабжающей организацией и энергопотребителями;

контроля за соблюдением предприятием установленных планов (лимитов), норм и режимов энергопотребления.

2.2. Коммерческий учет расхода энергоресурсов и энергоносителей на предприятиях и в организациях осуществляется в соответствии с Правилами пользования электрической и тепловой энергией, Правилами устройства электроустановок и другими документами. При этом следует иметь в виду, что в соответствии с Правилами пользования электрической и тепловой энергией электро- и теплоиспользующие установки основных потребителей, оптовых потребителей-перепродавцов и субабонентов должны быть обеспечены необходимыми приборами учета для расчета на электро- и теплоэнергию с энергоснабжающими организациями.

Эксплуатация приборов коммерческого учета, а также установление границы раздела сети энергоснабжающей организации и энергопотребителя осуществляются в соответствии с упомянутыми действующими документами.

3. ВНУТРИПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ УЧЕТ И КОНТРОЛЬ РАСХОДА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ И ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

3.1. Основной задачей внутрипроизводственного учета является получение информации, необходимой для контроля норм расхода энергоресурсов и проведения работ по повышению эффективности энергоиспользования.

3.2. Общие рекомендации по внутрипроизводственному учету и контролю расхода энергоресурсов и энергоносителей, по обслуживанию этих приборов приведены в указанных выше действующих документах.

3.3. Необходимость установки приборов внутрипроизводственного учета и контроля расхода энергоресурсов и энергоносителей определяется в зависимости от объема энергопотребления и проведения комплекса взаимовязанных работ, направленных на повышение эффективности энергоиспользования. Установку приборов следует предусматривать для объектов (цехов, участков, агрегатов и т. д.), имеющих годовое энергопотребление выше указанного в таблице.

Т а б л и ц а

Энергоресурс или энергоноситель	Минимальное годовое энергопотребление, при котором необходима установка приборов
Электрическая энергия	300 000 кВт·ч
Тепловая энергия	2 000 Гкал
Топливо:	
природный газ	350 000 м ³
мазут	300 т у. т.
уголь	800 т у. т.

3.4. Заказ серийно выпускаемых приборов (как для внутрипроизводственного, так и коммерческого учета) производится в установленном порядке в соответствии с существующими формами заявочных ведомостей. Заявка на разработку

новых приборов оформляется в соответствии с тематической карточкой с указанием предполагаемого способа измерения показателя, принципа действия прибора, характеристики измеряемой среды (давления, температуры, агрессивности и др.), пределов и точности измерения показателя, исполнения прибора и др.

3.5. Если годовое фактическое энергопотребление (для действующих предприятий и организаций) или проектное (для проектируемых предприятий и организаций) оказалось ниже табличных значений, то прибор учета не устанавливается, а для определения расхода энергоресурса или энергоносителя применяется расчетный или опытно-расчетный способ — см. пп. 1.2.2 и 1.2.3.

3.6. Расчеты, связанные с определением необходимости установки приборов внутрипроизводственного учета и контроля расхода энергоресурсов и энергоносителей, приведены в соответствии с методикой, разработанной ВНИПИ-энергопромом Минэнерго СССР и ЛИЭИ им. П. Тольятти Минвуза РСФСР.

3.7. Направлением дальнейшего совершенствования учета и контроля расхода энергоресурсов и энергоносителей является применение автоматизированных систем.

Разработка автоматизированного учета и контроля расхода энергоресурсов и энергоносителей должна проводиться одновременно с решением задач создания автоматизированных систем диспетчерского управления, систем управления технологическими процессами и производственно-хозяйственной деятельностью предприятий и организаций.

4. ПОРЯДОК УЧЕТА И КОНТРОЛЯ РАСХОДА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ, ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТОПЛИВА КОММУНАЛЬНО-БЫТОВЫМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ *

4.1. Каждый коммунально-бытовой потребитель электрической энергии (абонент) независимо от значения присоединенной мощности и электропотребления, имеющий расчетный счет в энергоснабжающей организации, должен иметь прибор учета расхода электроэнергии.

4.2. Учет расхода электроэнергии бытовыми потребителями (квартирой, индивидуальным домом) и предприятиями жилищно-коммунального хозяйства осуществляется расчетными счетчиками активной электроэнергии, установленными на вводе потребителя. Необходимость установки дополнительного счетчика реактивной электроэнергии, двухтарифных счетчиков определяется требованием энергоснабжающей организации и принятой на данном предприятии системой расчетов за потребляемую электроэнергию.

4.3. При размещении в одном здании нескольких потребителей на вводе каждого из них должен быть установлен расчетный счетчик. Допускается установка одного расчетного счетчика на вводе основного потребителя (абонента) при обязательной установке контрольных счетчиков на вводе остальных потребителей (субабонентов).

4.4. Цехи и участки предприятий жилищно-коммунального хозяйства, а также отдельные технологические установки могут иметь контрольные счетчики электроэнергии, особенно в том случае, если режим работы электротехнического оборудования цеха, участка или установки не зависит от режима работы смежных цехов, участков или установок.

Целесообразность установки контрольных счетчиков определяется по методике, указанной в п. 3.6.

