МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

Государственная инспекция по энергетическому надзору

(ГОСЭНЕРГОНАДЗОР)

Всесоюзный научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт

(ВНИПИЭНЕРГОПРОМ)

У К А З А Н И Я

ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Москва 1979

gost.e-ecolog.ru

Министерство энергетики и электрификации СССР

Государственная инспекция по энергетическому надзору (Госэнергонадзор)

Всесоюзный научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт (ВНИПИЭНЕРГОПРОМ)

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник Госэнергонадзора

С.И.Веселов

"13" марта 1978г.

УКАЗАНИЯ

по регулированию режимов электропотребления

Москва - 1978 г.

© ИНФОРМЭНЕРГО, 1979

РЕФЕРАТ

Отчёт содержит 69 страниц текста, в том числе 5 таблиц, 9 рисунков и список литературы.

Ключевые слова: графики нагрузок, потребители электроэнергии, выравнивание графиков, тарифы, режимы, оптимизация, эффективность, энергетические ресурсы, удельные расходы, относительные приросты, технологические процессы.

Отчёт "Указания по регулированию режимов электропотребления в целях выравнивания графиков нагрузки энергосистем" выполнен в соответствии с заданием 0.01.10.01.03.Д2. и планом работ по этому заданию, согласованным между институтами Энергосетьпроект и ВНИИэнергопром 18 июля 1978г.

Настоящие Указания содержат директивную и методическую части. Директивная часть подготовлена Госэнергонадзором Минэнерго СССР, методическая – ВНИИэнергопромом Минэнерго СССР.

"Указания по регулированию режимов электропотребления в целях выравнивания графиков нагрузки энергосистем" утверждены начальником Госэнергонадзора Минэнерго СССР.

В директивной части содержатся основные положения по регулированию режимов электропотребления промышленных предприятий, даны рекомендации по разработке мероприятий, способствующих упорядочению режимов электропотребления, а так же по контролю за выполнением требований данных в Указаниях.

В методической части излагается теория и методы технико-экономических расчётов, связанных с обоснованием режимов регулирования электропотребления.

"Указания" распространяются на всех потребителей электроэнергии и являются обязательными для энергоснабжающих организа-

ций и промышленных предприятий, их можно рекомендовать проектным организациям независимо от их ведомственной принадлежности.

В данной работе использованы отчеты ВНИИэнергопрома, выполненные по заданию 0.01.10.01.03.

I. ДИРЕКТИВНАЯ ЧАСТЬ

I. Основные положения и область применения.

I.I. Настоящие указания предназначены для энергосбытов, энергетических управлений, энергетических служб промышленных предприятий и организаций, министерств и ведомств, их можно рекомендовать проектным организациям.

I.2. Указания направлены на организацию разработки мероприятий, обеспечивающих оптимизацию (регулирование) режимов электропотребления промышленных предприятий.

I.3. Осуществление регулирования электропотребления не должно влиять на выпуск предприятиями продукции заданного количества и соответствующего качества.

I.4. Указания должны служить основой для разработки отраслевых руководящих указаний по регулированию режимов электропотребления, с учетом специфики отраслевых потребителей электроэнергии.

I.5. Регулирование режимов электропотребления промышленных предприятий необходимо осуществлять для возможности снижения потребления электрической мощности в часы максимальных нагрузок энергосистем.

I.6. Разработка технических и организационных мероприятий, осуществление которых обеспечивает регулирование электропотребления способствует также улучшению технико-экономических показателей , как промышленных предприятии, так и энергосистем.

I.7. Экономическим критерием, определяющим целесообразность регулирования режима электропотребления для промышленного предприятия является снижение народнохозяйственных затрат с учетом стоимости электроэнергии в соответствии с действующими тарифами.

I.8. Промышленные предприятия, которые должны участвовать в регулировании режимов электропотребления энергосистем, разрабатывая регулировочные мероприятия, могут заблаговременно подготовиться к жестким условиям прохождения очередного осенне-зимнего периода, когда энергосистемами вводится лимитирование по мощности и, таким образом, избежать существенного для себя ущерба.

I.9. Регулирование электропотребления способствует более устойчивому режиму работы энергосистем и повышению, в конечном счете, надежности и качества электроснабжения всех ее потребителей.

2. Регулировочные мероприятия.

2.I. Все разрабатываемые промышленными предприятиями регулировочные мероприятия должны быть распределены по группам:

2.I.I. Мероприятия, не требующие дополнительных капиталовложений, осуществление которых должно способствовать оптимизации режима электропотребления.

Для разработки и выполнения мероприятий этой группы можно провести организационно-техническую подготовку, связанную, например, с изменением графика работы тех электроприемников, которые без ущерба можно перевести на работу преимущественно вне часов максимума.

2.I.2. Мероприятия, не требующие дополнительных капиталовложений, но осуществление которых в значительной степени может повлиять на суточный график нагрузок энергосистемы и снизить напряженность прохождения осенне-зимнего периода.

Эта группа мероприятий должна предусматривать изменение режима электропотребления таких заранее выявленных потребителей-регуляторов, которые без существенного ущерба для себя и для производства в целом, могут допустить: либо произвольно заданные по числу и длительности перерывы в работе, либо систематические, ежесуточные перерывы на несколько часов, либо значительное и длительное изменение интенсивности своей работы.

Такими потребителями-регуляторами могут быть отдельные электротехнические установки или энергоемкие потребители, за счет которых, в соответствии с потребностями энергосистемы, можно снижать электрическую нагрузку промышленных предприятий в часы максимума энергосистем или увеличивать её в часы "провалов" графиков нагрузок.

2.I.3. Мероприятия, осуществление которых требует дополнительных капиталовложений.

Необходимость осуществления таких мероприятий определяется технико-экономическими расчетами и должна предусматриваться уже на стадии проектирования промышленных предприятий, а для действующих - в перспективных планах их развития и реконструкции, без чего энергоснабжающие организации не должны давать разрешение на подключение новых промышленных мощностей.

3. Порядок составления и введения регулировочных мероприятий.

3.I. Регулировочные мероприятия потребителей должны составляться ежегодно и вводиться с I октября.
Перечень регулировочных мероприятий по каждому промышленному предприятию должен быть представлен по единой форме (формы таблиц прилагаются) с выделением мероприятий, действующих в течение всего года, направленных на оптимизацию режима электропотребления, и мероприятий, действующих в осенне-зимний период, обеспечивающих снижение максимума нагрузки энергосистемы.

3.2. Величина снижения электрической нагрузки в часы максимума энергосистемы должна определяться дифференцированно для различных предприятий, исходя из условий, складывающихся на данном предприятии, и возможностей максимального снижения нагрузки в часы максимума энергосистемы.

3.3. Для определения возможности разработки регулировочных мероприятий, инспектор энергосбыта при очередном обследовании организует снятие суточных графиков нагрузок промышленных предприятий в один из характерных рабочих дней (2-й, 3-й или 4-й день недели). Снятие графиков производится по часовым записям вне часов максимума и получасовым - в часы максимума. При снятии графиков нагрузок одновременно необходимо зафиксировать все электроприемники, участвующие в максимуме энергосистемы.

3.4. На основании анализа электроприемников, участвующих в максимуме, а также графиков нагрузок каждого предприятия 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 изменения нагрузок по часам суток, определяется величина снижения нагрузки в часы максимума энергосистемы.

3.5. Для возможности разработки регулировочных мероприятий необходимо проанализировать технологический процесс и организацию производства каждого предприятия с целью определения возможности смещения отдельных производственных операций, отключения энергоемкого оборудования в часы максимума энергосистемы, выявить потребителей регуляторов и определить их режимы электропотребления.

В случаях, когда ежесуточное регулирование электропотребления за счет отдельных потребителей невозможно, так как может привести к невосполнимому снижению производительности, но разовые отключения этих электроустановок позволяют в последующие дни (вне часов максимума) восполнить недовыпуск продукции, эти электротехнологические установки необходимо рассматривать как потребители-регуляторы.

3.6. После проведения обследований предприятий и анализов графиков нагрузок, разрабатываются мероприятия, осуществление которых должно обеспечивать выравнивание графиков и снижение потребления электрической мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы.

3.7. Для осуществления мероприятий группы 2.I.I. достаточно провести организационно-техническую подготовку на предприятии, связанную с изменением графиков работы некоторых электроприемников, которые без ущерба можно перевести на работу преимущественно вне часов максимума. Эти мероприятия согласовываются с энергосбытом и оформляются приказом, под-

писанным руководителем предприятия.

3.8. Энергосбыт , на основании полученных от предприятий планов-графиков внедрения разработанных мероприятий, обязан скорректировать заявленную предприятием мощность или снизить разрешенную нагрузку в часы максимума (лимит мощности) на суммарную величину внедренных мероприятий на последующий квартал или снизить суммарную величину запланированного снижения нагрузки.

3.9. Для мероприятий группы 2.I.2. желательно использовать энергоемкое и высокоавтоматизированное оборудование, обеспечивающее существенное снижение пиков нагрузки.

Снижение пиков нагрузки энергосистемы может осуществляться потребителями-регуляторами путем перемещения времени работы оборудования с часов максимума нагрузки на другие часы суток, если это оборудование имеет кратковременную суточную загрузку, т.е. без снижения выработки продукции.