4.5. Учет потерь электроэнергии в электрических сетях городов, населенных пунктов, городского электрического транспорта и предприятий осуществляется опытно-расчетным способом по действующим в отрасли инструкциям.

4.6. Все жилищные и другие организации, получающие тепловую энергию от тепловых сетей ТЭЦ и котельных, должны иметь приборы коммерческого учета расхода тепловой энергии.

Контроль за своевременной установкой приборов учета расхода тепловой энергии осуществляется организациями, эксплуатирующими тепловые сети.

* Рекомендован Академией коммунального хозяйства им. К. Д. Памфилова.

4.7. Перечень приборов, применяемых потребителями для учета расхода тепловой энергии, и методы учета устанавливаются ведомственными инструкциями.

В первую очередь приборы учета расхода тепловой энергии должны устанавливаться в котельных и на групповых тепловых пунктах в местах, удобных для контроля. Жилые здания с самостоятельными тепловыми пунктами, но имеющие единое административное управление, могут для цели учета расхода тепловой энергии объединяться в группы.

4.8. Целесообразность оснащения бытовых потребителей местными регуляторами определяется специальными экономическими расчетами.

5. СОСТАВ ПЕРВИЧНОЙ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМЫ УЧЕТА И КОНТРОЛЯ РАСХОДА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ И ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ *

Первичная информация для разработки системы учета и контроля расхода энергоресурсов и энергоносителей включает:

5.1. Общие сведения, содержащие данные о годовом расходе энергоресурсов и энергоносителей (топлива, электрической и тепловой энергии, сжатого воздуха и др.) по предприятию в целом и отдельным внутрипроизводственным подразделениям; долю энергетической составляющей в себестоимости продукции, в том числе отдельно составляющей по топливу, электрической и тепловой энергии.

5.2. Схемы энергоснабжения предприятия и отдельных его подразделений (цехов, участков, агрегатов), из которых определяются объекты коммерческого учета расхода энергоресурсов и энергоносителей, а также объекты внутрипроизводственного учета.

5.3. Показатели существующих форм статистической (I-ТЭБ), 24-3, II-СН, 4-СН и др.) и внутрипроизводственной отчетности.

5.4. Характеристики внутрипроизводственных объектов, процессов и установок, для которых необходимо проведение мероприятий по повышению эффективности энергоиспользования, содержащие данные, необходимые для экономически обоснованного определения областей применения приборного и расчетного способов учета, в том числе:

характеристики мероприятий по повышению эффективности энергоиспользования (разработка индивидуальных норм расхода энергоресурсов и энергоносителей, составление нормализованных энергобалансов отдельных установок, процессов; внедрение технических решений и др.) на рассматриваемом объекте; данные о фактическом или проектном годовом расходе энергоресурсов и энергоносителей по рассматриваемому объекту;

затраты (единовременные и ежегодные), связанные с проведением мероприятий, в том числе и с установкой приборов на рассматриваемом объекте; ожидаемую экономию энергоресурсов и энергоносителей от внедрения мероприятий;

сведения о точности и оперативности получения показаний по приборам, обеспечивающим условия реализации мероприятий по повышению эффективности энергоиспользования и др.

5.5. Техничко-экономические показатели энергоресурсов и энергоносителей, включающие стоимость энергоресурсов и энергоносителей; параметры энергоресурсов и энергоносителей.

5.6. Энергетический баланс предприятия и его отдельных подразделений, который составляется в соответствии с указанными выше Общими требованиями по разработке и анализу топливно-энергетических балансов промышленных предприятий.

5.7. Нормы расхода энергоресурсов и энергоносителей, которые определяются в соответствии с «Основными положениями по нормированию расхода топлива, тепловой и электрической энергии в народном хозяйстве», утвержденными Госпланом СССР в 1979 г.

* Конкретный состав первичной информации определяется в зависимости от решения задачи учета энергоресурсов для действующего или проектируемого предприятия.

О ПОРЯДКЕ РАЗРАБОТКИ ЗАДАНИЙ ПО ЭКОНОМИИ ТОПЛИВА, ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ОЦЕНКЕ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ *

(Письмо Госплана СССР и ЦСУ СССР от 18 декабря 1981 г. №АЛ—37—Д/9—06 с изменениями внесенными письмом Госплана СССР и ЦСУ СССР от 1 июля 1982 г. №АЛ—31—Д)

Наряду с нормами расхода топлива, тепловой и электрической энергии министерствам и ведомствам СССР и советам министров союзных республик устанавливаются общие задания по экономии топлива, тепловой и электрической энергии, в том числе задания по экономии за счет среднего снижения норм расхода этих ресурсов.

В общие задания по экономии топлива, тепловой и электрической энергии включаются экономия этих ресурсов за счет среднего снижения норм расхода и экономия за счет совершенствования структуры производства и других мероприятий, не учтенных в нормах расхода топлива, тепловой и электрической энергии.