Разработка и осуществление этой группы мероприятий должны вестись следующим образом:

3.9.I. Определение потребителей этой группы (потребителей-регуляторов) производится инспектором совместно с энергетической и технологической службами предприятий, при этом разрабатывается оптимальный режим работы этих потребителей, исходя из: возможной продолжительности снижения нагрузки (или отключения потребителей) и величины снимаемой нагрузки; возможного количества таких снижений или отключений в течение месяца; периодичности снижений нагрузки или отключении потребителей (возможность снижений или отключений потребителе несколько дней подряд или с перерывами).

3.9.2. На основании разработанного режима работы отдельных потребителей, величина снижаемой нагрузки включается в план-график регулировочных мероприятий.

В этом плане-графике должны быть указаны лица, ответственные за выполнение отдельных мероприятий, и методы ввода этих регулировочных мероприятий.

План-график утверждается руководством предприятия и передается в энергосбыт.

3.9.3. На основании данных, поступивших в энергосбыт от инспекторов по всем промышленным предприятиям, энергосбыт составляет сводный план-график регулировочных мероприятий по энергосистеме с учетом всех условий для возможности применения его (согласованное количество отключений электроустановок в месяц, продолжительность отключения в сутки, периодичность и другие возможные условия).

Составленный энергосбытом план-график регулировочных мероприятий после согласования условий его применения, передается в диспетчерскую службу энергосистемы.

3.10. Мероприятия группы 2.1.3 должны осуществляться путем отключения в часы максимума технологического оборудования, работающего по непрерывному режиму в течение суток, т.е. с уменьшением выработки продукции. В этом случае, естественно, потребуется компенсация недовыработанной продукции, что повлечет за собой установку дополнительного технологического оборудования (которое работало бы вместе с существующим в часы провала нагрузки в энергосистеме) и, следовательно, вызовет увеличение соответствующих затрат на промышленном предприятии (дополнительные капиталовложе-

ния и издержки производства) при одновременном уменьшении затрат в энергосистеме. При этом получаемая в энергосистеме экономия средств может превысить дополнительные затраты, связанные с установкой дополнительного оборудования.

3.II. Мероприятия группы 2.I.3 и необходимость их осуществления должны быть подтверждены технико-экономическими расчетами. В случае, если их осуществление экономически оправдано, они должны быть включены в план последующего года или в перспективный план предприятия.

3.I2. План регулировочных мероприятий группы 2.I.3 должен быть представлен после утверждения руководством предприятия в энергосбыт вместе с заявкой на потребное количество электроэнергии на следующий год.

3.I3. При подготовке договора на отпуск электроэнергии энергосбыт обязан на величину снимаемой по этому плану нагрузки, скорректировать заявленную (договорную) мощность или в приложении к договору предупредить предприятие о соответствующем снижении разрешенной нагрузки (лимита мощности).

3.I4. Разработка графиков аварийных ограничений и отключений должна выполняться в строгом соответствии с действующей "Инструкцией о порядке составления и применения графиков ограничения и отключения потребителей при недостатке электрической мощности и энергии в энергетических системах и их объединениях" и настоящими "Указаниями".

3.I5. Для обеспечения контроля за выполнением ввода в действие регулировочных мероприятий необходимо при сообщении потребителям величины ограничения мощности по графику, допол-

нительно сообщить им разрешенную, после введения ограничений, нагрузку. Эта, разрешенная на весь период, нагрузка должна быть определена как разность между ранее определенной расчетной нагрузкой (определенной по пункту 3.2.) и величиной снимаемой нагрузки по каждой очереди ограничений.

Причем исходная нагрузка должна учитывать регулировочные мероприятия по снижению нагрузки в часы максимума.

3.16. Работа по регулированию суточных графиков нагрузки определяется по процентам снижения ожидаемой нагрузки, за счет разработанных и соответствующим образом оформленных мероприятий по снижению нагрузки обслуживаемых предприятий, и по суммарной эффективности выявленных и включенных в график регулировочных мероприятий.

На основании этих данных определяется также суммарное снижение нагрузки в часы максимума энергосистемы по всем потребителям, подключенным к данной энергосистеме.

4. Права и ответственность энергосистемы.

4.1. Разработка регулировочных мероприятий и осуществление контроля за их выполнением должны проводиться органами государственного энергетического надзора с привлечением энергетических и технологических служб предприятий.

4.2. В соответствии с настоящими "Указаниями" в каждой энергосистеме должен быть определен перечень промышленных предприятий, которые должны участвовать в проведении регулировочных мероприятий.

4.3. Инспекторский персонал энергосбыта несет ответственность за введение и выполнение потребителями, разработанных в соответствии с заданием энергоснабжающей организации, регулировочных мероприятий.

4.4. Для поощрения промышленных предприятий, точно выполняющих разработанные условия по режиму работы потребителей - регуляторов, энергоснабжающая организация вправе снижать им основную плату в периоды, когда применялись графики регулировочных мероприятий, на величину, соответствующую снижаемой нагрузке и времени ее снижения в соответствии с действующими тарифами.

4.5. В случае нарушения, установленного в надлежащем порядке режима потребления электроэнергии, предприятия-нарушители, по представлению энергоснабжающей системы или электростанции, переводятся в первую очередь включения по утвержденному аварийному графику.

При систематических же нарушениях выключение этих предприятий производится немедленно, а виновные привлекаются к уголовной ответственности.

4.6. Энергосбыт обязан ежегодно до I июня представлять в Госэнергонадзор доклад о проделанной работе по подготовке к очередному осенне-зимнему периоду и разработанные группы мероприятий, для каждой из которых следует составить отдельную таблицу и определить процент снижения нагрузки от внедрения каждой группы мероприятий.

На основании полученных величин снижений нагрузок от отдельных групп мероприятий составляется сводная таблица, в которой определяется суммарная величина снижения нагрузки по энергосистеме (форма таблицы прилагается).

5. Права и ответственность потребителей.

5.I. Потребители электроэнергии обязаны, руководствуясь указаниями электростанций и энергетических систем регулировать и регистрировать свою нагрузку.

5.2. Каждое предприятие должно получить от энергоснабжающей организации задание, в соответствии с которым разрабатываются местные план-графики регулировочных мероприятий.

5.3. Приказом директора предприятия определяется перечень должностных лиц, ответственных за выполнение регулировочных мероприятий.

5.4. Регулировочные мероприятия, разработанные и утвержданные в соответствии с разделом 2 настоящих "Указаний", должны быть представлены в энергосбыт в установленные им сроки.

5.5. Потребитель обязан:

5.5.I. Беспрепятственно допускать в любое время суток представителей энергоснабжающей организации (органов энергонадзора по их служебным удостоверениям) ко всем электроприемникам, которые включены в регулировочные мероприятия для контроля за их выполнением.

5.5.2. Представлять по требованию энергоснабжающей организации необходимые схемы, технические характеристики, действующего и вновь подключаемого технологического оборудования и другие материалы, необходимые для составления и уточнения план-графиков регулировочных мероприятий.

5.6. Потребитель имеет право предъявлять энергосистеме претензии за отказ от корректировки заявленной предприятием мощности или от снижения лимита мощности в соответствии с величиной разработанных регулировочных мероприятий.

5.7. Потребитель вправе требовать от энергоснабжающей организации снижения основной платы на величину, соответствующую снижаемой нагрузке и времени ее снижения в соответствии с действующими тарифами.

II. МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ [1]

Раздел I

В В Е Д Е Н И Е

До тех пор, пока не будет решена проблема аккумулирования электрической энергии в больших количествах, характерной особенностью электрической энергии будет оставаться неразрывность ее выработки и потребления, т.е. соответствие производства электрической энергии графику ее потребления. Невозможность аккумулирования электрической энергии приводит к необходимости содержания в энергетических системах мобильных резервных мощностей.

Несмотря на то, что нагрузки энергетических систем складываются из нагрузок большого числа различных потребителей, выравнивание суммарного /и годового/ графика нагрузок не происходит. Графики нагрузок энергетических систем имеют, как правило, два явно выраженных пика - утренний и вечерний. Между утренним и вечерним пиком находится зона некоторой относительно сниженной нагрузки и более глубокое снижение /провал/ имеет место в течение 6-8 ночных часов.

Основными характеристиками суточных графиков являются:

- неравномерность графика /отношение минимальной ночной нагрузки к максимальной/

$$\alpha_н = \frac{P_{мин}}{P_{макс}}$$

Годовое число часов использования максимума нагрузки

$$h = \frac{Э_{год}}{P_{макс.}}$$

---

[1] Методическая часть подготовлена В.В.Михайловым (ВНИИЭнергопром).

Коэффициент заполнения графика /отношение среднесуточной нагрузки к максимальной/

$$\alpha_з = \frac{P_{ср.}}{P_{макс}}$$

Коэффициент заполнения можно выразить так же, как отношение числа часов использования максимума к полному годовому числу часов

$$\alpha_з = \frac{h}{8760}$$ /годовой график/

Развитие производств с непрерывными технологическими процессами способствуют выравниванию графиков нагрузки, однако повышение удельного веса бытового и коммунального, сельскохозяйственного электропотребления, а также перевод ряда производств на односменную работу увеличивает неравномерность графиков нагрузок энергетических систем.