Нормы расхода и задания по экономии топлива, тепловой и электрической энергии разрабатываются в соответствии с постановлением ЦК КПСС и Совета Министров СССР от 30 июня 1981 г. № 612 «Об усилении работы по экономии и рациональному использованию сырьевых, топливно-энергетических и других материальных ресурсов», Методическими указаниями к разработке государственных планов экономического и социального развития СССР, утвержденными постановлением Госплана СССР от 31 марта 1980 г. № 63, и Основными положениями по нормированию расхода топлива, тепловой и электрической энергии в народном хозяйстве, утвержденными постановлением Госплана СССР от 17 декабря 1979 г. № 199.

Нормы расхода топлива, тепловой и электрической энергии в производстве наиболее энергоемких видов продукции (работ), общие задания по их экономии и задания по экономии за счет среднего снижения норм расхода министерствам и ведомствам СССР и советам министров союзных республик устанавливаются Советом Министров СССР и Госпланом СССР.

Министерства и ведомства СССР и советы министров союзных республик соответственно разрабатывают и утверждают подведомственным объединениям (предприятиям) и организациям нормы расхода топлива, тепловой и электрической энергии по расширенной номенклатуре видов продукции (работ), установленной министерствами и ведомствами СССР и советами министров союзных республик, а также дифференцированные задания по общей экономии и экономии за счет среднего снижения норм расхода топлива, тепловой и электрической энергии. При этом министерства и ведомства СССР и советы министров союзных республик дифференцируют установленные нормы расхода топлива, тепловой и электрической энергии по кварталам:

в целом по министерству, ведомству, союзной республике и сообщают эти показатели в установленные сроки Госплану СССР, Госнабу СССР и ЦСУ СССР; по подведомственным производственным объединениям (предприятиям) и организациям.

1. РАЗРАБОТКА ЗАДАНИЙ ПО ЭКОНОМИИ ТОПЛИВА, ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ЗА СЧЕТ СРЕДНЕГО СНИЖЕНИЯ НОРМ РАСХОДА В ПРОИЗВОДСТВЕ И ОЦЕНКА ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ

1.1. При разработке проектов пятилетних и годовых планов задания по среднему снижению норм расхода топлива, тепловой и электрической энергии в производстве на всех уровнях планирования народного хозяйства определяются

* В 1983 г. предполагается внесение изменений, о которых предприятия уведомят в рабочем порядке.

нарастающим итогом в процентах к уровню фактических удельных расходов базисного года соответствующего вида топливно-энергетических ресурсов.

За базисный год принимается последний год пятилетки, предшествующей планируемому периоду.

При отсутствии отчетных данных о фактических удельных расходах базисного года задания первого года пятилетки определяются в процентах к уровню норм базисного года.

По получении отчетов о фактических удельных расходах базисного года размеры этих заданий не пересматриваются.

При этом если в планируемом году предусматривается выпуск новой продукции, то фактический удельный расход соответствующего вида топливно-энергетических ресурсов на производство новой продукции в базисном году условно принимается на уровне норм планируемого года.

Одновременно с заданием по среднему снижению норм расхода определяются нормы расхода топлива, тепловой и электрической энергии по установленной номенклатуре продукции (работ) на планируемый год.

1.2. Задание по среднему снижению норм расхода топливно-энергетических ресурсов в производстве в планируемом году по сравнению с базисным определяется как отношение планируемой экономии от снижения норм расхода соответствующего вида ресурсов к объему потребления его в планируемом году, рассчитанному по фактическим удельным расходам базисного года. При этом фактические удельные расходы базисного года в структуре планируемого года не пересчитываются:

$$\mathcal{E}_{\text{пл}}^{\text{отн}} = \frac{\sum [V_{\text{пл}} (H_{\text{пл}} - \mathcal{Y}_6)]}{\sum V_{\text{пл}} \mathcal{Y}_6} 100,$$

где $\mathcal{E}_{\text{пл}}^{\text{отн}}$ — планируемое среднее снижение норм расхода соответствующего вида топливно-энергетических ресурсов; $V_{\text{пл}}$ — объем производства соответствующего вида продукции в планируемом году; $H_{\text{пл}}$ — норма расхода соответствующего вида топливно-энергетических ресурсов на производство соответствующего вида продукции в планируемом году; $\mathcal{Y}_6$ — фактический удельный расход соответствующего вида топливно-энергетических ресурсов на производство соответствующего вида продукции в базисном году.

В расчетах к годовым планам определяется также экономия в абсолютном выражении $\mathcal{E}_{\text{пл}}^{\text{абс}}$, соответствующая установленному заданию по среднему снижению норм расхода, как разность потребностей в топливе, тепловой и электрической энергии в планируемом году по нормам планируемого года $H_{\text{пл}}$ и фактическим удельным расходам базисного года $\mathcal{Y}_6$:

$$\mathcal{E}_{\text{пл}}^{\text{абс}} = \sum [V_{\text{пл}} (H_{\text{пл}} - \mathcal{Y}_6)].$$

1.3. Оценка выполнения заданий годового плана по среднему снижению норм расхода топлива, тепловой и электрической энергии на производстве производится нарастающим итогом с начала пятилетки по сравнению с уровнем фактических удельных расходов базисного года, сложившихся с учетом структуры производства базисного года (т. е. по первой строке отчета по форме № 11-сн).