Анализ тенденций изменения графиков нагрузки энергетических систем показывает, что актуальность выравнивания графика нагрузок энергетических систем возрастает. Об этом свидетельствуют годовые отчеты ЦДУ ЕЭС СССР. Так, например, по данным отчета за 1974г. разница между максимальной и минимальными нагрузками по электростанциям ЕЭС для характерных рабочих суток декабря в 1974г. по сравнению с 1973 года увеличилась на 4,5 млн.кВт и составила 37,5 млн.кВт. Общее количество остановок в резерв энергоблоков 300 МВт возросло с 275 в 1973 году до 614 в 1974 году, в том числе продолжительность менее 20 ч - с 34 до 64. Для блоков 200 МВт количество остановов в 1973г. было 11, а в 1974г. - 46, а блоков 150 МВт возросло с 586 в 1973г. до 896 в 1974г., в том числе продолжительностью менее 20 ч с 243 до 533. Количество коротких ноч-

ных остановов энергоблоков 150 и 200 МВт возросло с 528 в 1973г. до 1220 в 1974г. Общее количество остановов котлов электростанций возросло с 7680 в 1972 году до 11900 в 1974г.

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.

Какие бы экономические и технические меры по снижению затрат по покрытию переменной части нагрузки в энергосистеме не принимались, стоимость электроэнергии при неравномерном графике будет всегда выше, чем при прочих равных условиях при равномерном графике нагрузки.

В обобщенном виде неравномерность графика нагрузки может быть выражена числом часов использования максимума нагрузки h.

Потребители, изменяя режим работы, могут способствовать выравниванию графика нагрузки энергетических систем, т.е. повышению h. Изменение режима работы предприятия, направленное на выравнивание графика нагрузок энергетической системы, приводит к увеличению затрат потребителя. Очевидно, что чем больше потребитель приспосабливает режим работы своих технологических установок и электроприемников к выравниванию графика нагрузки энергосистем, тем выше его затраты $З_p$.

В общем зависимость $З_p(h)$ может быть представлена кривой I рис. 1 хотя следует оговорить, что функция $З_p(h)$ может быть разрывной, т.е. иметь вид кривой 2 /рис.I/.

Таким образом, число часов использования максимума энергосистемы h является аргументом, который при прочих равных ус-

ловиях, определяет затраты и на производство, и на потребление электроэнергии и может служить экономическим критерием народнохозяйственных затрат в производство и потребление электроэнергии.

Народнохозяйственный эффект, вызванный выравниванием графика нагрузки энергетической системы, определится как разность между снижением стоимости электрической энергии и затратами потребителя на регулирование режима электропотребления:

$$\Delta З_{н.х.} = \Delta Э_э - \Delta З_р$$

где: $\Delta Э_э$ – снижение затрат на выработку электроэнергии за счет увеличения числа часов использования максимума h;

$\Delta З_р$ – дополнительные затраты потребителя, вызванные регулированием режима электропотребления, направленные на увеличение h .

Иначе говоря, народнохозяйственный эффект равен снижению затрат на производство и потребление электроэнергии.

Стоимость I кВтч электроэнергии, выработанной при неравномерном графике нагрузки, составит [1]:

$$З = З_{то} \gamma + З_{по} \frac{8760}{h} + c,$$

где: $З_{то} = b_o \frac{1}{1-\alpha_1} \cdot \frac{1}{1-\alpha_2}$ – топливная составляющая затрат на I кВтч при равномерном графике нагрузки;

α_1 – коэффициент, учитывающий потери на собственные нужды;

α_2 – коэффициент, учитывающий потери при передаче электроэнергии от электростанций до шин потребителя;

b_o – топливная составляющая затрат на выработку I кВтч;

$\gamma > 1{,}0$ – коэффициент, учитывающий изменение топливной составляющей затрат, вызванное переменным режимом работы энергетического оборудования;

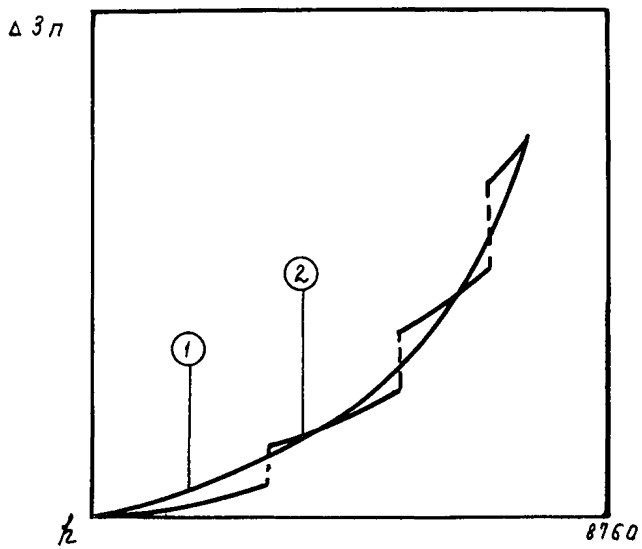


Рис. 1 Характеристики Зп (h)

1- непрерывная функция Зп (h)

2- разрывная функция Зп (h)

$$З_{по} = \frac{1}{8760}\left[(A_1 + aK_1)\frac{1}{1-\alpha_1}\cdot\frac{1}{1-\alpha_p} + (A_2 + a_2K_2) + E(K_1\frac{1}{1-\alpha_1}\frac{1}{1-\alpha_p} + K_2)\right]\frac{1}{1-\alpha_2} -$$

- прочие затраты на I кВтч;

h - число часов использования максимума энергосистемы;

A_1 - ежегодные расходы на электростанции /отнесенные на I кВт установленной мощности/, не зависящие от выработки электроэнергии;

A_2 - то же, но в распределительных сетях и подстанциях энергосистемы;

K_1 - капитальные вложения на электростанции на I кВт установленной мощности;

K_2 - то же, но в сети и системы;

a_1, a_2 - соответственно, амортизационные отчисления на электростанциях и в сетях;

E - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

α_p - коэффициент, учитывающий необходимый резерв в энергосистеме;

C - дополнительные затраты на пуск, останов, содержание в горячем резерве энергетического оборудования, вызванные работой по неравномерному графику.

Перераспределение нагрузок в течение суток сопровождается изменением расхода топлива на выработку электроэнергии в соответствии с характеристиками относительных приростов расхода топлива в энергосистеме. На рис. 2 показаны характеристики относительных приростов $\mathcal{Y}$ некоторых энергосистем. Из рис. 2 видно, например, что снижение нагрузки на I кВт в зоне максимума приводит к экономии 0,67 кг условного топлива, а увеличение на-

грузки в часы ночного провала на I кВт сопровождается расходом топлива 0,35 кг условного топлива. Таким образов, каждый киловатт-час перенесенный из зоны максимума энергосистемы в зону ночного провала сопровождается экономией топлива.

$\Delta = \mathcal{Y}_3 - \mathcal{Y}_1 = 0{,}67 - 0{,}35 = 0{,}32$ кг условного топлива

Как показано в [2] , кривую относительных приростов в энергосистеме можно с достаточной точностью представить тремя значениями $\mathcal{Y}_1$ – для зоны минимальных нагрузок /ночного провала/, $\mathcal{Y}_2$ – для средних нагрузок и $\mathcal{Y}_3$ – для максимальных нагрузок /пиковая зона/.

Рассмотрим энергетическую систему и некоторый обобщенный потребитель, который, изменяя свой режим работы, может выравнивать график нагрузки энергетической системы. При режиме без регулирования электропотребления число часов использования максимума в рассматриваемой системе составляет h_o ,а затраты в энергетической системе на I кВтч равны $З_{эо}$ /рис. 3 /.

Пусть затраты потребителя при режиме электропотребления соответствующему h_o ,без стоимости электрической энергии, составляют $З_{ро}$ [1] /рис. 3 /.

С учетом стоимости электрической энергии, затраты потребителя будут равны

$$З_{по} = З_{ро} + З_{эо}$$

Общие народнохозяйственные затраты на производство и потребление электрической энергии для рассматриваемого режима составляют:

$$З_{нхо} = З_{ро} + З_{эо} = З_{по}$$

I/ Все рассуждения ведутся на I кВтч потребляемой электрической энергии

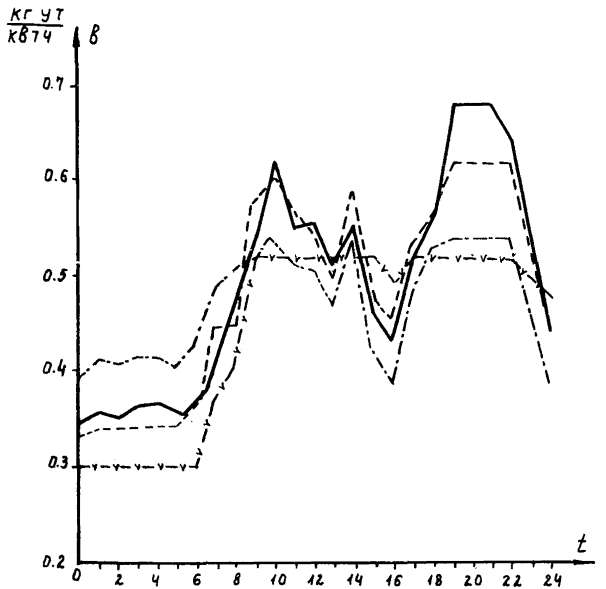


Рис. 2 График изменения относительных приростов энергосистем ОДУ Юга (Сентябрь. Рабочий день)

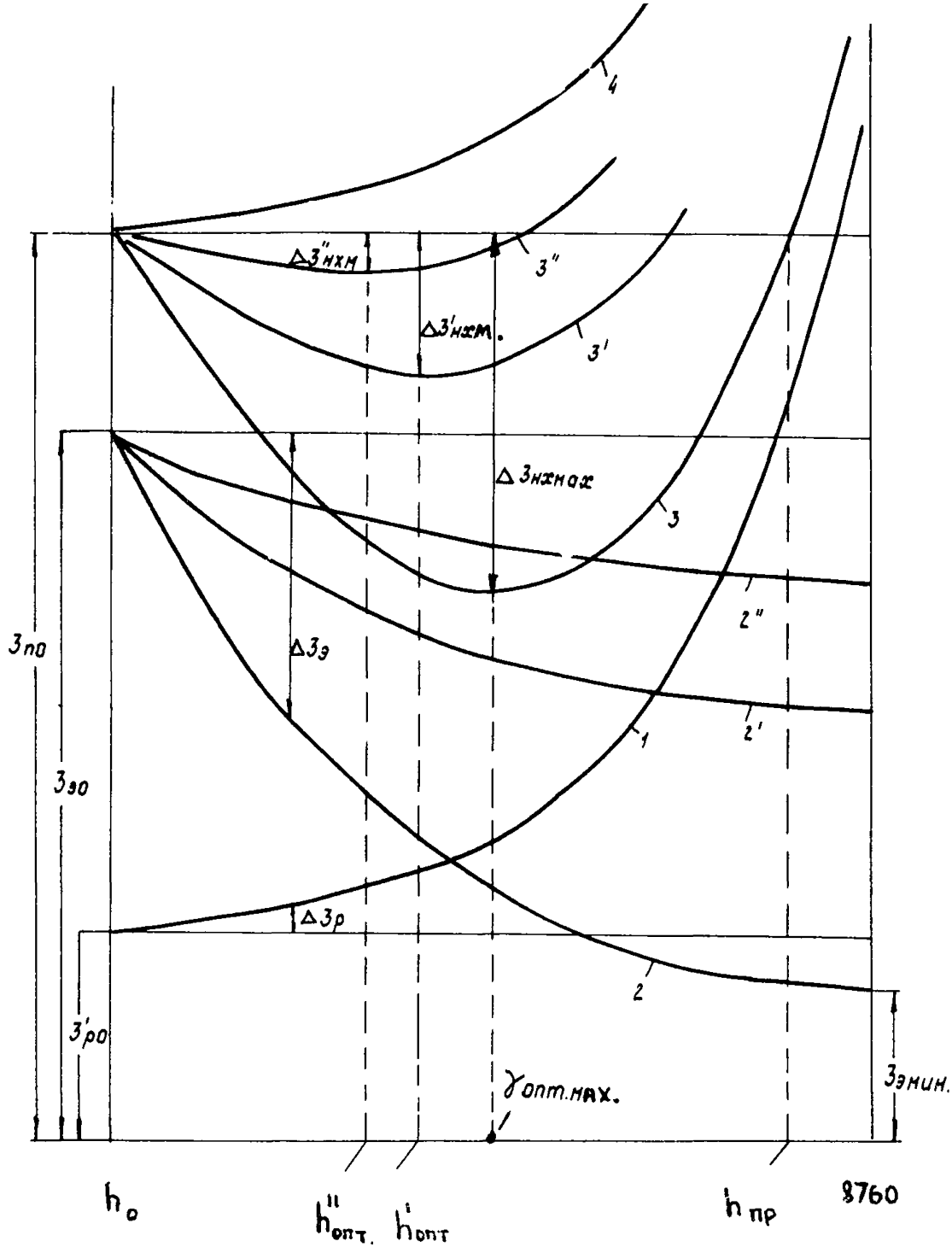

4
3"
3'
1
2"
2'
2
3
Δ3"нхм
Δ3'нхм.
Δ Знхмах
Δ3э
Δ3р
Зпо
Зэо
З'ро
γопт.мах.
Зэмин.
h о
h"опт.
h'опт
h пр
8760

Рис. 3

Предположим, что потребитель, изменяя режим электропотребления, может выравнивать график нагрузки энергосистемы, так, что h=8760 Тогда, затраты потребителя, связанные с увеличением h будут возрастать на $\Delta З_р$ /кривая I, рис. 3 /, а затраты в энергосистеме на выработку электрической энергии будут снижаться /кривая 2 рис. 3 / и при h =8760 будут соответствовать минимальному значению $З_{э\,мин}$.

Снижение затрат на производство электроэнергии $\Delta З_э$ будут определяться длиной отрезка прямой, параллельной оси ординат, проведенной от линии $З_{по}$ до пересечения с $З_э(h)$ - кривой 2 рис.3

Народнохозяйственные затраты на производство и потребление электроэнергии при этом будут равны /кривая 3/:

$$З_{нхр} = З_{ро} + \Delta З_р + З_{эо} - \Delta З_э,$$

где $\Delta З_э$ - снижение стоимости электроэнергии

Народнохозяйственный эффект от выравнивания графика составит:

$$\Delta З_{нх} = З_{нхо} - З_{нхр} = \Delta З_э - \Delta З_р$$

На рис.3 величина $\Delta З_{нх}$ будет определяться длиной отрезка прямой, параллельной оси ординат, проведенной от линии $З_{по}$ до пересечения с кривой $З_{нх}$ / h / - кривой 3.

Кривая 3 отвечает также изменению затрат потребителя $З_п$ / h / если он получает электроэнергию по стоимости $З_э$ / h /.

Максимальный народнохозяйственный эффект достигается при некотором режиме электропотребления, соответствующему $h_{опт}$. Дальнейшее регулирование электропотребления, при рассматриваемой характеристики потребителя и энергосистемы приведет к снижению $\Delta З_{нх}$. При некотором значении дополнительные затраты потреби-

теля станут равными снижению стоимости электрической энергии, и, следовательно, $\Delta З_{ик} = 0$ /точка А на пересечении кривой З с линией $З_{по}$/. Если продолжать регулирование тем, что $h > h_{пр}$, то возникнет народнохозяйственный ущерб, поскольку снижение $З_э$ не будет компенсировать возрастание $З_р$.

Поскольку снижение стоимости электрической энергии достигается за счет регулирования режима электропотребления, т.е. затрат потребления, то тариф на электрическую энергию предусматривает необходимую скидку /сниженную плату/. Это может быть реализовано различными системами тарифов на электрическую энергию. Например, в тариф с основной платой за мощность потребленную в часы максимума энергосистемы. Если потребитель снижает свое участие в максимуме энергосистемы /т.е. снижает максимум энергосистемы, и следовательно увеличивает h /, то соответственно снижается его общая плата за электрическую энергию /т.е. учитывается $\Delta З_э$ /.

Анализ различных систем тарифов на электроэнергию [1] показывает, что в наибольшей мере согласованию интересов производства и потребления электроэнергии, т.е. интересам народного хозяйства в целом отвечают следующие системы тарифов:

- тариф с основной ставкой за мощность потребителя, участвующую в максимуме энергосистемы, и дифференцированной дополнительной платой за киловатт-часы активной энергии, учтенной счетчиками, причем энергия, потребленная в часы ночных провалов, оплачивается по сниженной ставке;

- тариф, предусматривающий плату только за потребленную активную энергию, учтенную счетчиками, но при разной стоимости киловатт-часов в зонах ночного провала, полупиковой и пиковой.

Из вышеизложенного следует, что в целях снижения издержек производства предприятию целесообразно регулировать режим электропотребления в соответствии с действующими тарифами на электроэнергию.[1] Регулирование электропотребления должно быть подчинено основной цели предприятия- выпуску заданного количества продукции, соответствующего качества при минимальных народнохозяйственных затратах.

При определении народнохозяйственной эффективности регулирования режимов электропотребления затраты на топливо и электроэнергию следует оценивать по замыкающим затрата по зонам графика нагрузок энергосистем. Для действующих предприятий допускается пользование тарифами на электроэнергию, в соответствии с прейскурантом или по договорным условиям с энергосбытами.

---

[1] Предполагается, что тариф на электрическую энергию отражает фактические народнохозяйственные затраты на производство, передачу и распределение её и отвечает условиям получения максимального народнохозяйственного эффекта.

Р А З Д Е Л 2

Оптимизация режимов электропотребления по минимуму народнохозяйственных затрат

2.I. Математическая постановка задач.

Рассмотрим принципиальную математическую формулировку некоторых задач оптимизации режимов работы предприятий с учетом тарифов на электроэнергию:

2.I.I. I-я задача. Необходимо оптимизировать режим работы предприятия, выпускающего один вид продукции при тарифе на электроэнергию стимулирующем снижение нагрузки в часы максимума энергосистемы и заполнение ночного провала.