Оценка выполнения задания по среднему снижению норм расхода топлива, тепловой и электрической энергии, установленного на первый год пятилетки, производится по сравнению с уровнем норм расхода базисного года.

Оценка хода выполнения задания годового плана по экономии топлива, тепловой и электрической энергии осуществляется сопоставлением фактических показателей экономии за соответствующий период года (квартал, полугодие, 9 месяцев) с заданием годового плана.

1.4. В соответствии с методологией, принятой при планировании среднего снижения норм расхода топлива, тепловой и электрической энергии, показатели фактически достигнутого среднего снижения и экономии определяются в статистической отчетности следующим образом:

фактическое среднее снижение удельных расходов топлива, тепловой и электрической энергии $\mathcal{E}_{\text{ф}}^{\text{отн}}$ (%) за отчетный год (квартал) по сравнению с факти-

ческими удельными расходами базисного года (соответствующего квартала базисного года) определяется как отношение фактической экономии $\mathcal{E}_ф^{abc}$ соответствующего вида топливно-энергетических ресурсов к расходу, рассчитанному на фактический выпуск продукции отчетного года (квартала) по фактическим удельным расходам базисного года (соответствующего квартала базисного года):

$$\mathcal{E}_ф^{отч} = \frac{\sum [V_{ф.отч} (Y_{отч} - Y_б)]}{\sum (V_{ф.отч} Y_б)} 100.$$

Фактическая экономия топлива, тепловой и электрической энергии $\mathcal{E}_ф^{abc}$ (в абсолютном выражении) за счет снижения удельных расходов за отчетный год (квартал) определяется как разность между фактическим расходом соответствующего вида топливно-энергетических ресурсов за отчетный год (квартал) и расходом, рассчитанным на фактический выпуск продукции отчетного года (квартала) $V_{ф.отч}^{отч}$ по фактическим удельным расходам базисного года (соответствующего квартала базисного года):

$$\mathcal{E}_ф^{abc} = \sum [V_{ф.отч} (Y_{отч} - Y_б)],$$

где $V_{ф.отч}$ — фактический объем производства продукции (работ) в отчетном году (квартале); $Y_{отч}$ — фактический удельный расход соответствующего вида топливно-энергетических ресурсов в отчетном году (квартале); $Y_б$ — фактический удельный расход соответствующего вида топливно-энергетических ресурсов в базисном году (квартале).

Фактическая экономия топлива, тепловой и электрической энергии (в абсолютном выражении) за счет снижения удельных расходов за полугодие и 9 месяцев определяется как разность между фактическим расходом соответствующего вида топливно-энергетических ресурсов за полугодие и 9 месяцев и расходом, рассчитанным на фактический выпуск продукции соответствующих кварталов удельным расходам соответствующих кварталов.

Кроме того, определяется среднее снижение фактических удельных расходов топлива, тепловой и электрической энергии (%) за отчетный год (квартал) против фактических удельных расходов предыдущего года (соответствующего квартала предыдущего года). Это снижение определяется как отношение фактической экономии топлива, тепловой и электрической энергии по сравнению с фактическими удельными расходами предыдущего года к расходу предыдущего года (квартала) по фактическим удельным расходам соответствующего квартала предыдущего года (соответствующего квартала предыдущего года).

Фактическая экономия топлива, тепловой и электрической энергии по сравнению с фактическими удельными расходами предыдущего года определяется в отчетном году (квартале) и расходе предыдущего года (квартала) по фактическим удельным расходам предыдущего года (соответствующего квартала предыдущего года).

2. РАЗРАБОТКА ЗАДАНИЙ ПО СНИЖЕНИЮ УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ НА Топлива, ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ОЦЕНКА ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ

2.1. Задания по общей экономии топлива, тепловой и электрической энергии на всех уровнях планирования разрабатываются с целью повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, совершенствования структуры производства продукции (работ), а также внедрения мероприятий,

не учтенных в нормах расхода топлива, тепловой и электрической энергии, и утверждаются вышестоящей организацией в годовых планах.

2.2. Задания по общей экономии топлива, тепловой и электрической энергии определяются путем суммирования абсолютной их экономии, соответствующей установленному заданию по экономии за счет среднего снижения норм расхода в производстве в планируемом году против фактических удельных расходов базисного года, и экономии топлива, тепловой и электрической энергии за счет совершенствования структуры производства и других мероприятий, не учтенных в нормах расхода на планируемый год.

2.3. Выполнение задания по общей экономии котельно-печного топлива, тепловой и электрической энергии в абсолютном выражении определяется:

за отчетный год (квартал) — как разность между фактическим расходом соответствующего вида топливно-энергетических ресурсов за отчетный год (квартал)/графа 9, строка 9100 отчета по форме № 11—СН/ и расходом, рассчитанным на фактический выпуск продукции отчетного года (квартала) по фактическим удельным расходам базисного года (соответствующего квартала базисного года)/графа 6, строка 9100 отчета по форме № 11—СН/;

за полугодие и 9 месяцев — как сумма общей экономии соответствующего вида топливно-энергетических ресурсов, достигнутой за отдельные кварталы года в производстве.

Настоящий порядок оценки установленных заданий по общей экономии топливно-энергетических ресурсов вводится, начиная с отчета за II квартал 1982 года.

В статистической отчетности по форме № 11—СН (краткая) в разделе 4 на полях бланка от руки вписывается наименование следующей графы: «Задание по общей экономии на отчетный год, в абсолютном выражении». По строкам 9910, 9920, 9930 этой графы приводится размер задания по общей экономии котельно-печного топлива, теплоэнергии и электроэнергии. В 4 разделе отчета по форме № 11—СН (краткая) — сводная графы 10 и 12 не заполняются.

ИНСТРУКЦИЯ О ПОРЯДКЕ СОГЛАСОВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОКОТЛОВ И ДРУГИХ ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящая Инструкция составлена на основании и во исполнение действующих директивных документов.

1.2. Все министерства и ведомства обязаны до начала проектирования и монтажа согласовать применение на своих предприятиях электродкотлов и других нагревательных приборов (далее в тексте будет записано «электронагревательные приборы») с соответствующими организациями Минэнерго СССР и в установленном порядке (для целей отопления) с Госпланом СССР.

1.3. Настоящей Инструкцией должны руководствоваться все потребители электрической энергии, применяющие электронагревательные установки, их вышестоящие министерства и ведомства, проектные институты.

1.4. Изготовление электронагревателей должно производиться заводами или предприятиями по техническим условиям, согласованным с ВНИИЭТО Минэлектротехпрома.

1.5. Изготовление электронагревателей мощностью свыше 10 кВт, применяемых для целей отопления, производится заводами или предприятиями при наличии согласования с Госпланом СССР.

2. ПОРЯДОК ВЫДАЧИ РАЗРЕШЕНИЙ НА ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЦЕЛЕЙ

2.1. Разрешения на применение электроэнергии для нагревательных аппаратов, устройств и приборов выдают:

2.1.1. Потребителям всех отраслей промышленности для технологических целей единичной мощностью 1000 кВт и выше — Главгосэнергонадзор Минэнерго СССР.

2.1.2. Потребителям всех отраслей промышленности для технологических целей единичной мощностью до 1000 кВт — энергонадзоры районных энергетических управлений Минэнерго СССР, производственных энергетических объединений, главных производственных управлений энергетики и электрификации союзных республик.

2.2. Для получения разрешений от организаций Минэнерго СССР на применение электроэнергии министерства и ведомства должны представить материалы, обосновывающие необходимость ее применения в качестве энергоносителя и невозможность замены другим способом нагрева (пламенными печами, паровым нагревом, использованием вторичных энергоресурсов).

Представляемый материал:

2.2.1. Технико-экономическое обоснование выбора электронагрева.

2.2.2. Выписка из технологической части проекта или проектного задания, определяющая перечень видов электротермической технологии (плавка черных и цветных металлов, термообработка металла, изделий и материалов, прогрев бетона, подогрев сжиженного газа в емкостях, пищеприготовление и т. п.).

2.2.3. Перечень электронагревательных устройств, предполагаемых к установке, с указанием паспортных данных: наименования, типа, мощности, завода-изготовителя.

2.2.4. Перечень мероприятий, обеспечивающий снижение нагрузки электротермической установки в часы максимума энергосистемы с указанием: снижаемой нагрузки, приборов и устройств, обеспечивающих контроль снижения нагрузки. Отказ от проведения указанных мероприятий должен быть обоснован технико-экономическим расчетом.

2.2.5. Справка, подтверждающая, что величина удельных расходов электроэнергии, затрачиваемой электротермической установкой, находится на уровне лучших достижений в отрасли и в зарубежной практике.

2.2.6. Другие технические документы, облегчающие решение вопроса.

2.3. Главное управление государственного энергетического надзора Минэнерго СССР, энергонадзоры районных энергетических управлений, производственные энергетические объединения, главные производственные управления энергетики и электрификации союзных республик дают разрешение на применение электродуховых и электронагревательных аппаратов в случае, когда технико-экономические расчеты и необходимость получить высокую чистоту и высокое качество изделий диктуют применение электронагрева и когда производство продукции или проведение технологической операции невозможно осуществить с применением других видов энергоносителей.

3. ПОРЯДОК ВЫДАЧИ РАЗРЕШЕНИЙ НА ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В СЕЛЬСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ

(печатается с сокращением пунктов 3.2—3.7)

3.1. К технологическим процессам в сельском хозяйстве, связанным с теплоснабжением, для которых порядок выдачи разрешений на применение электроэнергии аналогичен п. 2 настоящей Инструкции, относятся:

- инкубация и выращивание молодняка птиц;
- обогрев молодняка животных (поросят—сосунов, поросят—отъемышей, телят профилактического возраста и первого периода доразивания, ягнят раннего возраста);
- обогрев полов в свинарниках (электрические коврики);
- нагрев воды и получение пара для запарки кормов, пропаривания молочной посуды, промывки молокопроводов, подмывки вымени, пастеризации молока;
- подогрев воды для поения скота;
- поддерживание необходимого температурного режима в хранилищах фруктов, овощей и семенного зерна.