Математическая формулировка такой задачи

найти $$\min \sum_{i=1}^{m} З_i П_i \qquad /I/$$

при условиях $П_i > 0$ для всех зон i; /2/

$$\sum_{i=1}^{m} П_i = П, \quad i = 1,2,..,m \text{ (обычно число зон = 3)}; \qquad /3/$$

$$П_{мин} \leq \frac{П_i}{t_i} \leq П_{макс} \text{ для всех зон } i; \qquad /4/$$

$$P_{мин} \leq \frac{\gamma_i П_i}{t_i} \leq P_{макс} \text{ для всех зон } i, \qquad /5/$$

$$\frac{\gamma_i П_i}{t_i} \leq P_{макс\ сист} \qquad /6/$$

где m - число тарифных зон;

$П_i$ - выпуск продукции в i-й тарифной зоне;

$П$ - суточный выпуск /плановая величина/;

$П_{макс}$ - предельная максимальная часовая производительность технологической установки;

$П_{мин}$ - минимальная часовая производительность, при которой обеспечивается устойчивый режим технологической установки;

t_i - продолжительность тарифной зоны i /предполагается, что выпуск продукции в каждой тарифной зоне равномерный/;

γ_i - удельный расход электроэнергии на выпуск продукции в i тарифной зоне, $\gamma_i = f(П_i)$;

$Р_{мин.}$ - минимальная электрическая мощность потребления установкой, обеспечивающая устойчивый технологический режим;

$Р_{макс}$ - ограничение по максимальной потребляемой мощности установки;

$Р_{макс сист.}$ - ограничение по максимальной электрической мощности /пропускной способности/ систем электроснабжения;

$З_i$ - затраты на выпуск продукции в i тарифной зоне.

$$З_i = f(П_i), \quad З_i = \gamma_i \, в_i + \sum_{k=1}^{\ell} a_{ik} \alpha_k + C;$$

где $в_i > 0$ - стоимость I кВт.ч в i тарифной зоне;

$a_{i1}, a_{i2}, \ldots, a_{ik}, \ldots, a_{i\ell}$ - удельный расход сырья, материалов, топлива, воды и др. на выпуск продукции в тарифной зоне;

$a_{ik} = f_2(П_i), \quad a_{ik} > 0$

$\alpha_1, \alpha_2, \ldots, \alpha_k, \ldots, \alpha_\ell$ - стоимость соответствующей единицы a;

$\alpha_k > 0$, C - постоянные затраты на выпуск единицы продукции.

После решения . . . 1-6 . . . находим $W_i = П_i \gamma_i$, $W = \sum_{i=1}^{m} W_i$

Найденные W_i, W и $П_i$ соответствуют режимам электропотребления, отвечающим минимуму затрат на выпуск продукции $П_п$.

2.I.2. Частный случай I-й задачи.

Рассмотрим оптимизацию режима работы технологической установки, когда расчеты на электроэнергию осуществляются по тарифу

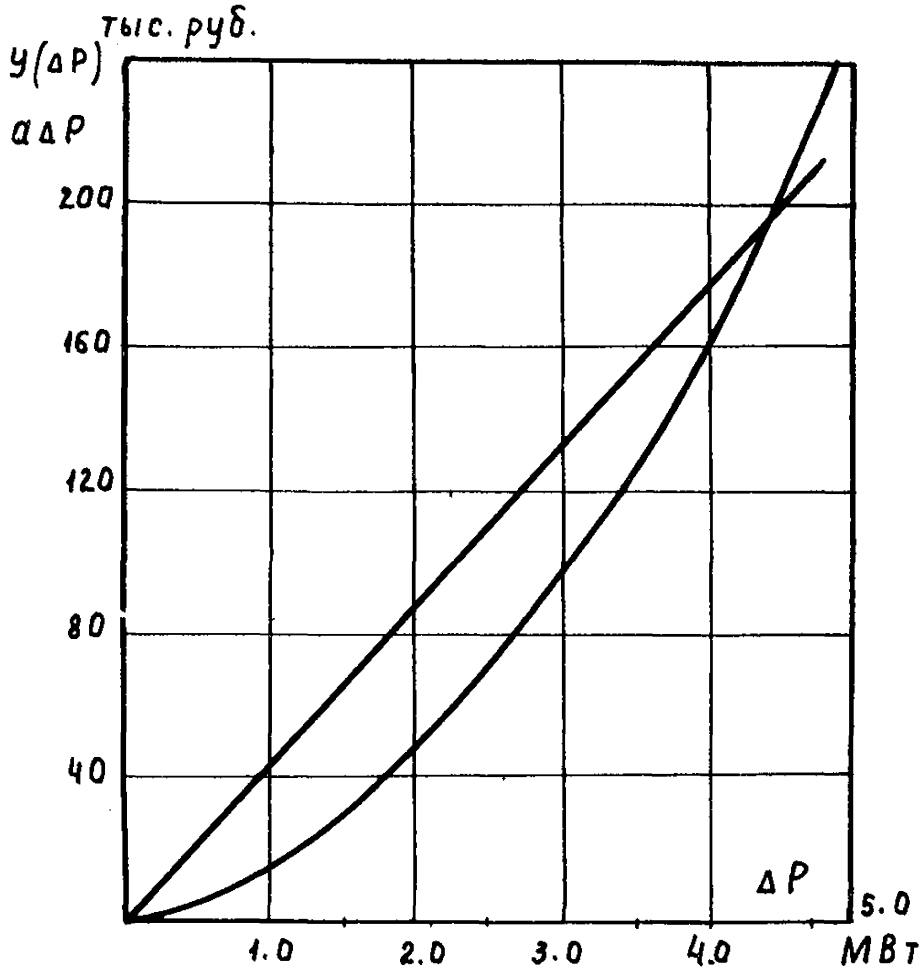


Рис. 4

с основной ставкой за мощность, участвующую в максимуме энергосистемы.

По условиям сохранения устойчивого технологического режима электрическая мощность установки может быть снижена в часы максимума на величину не более чем $\Delta P_{пр}$. В связи с необходимостью сохранения суточного плана выпуска продукции при регулировании режима электропотребления потребуются дополнительные затраты $У$, которые являются функцией ΔP, т.е. $У = f(\Delta P)$

Требуется определить величину снижения мощности в часы максимума, обеспечивающее максимальное уменьшение суммарных затрат предприятия при сохранении плана выпуска продукции.

Математическая формулировка задачи будет:

Найти ΔP обеспечивающее

$$\max \Delta З = a \Delta P - У(\Delta P), \qquad /7/$$

при ограничениях

$$0 \le \Delta P \le \Delta P_{пр} \qquad /8/$$

где a – плата на I кВт мощности участвующей в максимуме энергосистемы;

$У(\Delta P)$ – дополнительные годовые затраты, вызванные регулированием режима работы технологической установки.

Условно экстремума функции /7/ будет

$$\frac{\partial(\Delta З)}{\partial(\Delta P)} = a - \frac{\partial У(\Delta P)}{\partial(\Delta P)} = 0 \qquad /9/$$

или

$$\frac{\partial У(\Delta P)}{\partial(\Delta P)} = a$$

Из /7/ определяется $\Delta P_{опт}$, обеспечивающее $max\ \Delta З$

Если $\Delta P_{опт} > \Delta P_{тр}$, то по условию /8/ максимальное снижение $\Delta З$ обеспечивается при $\Delta P = \Delta P_{тр}$

2.I.3. Пример.

Для рассмотрения технологической установки $У(\Delta P) = 0{,}01(\Delta P)^2$, где $У(\Delta P)$ выражено в рублях в год; ΔP в киловаттах;

a=43,I руб/кВт;

$\Delta P_{тр}$ = 2500 кВт

Следовательно, $\Delta З = 43{,}1\Delta P - 0{,}01(\Delta P)^2$

По условию экстремума $2 \cdot 0{,}01\Delta P = 43{,}1$

или $\Delta P = \frac{43{,}1}{0{,}02} \approx 2150$ кВт.

Снижение затрат предприятия при этом будет

$З_{макс} = 43{,}1 \cdot 2150 - 0{,}01 \cdot 2150^2 = 46440$ руб.

Если функция $У(\Delta P)$ задана графически /рис.4/, то условия экстремума могут быть найдены следующим путем. На рис.4 изображающем функцию $У(\Delta P)$, в том же масштабе строят прямую $a\Delta P$. Максимальная разность ординат прямой $a\Delta P$ и кривой $У(\Delta P)$ в соответствующем масштабе будет равна $\Delta З_{макс}$, а отвечающая ей абсцисса - $\Delta P_{опт}$.

Для облегчения графического нахождения $\Delta З_{макс}$ достаточно провести касательную Ш к кривой $У(\Delta P)$ /I/, параллельную прямой $a \cdot \Delta P$ /П/. Точка касания К определит $\Delta P_{опт}$ и $\Delta З_{макс}$.

2.2. 2-я задача. Необходимо оптимизировать режим.

Работы действующих предприятий с n независимыми установками, выпускающими n видов продукции. Предприятие получает

электроэнергию по тарифу стимулирующему снижение нагрузки в часы максимума энергосистемы и заполнение ночного провала.

Математическая формулировка задачи:

Найти $\min \sum_{j=1}^{n} \sum_{i=1}^{m} З_{ij} П_{ij}$ /10/

при условии: $П_{ij} \geq 0$ для всех зон i и установок j ;

$$\Sigma П_{ij} = \Sigma П_j \qquad /11/$$

$$П_{мин\,j} \leq \frac{П_{ij}}{t_i} \leq П_{макс\,j} \qquad /12/$$

$$P_{мин.j} \leq \frac{\gamma_{ij} П_{ij}}{t_i} \leq P_{макс\,j} \text{ для всех зон } i \text{ и установок } j \text{ ;} \qquad /13/$$

$$\sum_{j=1}^{n} \frac{\gamma_{ij} П_{ij}}{t_i} \leq P_{макс.\,сист} \qquad /14/$$

где m – число тарифных зон;

n – число независимых установок;

$П_{ij}$ – выпуск продукции j в i тарифной зоне;

$П_j$ – суточный выпуск j продукции;

$П_{мин.j}$ – минимальная часовая производительность при которой обеспечивается устойчивый технологический режим j установки;

$П_{макс.j}$ – предельная максимальная возможная часовая производительность j установки;

$P_{мин.j}$ – минимальная электрическая мощность потребляемая установкой, обеспечивающая технологический режим;

$P_{макс.j}$ – ограничение по максимальной потребляемой мощности установки;

$P_{макс.\,сист.}$ – ограничение по максимальной электрической мощности /пропускной способности/ системы электроснабжения;

t_i - продолжительность тарифной зоны;

γ_{ij} - удельный расход электроэнергии на выпуск j продукции в i тарифной зоне.