4. ПОРЯДОК ВЫДАЧИ РАЗРЕШЕНИЙ НА УСТАНОВКУ БЫТОВЫХ СТАЦИОНАРНЫХ ЭЛЕКТРОПЛИТ ДЛЯ ПИЩЕПРИГОТОВЛЕНИЯ

4.1. Разрешения на установку в жилых домах стационарных электроплит для пищевого приготовления выдают Советы Министров союзных республик по согласованию с энергоснабжающими организациями Минэнерго СССР (включая жилые дома министерств и ведомств СССР, стоящие на их территории) при наличии в жилых домах центрального отопления и горячего водоснабжения и по согласованию с Минэнерго СССР при отсутствии в жилых домах центрального отопления и горячего водоснабжения в пределах установленных союзным республикам и годовых планах объемов оборудования жилищного фонда электрическими плитами.

4.2. Советы Министров союзных республик, министерства, государственные комитеты и ведомства СССР решают по согласованию с Госпланом СССР и Минэнерго СССР вопросы использования кухонных электроплит и электрических водонагревателей аккумуляторного типа в индивидуальных жилых домах в населенных пунктах, где не предусматривается использование природного газа.

4.3. Предприятия и организации министерств и ведомств, строящие жилые дома с применением электроплит для бытовых нужд населения в соответствии с п. 4.1 и 4.2, согласовывают их установку с Советами Министров союзных республик.

4.4. Разрешение на установку стационарных электроплит для пищепоготовления не требуется (оформляется в установленном порядке):

4.4.1. При установке бытовых кухонных электроплит в жилых домах высотой 10 и более этажей, независимо от места их строительства и ведомственной принадлежности.

4.4.2. При установке бытовых кухонных электроплит и электротитанов в общежитиях, независимо от этажности.

4.4.3. При установке электротермического оборудования в детских яслях-садах, общеобразовательных школах и школах-интернатах, больницах и поликлиниках, в буфетах и кафе театров и кинотеатров.

4.4.4. При установке электроплит во вновь вводимых и существующих жилых домах с горячим водоснабжением в городах и поселках городского типа в районах восточнее Урала, за исключением Магаданской обл., Камчатской обл. и Якутской АССР (кроме алмазодобывающего района, питающегося от Вилюйской ГЭС), независимо от ведомственной принадлежности этих домов.

5. ПОРЯДОК ВЫДАЧИ РАЗРЕШЕНИЙ НА ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ ОТОПЛЕНИЯ И ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

5.1. Разрешения на применение электроэнергии для отопления и горячего водоснабжения выдают:

5.1.1. Потребителям всех отраслей народного хозяйства в отдельных исключительных случаях при наличии технико-экономического обоснования с установкой электронагревательных заводского изготовления до 10 кВт, а также независимо от установленной мощности — для отопления вагонов-бытовок на строительных объектах, различных киосков, палаток, павильонов, магазинов и других мелких потребителей, тяговых подстанций и объектов электрифицируемых железных дорог — энергонадзоры районных энергетических управлений, производственных энергетических объединений, главных производственных управлений энергетики и электрификации союзных республик.

Примечание: Техничко-экономические обоснования должны подтверждать экономию первичного топлива в случае применения электроотопления.

5.1.2. Потребителям всех отраслей народного хозяйства при мощности свыше 10 кВт (кроме упомянутых в п. 5.1.1) — Госплан СССР.

5.2. Разрешение на использование электроэнергии для отопления и горячего водоснабжения не требуется (оформляется в установленном порядке):

5.2.1. Автозаправочных станций Главнефтеснаба при территориальном расположении их более 600 м от действующих тепловых сетей или котельных с установленной мощностью электронагревательных приборов до 18 кВт.

5.2.2. Мелких насосных станций водоснабжения, орошения и канализации, удаленных от источников тепла на 600 м и более и работающих без постоянного обслуживающего персонала с установленной мощностью одновременно работающих электронагревательных приборов до 30 кВт.

5.2.3. Радиопередающих, телевизионных станций и станций космической связи с установленной мощностью электронагревательных приборов до 300 кВт, станций радиорелейных линий до 25 кВт.

5.2.4. Производственных помещений подстанций напряжением 110 кВт и выше с мощностью электронагревательных приборов на каждой подстанции до 1000 кВт.

5.2.5. Бани министерств жилищно-коммунального и коммунального хозяйства союзных республик (одна установка) для получения сухого пара (сауна) при общей мощности электронагревательных приборов до 25 кВт с годовым расходом электроэнергии до 100 тыс. кВт. ч.

6. ТРЕБОВАНИЯ К ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛЬНЫМ УСТАНОВКАМ

6.1. Электродные котлы или другие электронагреватели установленной мощностью свыше 10 кВт должны устанавливаться с аккумуляторами нагретой воды и включаться в работу в часы минимальных нагрузок в энергосистеме.

Отказ от применения указанных аккумуляторов тепла с соответствующими устройствами в каждом отдельном случае должен быть обоснован технико-экономическим расчетом.

6.2. Следует предусматривать автоматические устройства, не позволяющие включать в сеть электронагревателей в часы утреннего и вечернего максимума энергосистемы.

6.3. Разрешаемые к применению электронагревательные устройства и подводы к ним должны соответствовать Правилам устройства электроустановок (ПУЭ), Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ и ПТБ), а также требованиям, изложенным в настоящей Инструкции.

7. ПОРЯДОК ПРИСОЕДИНЕНИЯ ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК К СЕТЯМ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

7.1. На подключение электронагревательных устройств к сетям энергосистемы должно быть получено разрешение Госплана СССР или Минэнерго СССР в соответствии с настоящей Инструкцией (п.п. 1—6).

7.2. На основании полученного разрешения, которое является лишь принципиальным согласием на применение электронагревательных устройств, должны быть получены технические условия в соответствующем районном энергетическом управлении (РЭУ), производственном энергетическом объединении (ПЭО), главном производственном управлении энергетики и электрификации союзной республики.

7.3. Электромонтажные работы на присоединение электронагревательных устройств должны выполняться в строгом соответствии с проектом, предварительно согласованным с энергонадзором соответствующей энергосистемы в части выполнения пункта 6 и организации учета электроэнергии.

7.4. Присоединение разрешенных Главгосэнергонадзором Минэнерго СССР (энергонадзором энергосистемы) электродов и других электронагревательных установок, требующих увеличения трансформаторной мощности, производится по техническим условиям энергоснабжающей организации.

7.5. Электродкотлы и другие электронагревательные аппараты, установленные без предварительного согласования Главгосэнергонадзора Минэнерго СССР или энергосистемы, к сетям энергосистем не подключать.

9. С введением в действие настоящей Инструкции утрачивают силу «Инструкция о порядке согласования с организациями Министерства энергетики и электрификации СССР применения электропечей и других электронагревательных приборов», утвержденная 29.07.66 и ранее действующие руководящие и директивные документы.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Инструкция по расчету норм расхода электроэнергии в угольной промышленности	5
1. Общие положения по нормированию	5
1.1. Определения	5
1.2. Классификация норм	6
1.3. Состав норм	7
1.4. Методы разработки норм	8
2. Методика расчета норм расхода электроэнергии на добычу и переработку угля	9
2.1. Общие принципы расчета норм	9
2.2. Определение норм расхода электроэнергии по шахте (добыча угля и сланца подземным способом)	14
2.3. Определение норм расхода электроэнергии по разрезу (добыча угля и сланца открытым способом)	21
2.4. Определение норм расхода электроэнергии по обогатительной и брикетной фабрикам (переработка угля и сланца)	26
2.5. Определение норм расхода электроэнергии на освещение	26
2.6. Определение нормы потери электроэнергии	27
2.7. Определение норм расхода электроэнергии на высших уровнях планирования	28
3. Порядок разработки и утверждения нормы, учет и отчетность	30
Приложения	36
Приложение 1. Основные направления по экономии электроэнергии	36
Приложение 2. Примеры расчета норм расхода электроэнергии на планируемый период	39
Приложение 3. Нормативные и справочные материалы для расчета норм расхода электроэнергии	60
Приложение 4. Определение и обозначение основных расчетных величин и коэффициентов	73
Инструкция по нормированию расхода тепловой энергии в угольной промышленности	80
1. Основные положения нормирования	80
1.1. Общие указания	80
1.2. Классификация норм расхода	81
1.3. Размерность норм расхода	81
1.4. Состав норм расхода	81
1.5. Методы разработки норм расхода	83
1.6. Организация нормирования расхода и контроля за использованием тепловой энергии	84
2. Порядок расчета норм расхода тепловой энергии по Минуглепрому СССР и его структурным подразделениям	84
2.1. Минуглепром СССР (I уровень)	84
2.2. Минуглепром УССР и производственные объединения (II уровень)	85
2.3. Предприятия угольной промышленности (III уровень)	86
3. Расчет норм и годовых расходов тепловой энергии отдельными теплопотребителями	86
3.1. Расход тепловой энергии на нагрев воздуха, подаваемого в ствол (на шахтную калориферную установку)	86
3.2. Расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий и сооружений	87
3.3. Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые и санитарно-гигиенические нужды (ш. с. н)	88
3.4. Расход тепловой энергии на потери в тепловых сетях	88
3.5. Расход тепловой энергии на технологические нужды брикетных фабрик	89
3.6. Расход тепловой энергии на технологические нужды обогатительных фабрик	91
4. Примеры расчета норм расхода тепловой энергии	91
Приложения	100
Инструкция по нормированию расхода топлива на производство тепловой энергии промышленными котельными предприятий угольной промышленности	104
1. Общие положения	104
2. Последовательность разработки норм	105
3. Исходные данные для расчета норм	106
4. Методика расчета норм расхода топлива	106
5. Требования, предъявляемые к оборудованию котельных	120
6. Пример расчета нормы расхода топлива котельной	121