$З_{ij}$ - затраты на выпуск j продукции в i тарифной зоне;

$З_{ij} = \gamma_{ij} B_i + \sum_{k=1}^{n} a_{jk} \alpha_{jk} + C_j$

$B_i > 0$ - стоимость I кВт.ч в i тарифной зоне.

$a_{j1}, a_{j2}, \ldots, a_{jk}, \ldots, a_{jl}$ - удельный расход сырья, материалов, топлива, воды и др. на выпуск единицы продукции j в i тарифной зоне

$\alpha_{j1}, \alpha_{j2}, \ldots \alpha_{jk}, \ldots, \alpha_{jl}$ - стоимость соответствующей единицы

C_j - постоянные затраты на выпуск единицы j продукции

После решения находим: $W_i = \sum_{j=1}^{n} П_{ij} \gamma_{ij}$; $W = \sum_{i=1}^{m} W_i$; $П_{ij}$.

2.2.I. Частный случай 2-й задачи

Необходимо оптимизировать режимы работы предприятия с независимыми технологическими установками, когда расчеты за электроэнергию осуществляются по тарифу с основной ставкой за мощность, участвующую в максимуме энергосистемы.

По условию сохранения устойчивого технологического режима мощность каждой j -установки может быть снижена на величину не более $\Delta P_{np\,j}$, а общая мощность - на величину не более чем $\Delta P_\Sigma = \sum_{j=1}^{n} \Delta P_j$. В связи с необходимостью сохранения суточного выпуска продукции при регулировании режима необходимы годовые затраты $У(\Delta P) = \sum_{j=1}^{n} У(\Delta P)_j$.

Требуется определить величину снижения мощности, потребляемой предприятием, обеспечивающей максимальное уменьшение суммарных затрат предприятия при сохранении плана выпуска продукции.

Математическая формулировка такой задачи будет

найти $\Delta P_\Sigma = \sum_{j=1}^{n} \Delta P_j$ обеспечивающее /I5/

$$\max \Delta З = a \Delta P_{\Sigma} - \sum_{j=1}^{n} У(\Delta P) \qquad /16/$$

при ограничениях

$$0 \le \Delta P_j \le \Delta P_{пр j} \quad \text{для всех установок,} \qquad /17/$$

где a - плата за I кВт мощности участвующей в максимуме энергосистемы;

$$У(\Delta P)_j = f(\Delta P_j) \quad \text{для всех } n \text{ установок} \qquad /18/$$

Непосредственное нахождение условий максимума функции /15/ не представляется возможным. Однако можно предложить следующий путь решения задачи.

Из рассмотрения равенства /16/ очевидно, что при $\Delta З_{max}$ всегда должно иметь место такое распределение снижения мощности между n установками, которое обеспечивает минимальное дополнительное увеличение годовых затрат, т.е.

$$\min \sum_{j=1}^{n} У(\Delta P)_j$$

Исходя из этого положения решение задачи может быть разбито на два следующих этапа.

I-й этап Необходимо найти $\Delta P_{\Sigma} = \sum_{j=1}^{n} \Delta P_j$

обеспечивающее $\min У(\Delta P)_{\Sigma} = \min \sum_{j=1}^{n} У(\Delta P)_j$

для различных значений ΔP_{Σ} при ограничениях /17/. Следовательно, решение I-го этапа задачи сводится к оптимальному распределению ограниченной мощности между n установками.

Как показано в четвертой главе, оптимальное распределение ограниченной мощности должно проводиться по равенству относительных приростов ущербов установок. Таким образом, решение I-го этапа следующее.

Находят функции ущерба $У(\Delta P)$ для всех n установок. Строят характеристики ущербов каждой установки. Поскольку функции $У(\Delta P)$ известны, строят графики относительного прироста ущерба для каждой установки, откладывая на оси абсцис значения ΔP_j, а на оси ординат- относительные приросты ущербов. По характеристикам относительных приростов ущерба отдельных установок строят характеристику относительного прироста ущерба всего предприятия /смотрите главу четвертую/.

Найдя ущербы каждой установки /соответствующее оптимальному распределению мощности ΔP_Σ /, строят характеристику ущерба всего предприятия, отвечающую оптимальному распределению мощности ΔP_Σ между n установками. Эти расчеты выполняются для различных значений ΔP_Σ.

Таким образом, в результате решения I-го этапа задачи получена графическая характеристика

$$min\ У(\Delta P)_\Sigma = min \sum_{j=1}^{n} У(\Delta P)_j$$

По этой характеристике может быть найдено соответствующее ей аналитическое выражение - функция $Ф(Ч_{мин})$.

2-й этап. На 2-м этапе определяется оптимальное снижение мощности ΔP_Σ, отвечающее максимальному снижению затрат предприятия $\Delta З_{max}$.

В результате проведенных преобразований получена новая функция, отвечающая решению вопросов оптимального снижения мощности, участвующей в максимуме энергосистемы:

$$\Delta З = a\ \Delta P_\Sigma - Ф(У) \qquad /I9/$$

Находят экстремум выражения I9 из условий

$$\frac{\partial(\Delta З)}{\partial(\Delta P_{\Sigma})} = a - \frac{\partial\varphi(y)}{\partial(\Delta P_{\Sigma})} = 0$$

или

$$\frac{\partial\varphi(y)}{\partial(\Delta P_{\Sigma})} = a$$

Найдено из выражения /I9/ ΔP_{Σ} будет отвечать максимальному снижению затрат предприятия, которое может быть достигнуто за счет снижения мощности, участвующей в максимуме энергосистемы.

Максимум функции /I9/ и соответствующее ему $\Delta P_{опт}$ могут быть найдены и графически, как это было показано при решении I-й задачи.

2.2.2. Пример

Предприятие состоит из трех независимых технологических установок. Характеристики ущербов /тыс.руб./ этих установок при снижении мощности /МВт/ ниже номинальной следующие /рис.5/:

$$y_1 = 6\Delta P^2; \quad y_2 = 8\Delta P^2; \quad y_3 = 10\Delta P^2$$

Предельное снижение мощностей установок

$$\Delta P_{1пр} = 8 МВт, \quad \Delta P_{2пр} = 6 МВт, \quad \Delta P_{3пр} = 5 МВт$$

Характеристики относительных приростов ущербов /рис.6/ следующее

$$\beta_1 = 12\Delta P; \quad \beta_2 = 16\Delta P, \quad \beta_3 = 20\Delta P$$

По характеристикам относительных приростов отдельных установок /рис. 6 / строим характеристику относительных приростов ущерба всего предприятия, на рис.6 показано построение одной точки при $\beta = 60$ /для установки этому относительному приросту соответствуют снижения мощности $\Delta P_1 = 5$ МВт; $\Delta P_2 = 3{,}8$ МВт; $\Delta P_3 = 3$ МВт; $\Delta P_{\Sigma} = 5+3{,}8+3 = 11{,}8$ МВт/.

Характеристики приведенные на рис.5 и 6 дают возможность

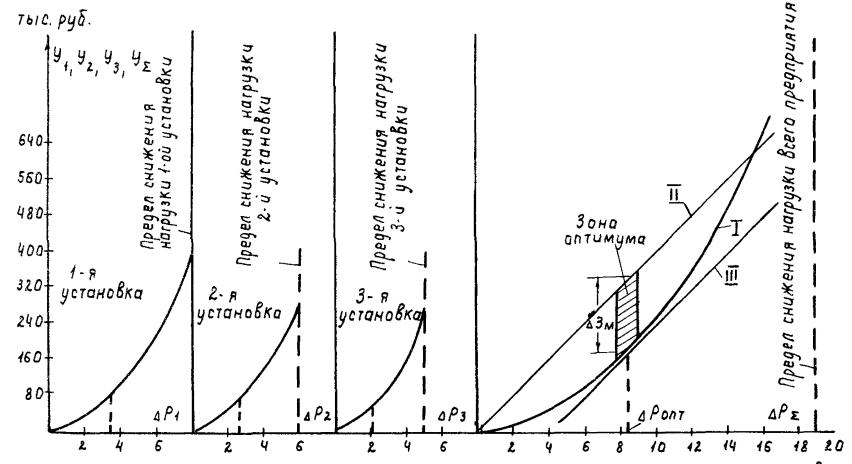

тыс. руб.
y_1, y_2, y_3, y_Σ
640
560
480
400
320
240
160
80
Предел снижения нагрузки 1-ой установки
Предел снижения нагрузки 2-й установки
Предел снижения нагрузки 3-й установки
Предел снижения нагрузки всего предприятия
1-я установка
2-я установка
3-я установка
Зона оптимума
I
II
III
ΔP_1
ΔP_2
ΔP_3
$\Delta P_{опт}$
ΔP_Σ
$\Delta_{зм}$
2 4 6 2 4 6 2 4 6 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20
мВт