7. Мероприятия по улучшению работы и повышению экономии топлива на промышленных котельных Минуглепрома СССР	125
Указания по регулированию режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности	128
1. Директивная часть	128
1.1. Общие положения	128
1.2. Порядок установления лимитов мощности, планов электропотребления и контроль за их соблюдением	129
1.3. Основные положения по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях	130
1.4. Порядок разработки и введения регулировочных мероприятий	130
1.4.1. Общая часть	130
1.4.2. Права и ответственность энергосистемы	132
1.4.3. Права и ответственность потребителей	132
2. Методическая часть	133
2.1. Расчеты за пользование электрической энергией	133
2.1.1. Общие положения	133
2.1.2. Скидки и надбавки к тарифу на электрическую энергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей	134
2.2. Определение планов потребления электрической энергии предприятиями и порядок расчета лимитов мощности	135
2.2.1. Методика определения суточных и месячных планов потребления электрической энергии	135
2.2.2. Порядок расчета лимитов мощности	138
2.3. Методика определения фактических значений основных параметров электропотребления на предприятиях угольной промышленности	140
2.3.1. Общие положения	140
2.3.2. Определение величины полчасовой активной мощности P_{Φ} предприятий в часы максимума активной нагрузки энергосистемы	142
2.3.3. Определение величины полчасовой реактивной мощности $Q_{\Phi 1}$ предприятий в часы максимума активной нагрузки энергосистемы	144
2.3.4. Определение величины средней реактивной мощности $Q_{\Phi 2}$ предприятий в часы минимума активной нагрузки энергосистемы за расчетный период (квартал)	149
2.3.5. Особенности определения величины P_{Φ} основного потребителя, отпускающего электрическую энергию субабонентам	152
2.3.6. Определение фактических значений основных параметров электропотребления с использованием информационно-измерительных систем	154
2.4. Методика определения заявляемой потребителем активной мощности P_M участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы	154
2.4.1. Общие положения	155
2.4.2. Вероятностно-статистический метод определения заявляемой полчасовой активной мощности	156
2.4.3. Метод определения заявляемой полчасовой активной мощности при Байесовском подходе к прогнозированию	157
2.5. Мероприятия по регулированию графиков нагрузки предприятий в часы максимума энергосистемы	159
2.6. Выявление потребителей-регуляторов и определение последовательности их введения	160
2.6.1. Порядок проведения контрольного обследования предприятий	162
2.6.2. Последовательность введения регулировочных мероприятий	165
2.6.3. Использование водоотливных установок для снижения максимальной мощности предприятий в часы максимума энергосистемы	165
2.7. Определение активной мощности, потребляемой из сети электродвигателями, отключаемыми на время прохождения максимума нагрузки энергосистемы	169
2.8. Регулирование реактивных нагрузок на предприятиях угольной промышленности	171
2.8.1. Методика расчета задаваемых энергоснабжающей организацией потребителю оптимальных значений реактивных мощностей (без использования ЭВМ)	172
2.8.2. Последовательность осуществления рациональной компенсации реактивной мощности	175
2.8.3. Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками	178
2.9. Мероприятия по снижению потребления активной энергии на предприятиях	180
2.10. Экономическая эффективность мероприятий по регулированию режимов электропотребления	182
2.10.1. Общие положения	182
2.10.2. Эффективность мероприятий по снижению потребления активной энергии на шахтах	184
Список литературы	189
Приложения	223

Общие положения о порядке учета и контроля расхода топлива, электрической и тепловой энергии для промышленных, транспортных, сельскохозяйственных и коммунально-бытовых предприятий и организаций	209
1. Общие положения	209
2. Коммерческий учет расхода энергоресурсов и энергоносителей	211
3. Внутрипроизводственный учет и контроль расхода энергоресурсов и энергоносителей	211
4. Порядок учета и контроля расхода электрической, тепловой энергии и топлива коммунально-бытовыми потребителями	212
5. Состав первичной информации для разработки системы учета и контроля расхода энергоресурсов и энергоносителей	213
О порядке разработки заданий по экономии топлива, тепловой и электрической энергии и оценке их выполнения	214
1. Разработка заданий по экономии топлива, тепловой и электрической энергии за счет среднего снижения норм расхода в производстве и оценка их выполнения	214
2. Разработка заданий по общей экономии топлива, тепловой и электрической энергии и оценка их выполнения	216
Инструкция о порядке согласования применения электроджетов и других электронагревательных приборов	218

МИНИСТЕРСТВО УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР
НОРМИРОВАНИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ
И РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ
(Сборник инструкций)

Редактор издательства Е. И. Фролова
 Переплет художника И. А. Слюсарева
 Художественный редактор О. Н. Заяцева
 Технический редактор Н. В. Жидкова
 Корректор А. А. Передерникова
 н/к

Сдано в набор 09.08.82. Подписано в печать 19.01.82. Т-02624.
 Формат 60×90^{1/16}. Бумага типографская № 1. Гарнитура «Литературная».
 Печать высокая. Усл. печ. л. 14,0. Усл. кр.-отт. 14,0. Уч.-изд. л. 17,12.
 Тираж 26 000 экз. Заказ 288/9157—12. Цена 1 р. 20 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра»,
 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Ленинградская типография № 6 ордена Трудового Красного Знамени
 Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгения Соколовой
 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР
 по делам издательства, полиграфии и книжной торговли.
 193144, г. Ленинград, ул. Монсеенко, 10.