Рис. 5

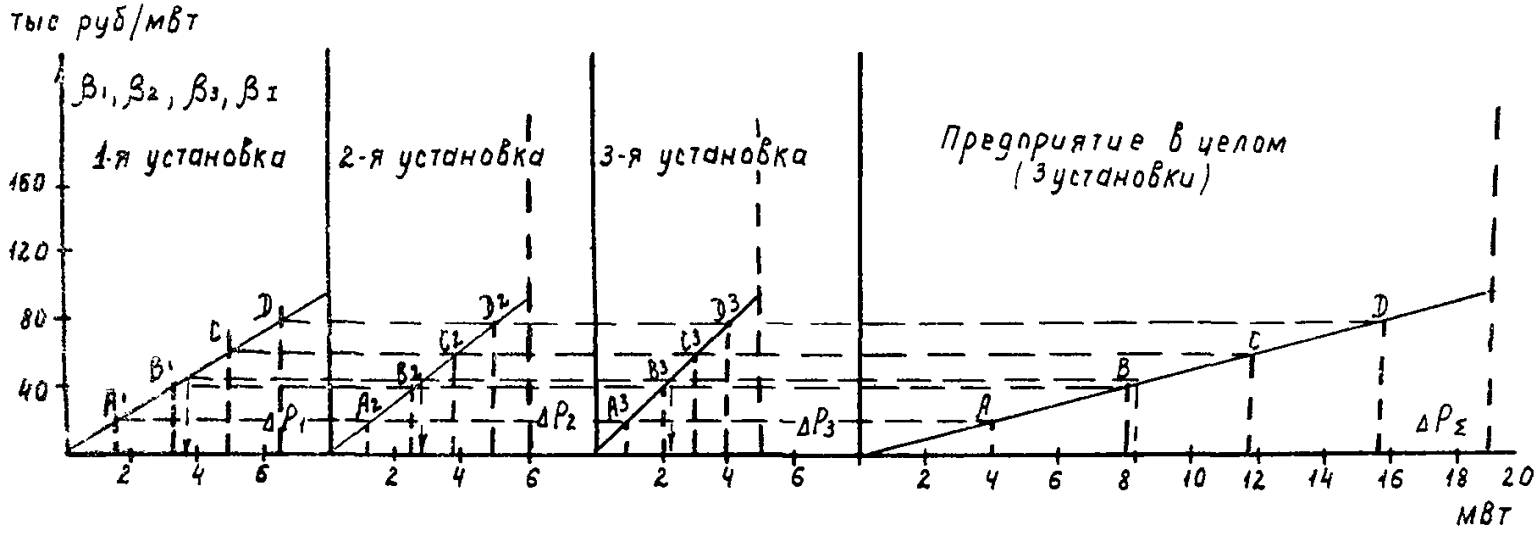

тыс руб/мвт
β1, β2, β3, βΣ
1-я установка
2-я установка
3-я установка
Предприятие в целом
(3 установки)
160
120
80
40
A
B
C
D
ΔP1
ΔP2
ΔP3
ΔPΣ
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
мвт

Рис. 6

построить характеристику $У(\Delta P_\Sigma)$ всего предприятия при оптимальном распределении между тремя установками сниженной мощности. Для этого, задаваясь разными значениями ΔP_Σ, по характеристикам $\beta_\Sigma, \beta_1, \beta_2$ и β_3 находим соответствующие ΔP_1, $\Delta P_2, \Delta P_3$. Зная $\Delta P_1, \Delta P_2, \Delta P_3$ по характеристикам ущербов отдельных установок находим $У_1, У_2, У_3$. На рис.5 и 6 приведена последовательность определения $\Delta P_и$ $У_{для}$ ΔP_Σ=4;8; I5; 7 МВт. Ранее было найдено распределение для II/8 МВт.

Найденные значения сведены в табл.

После распределения ΔP_Σ по рис.6 и определения $\Delta P_{от}$ дельных установок, ущербы соответствующих установок и суммарный ущерб могут быть найдены по аналитическим выражениям. По значениям ΔP_Σ строим график $У_\Sigma = f(\Delta P_\Sigma)$ /рис.5/. На том же графике проводим линию $a\,\Delta P_\Sigma$. Для облегчения отыскания $\Delta З_{макс}$ и $\Delta P_{\Sigma опт}$, проводим касательную к кривой $У_\Sigma$.
Находим $\Delta З_{макс}$ = I68 тыс.руб./год; $\Delta P_{\Sigma опт.}$ =8 МВт. Далее по рис.6 распределяем $\Delta P_{\Sigma опт.}$ =8 МВт между установками и находим
ΔP_1 = 3,6 МВт, ΔP_2 = 2,7 МВт, ΔP_3 = 2,I МВт
Ущербы каждой установки могут быть найдены по значениям $\Delta P_и$ будут равны /рис.5/:
$У_1$ = 80 тыс.руб./год; $У_2$ = 72 тыс.руб./год и
$У_3$ = 48 тыс.руб./год.

Р А З Д Е Л 3

Вариантные расчеты по оптимизации режимов электропотребления

В ряде случаев вопрос о целесообразности изменения режима электропотребления можно решать на основе вариантных расчетов, приведенных ниже.

Частные случаи оценки целесообразности изменения режима электропотребления действующего предприятия.

3.I. Тариф с основной платой за мощность, участвующую в максимуме энергосистемы.

Годовые затраты предприятия до введения режимных изменений равны [1]:

$$З_0 = И_0 + П_0 \gamma_0 T_0 + P_0 a + П_0 g_0 B T_0 \qquad /20/$$

где $И_0$ – постоянная часть годовых издержек производства, руб/год;

$П_0$ – часовой выпуск продукции до изменения режима I/;

T_0 – плановое годовое число часов работы предприятия;

γ_0 – затраты на единицу продукции /без постоянной части и стоимости электроэнергии/ до изменения режима;

P_0 – заявленная мощность, участвующая в максимуме нагрузки энергосистемы до изменения режима;

a – плата за I КВт максимальной нагрузки;

B – дополнительная плата за I кВт.ч электроэнергии, учтенной счетчиками;

g_0 – расход электроэнергии на единицу продукции до изменения режима.

I/ Здесь $П_0$ следует понимать в широком смысле-часовая производительность установки условная производительность и т.д

Если изменить режим работы предприятия так, чтобы снизить заявленную мощность участвующую в максимуме на величину ΔP, то годовая плата снизится на $a\,\Delta P$.

Поскольку общий план выпуска продукции должен быть сохранен, то снижение производительности в часы максимума необходимо компенсировать большим количеством продукции, выпускаемой в другие часы, т.е.

$$\Pi_0 T_0 = \Pi_1 (T_0 - T_3) + \Pi_3 T_3 = \Pi_0 \alpha_1 (T_0 - T_3) + \Pi_0 \alpha_3 T_3 \qquad /21/$$

где T_3 – продолжительность работы предприятия в зоне максимума энергосистемы;

α_1 – коэффициент, учитывающий повышение часового выпуска продукции вне зоны максимума энергосистемы;

α_3 – коэффициент, учитывающий снижение часового выпуска продукции в зоне максимума энергосистемы.

Изменение режима работы предприятия вызовет изменение общих годовых затрат /при сохранении годового плана выпуска продукции/. Эти затраты могут быть выражены уравнением[1/].

$$З_1 = \Delta K (E+p) + \Delta \Phi + И_0 + \Pi_0 K_0 [\alpha_1 \beta_1 (T_0 - T_3) + \alpha_3 \beta_3 T_3] + (P_0 - \Delta P) a + \\ + \Pi_0 g_0 [\alpha_1 \beta_1 (T_0 - T_3) + \alpha_3 \beta_6 T_3] b, \qquad /22/$$

где ΔK – дополнительные капитальные затраты, вызванные необходимостью сохранения выпуска продукции при изменении режима работы;

1/ Предполагается, что изменение постоянной части затрат отражено в ΔK и $\Delta \Phi$.

E – коэффициент эффективности капитальных вложений;

P – коэффициент амортизационных отчислений;

$\Delta\Phi$ – увеличение фонда зарплаты в связи с изменением режима работы;

β_1 – коэффициент, учитывающий увеличение расхода сырья, материалов на единицу продукции при изменении часового выпуска продукции;

β_3 – коэффициент, учитывающий увеличение расхода сырья, материалов на единицу продукции при изменении выпуска продукции в зоне максимума нагрузки;

β_4 – коэффициент, учитывающий изменение удельного расхода электроэнергии при изменении выпуска продукции в зоне $/ T_0 - T_3 /$;

β_6 – коэффициент, учитывающий изменение удального расхода электроэнергии при изменении выпуска продукции в зоне T_3.

Годовой экономический эффект от снижения нагрузки в зоне максимума энергосистемы определится из выражения

$$\Delta З = a\,\Delta P + \Pi_0 g_0 [T_0 (1-\alpha_1\beta_1) + T_3 (\alpha_1\beta_1 - \alpha_3\beta_3)] + \Pi_0 g_0 [T_0 (1-\alpha_1\beta_4) + T_3 (\alpha_1\beta_4 - \alpha_3\beta_6)] b - \Delta K (E+P) - \Delta\Phi \qquad /24/$$

Если $\Delta З > 0$, то снижение нагрузки в часы максимума энергосистемы на величину ΔP для предприятия целесообразно. После ряда преобразований / 24 / условно целесообразности снижения нагрузки в часы максимума для предприятия примет вид

$$a > \frac{\Delta K (E+P) + \Delta\Phi}{\Delta P} + \frac{\Pi_0 g_0}{\Delta P} [T_0 (\alpha_1\beta_1 - 1) + T_3 (\alpha_3\beta_3 - \alpha_1\beta_1)] + \qquad /25/$$

$$+ \frac{\Pi_0 g_0}{\Delta P} [T_0 (\alpha_1\beta_4 - 1) + T_3 (\alpha_3\beta_6 - \alpha_1\beta_4)] b$$

Расход электроэнергии изменяется:

в зоне ночного провала и полупиковой зоне /зона $T_0 - T_3$/:

$$\Delta \Theta_{1,2} = P_0 g_0 (T_0 - T_3)(1 - \alpha_1 \beta_4),$$

в зоне максимума энергосистемы /зона T_3/

$$\Delta \Theta_3 = P_0 g_0 T_3 (1 - \alpha_3 \beta_6)$$

Суммарное изменение расхода электроэнергии:

$$\Delta \Theta_\Sigma = P_0 g_0 [(T_0 - T_3)(1 - \alpha_1 \beta_4) + T_3 (1 - \alpha_3 \beta_6)] \quad /26/$$

Если $\Delta \Theta > 0$, то изменение режима привело к снижению потребления электроэнергии, если $\Delta \Theta < 0$, то к повышению.

Увеличение потребления электроэнергии при изменении режима не обязательно связано с увеличением расхода топлива в энергосистеме, поскольку относительное изменение прироста расхода топлива, в различных зонах не одинаковое.

Изменение расхода топлива в энергосистеме определится по выражению

$$\Delta G = \frac{1}{1 - \alpha_{сн}} \cdot \frac{1}{1 - \alpha_п} P_0 g_0 [(T_0 - T_3)(1 - \alpha_1 \beta_1) \vartheta_{1,2} + T_3 (1 - \alpha_3 \beta_4) \vartheta_3] \quad /27/$$

где $\alpha_{сн}$ – коэффициент, учитывающий расход на собственные нужды в энергосистеме;

$\alpha_п$ – коэффициент, учитывающий потери энергии в энергосистеме;

$\vartheta_{1,2}$ – средний относительный прирост расхода топлива в зонах ночного провала и полупиковой;

ϑ_3 – относительный прирост расхода топлива в зоне максимума энергосистемы.

Если $\Delta G > 0$, то изменение режима электропотребления приводить к экономии топлива, если $\Delta G < 0$ – то к перерасходу.

3.I.I. Пример

Технологическая установка, потребляющая в нормальном режиме P_o = 50,4 МВт, имеет технико-экономические показатели приведенные в табл. 1 и на рис. 7

Номинальный часовой выпуск продукции $П_c$ = 4,2 т/ч. Число календарных рабочих дней установки в году - 350. Суточная продолжительность работы установки - 24. Годовой выпуск продукции П = 35300 т. Средняя норма расхода электроэнергии при номинальном режиме равна I2000 кВт.ч, годовой расход электроэнергии Э = 422,6.I0^6 кВт.ч .

Расчеты за пользование электроэнергией осуществляются по тарифу с платой за мощность, участвующую в максимуме энергосистемы, со ставками$_a$= 25,I руб/кВт, b = 0,63 коп/ /кВт.ч/.

Таблица I

Мощность, потребляемая в долях от номинальной мощности,	Часовая производительность установки в долях от номинальной	Удельный расход электроэнергии		Затраты на единицу продукции /без постоянной части и затрат на электроэнергию/	
		кВт.ч	В долях от расхода при номинальном режиме	Руб.	В долях от затрат при номинальном режиме
I,2	I,I5	I2600	I,04	8I,6	I,02
I,I	I,09	I2I20	I,0I	80,8	I,0I
I,0	I,0	I2000	I,0	80,0	I,0
0,9	0,89	I2I20	I,0I	80,8	I,0I
0,8	0,75	I2840	I,07	82,0	I,025
0,7	0,6	I3900	I,I6	84,0	I,05

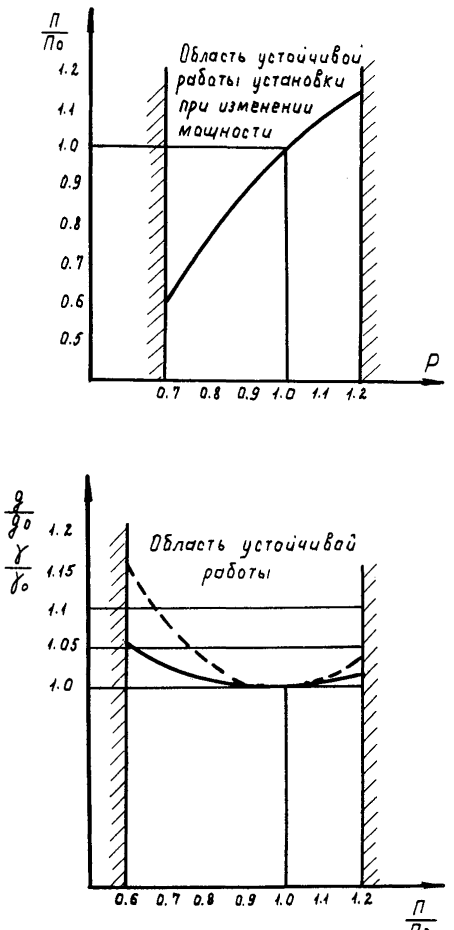

П/П₀
1.2
1.1
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
Область устойчивой работы установки при изменении мощности
P
0.7 0.8 0.9 1.0 1.1 1.2
g/g₀
γ/γ₀
1.2
1.15
1.1
1.05
1.0
Область устойчивой работы
0.6 0.7 0.8 0.9 1.0 1.1 1.2
П/П₀

Рис. 7

Продолжительность дневного максимума в энергосистеме 2ч, вечернего 4ч, всего $t_з = 2+4 = 6$ ч.

Распределение расхода электроэнергии по зонам суток: в зоне максимальных нагрузок энергосистемы $/T_з/$ $105{,}8 \cdot 10^6$ кВт.ч, в зоне $/T_0 - T_з/$ $316{,}8 \cdot 10^6$ кВт.ч.

В целях снижения платы за электроэнергию предполагается снизить мощность в часы максимума энергосистемы, но так чтобы в следующие часы суток недовыпуск продукции в часы максимума был компенсирован, т.е. чтобы суточный план выпуска продукции, равный $24П_0$, был выдержан. Предельная возможность форсированного режима /табл.I/ $П_ф = 1{,}15П_0$, т.е. имеет место следующее ограничение снижения мощности установки по максимально возможному выпуску продукции вне зоны максимума энергосистемы при форсированном режиме.

$$П_ф(24-t_з) = 1{,}15П_0(24-6) = 20{,}7П_0$$

Следовательно, минимально допустимая мощность установки в часы максимума энергосистемы /по условию сохранения суточного плана выделенная продукция/будет $t_з П_{мин} = 24П_0 - 20{,}7П_0 = 3{,}3П_0$

$$П_{мин.} = \frac{3{,}3П_0}{t_з} = \frac{3{,}3}{6}П_0 = 0{,}55П_0$$

Однако устойчивая работа установки обеспечивается только при снижении её производительности до $0{,}6П_0$ /табл.I/, что соответствует электрической мощности $P = 0{,}7P_0$, т.е. в часы максимума мощность может быть снижена только на $\Delta P = 0{,}3P_0$

Выработка продукции в часы максимума энергосистемы составит

$$0{,}6П_0 t_з = 0{,}6П_0 \cdot 6 = 3{,}6П_0$$

т.е. $\alpha_з = 0{,}6$.

Следовательно, в остальные 18 ч суток нужно выработать

$$24П_0 - 3{,}6П_0 = 20{,}4П_0$$

Распределение выпуска 20,4 $П_0$ должно быть осуществлено так, чтобы с учетом технико-экономических характеристик имел место минимум затрат на выпуск этого количества продукции. Для рассматриваемой установки это обеспечивается при равномерном режиме работы в течение этих I8 ч.

тогда $20,4 П_0 = 18 П_ф$

или $П_ф = 20,4 П_0 / 18 = 1,13 П_0$

т.е. $\alpha_1 = I,I3$

По характеристикам /табл.I и рис.7/ находим расходные коэффициенты соответствующие и :

$\alpha_1 = I,I3$ $\beta_1 = I,0I;$ $\beta_4 = I,02$

$\alpha_3 = 0,6;$ $\beta_3 = I,05;$ $\beta_6 = I,I6$

Годовой экономический эффект предприятия от снижения нагрузки в зоне максимума энергосистемы в соответствии с /24/ будет равен

$$\Delta З = 0,3 \cdot 50,4 \cdot 10^3 \cdot 35,1 + 350\{4,2 \cdot 80[24(1-1,13\ 1,01+6(1,13 \cdot 1,01 - 0,6 \cdot 1,05)] +$$
$$+4,2\ 12000[24(1-1,13\ 1,02)+6(1,13\ 1,02-0,6 \cdot 1,16)]\ 0,68 \cdot 10^{-2}\} =$$
$$= 380 \cdot 10^3 + 350[356 - (-3,39+3,06) + 340(-3,68+2,75)] = 380\ 10^3 -$$
$$- 149 \cdot 10^3 = 231\ 10^3\ руб.$$

т.е. изменение режима работы привело к годовой экономии предприятия в сумме 23I тыс.руб.

Изменение расхода электроэнергии при регулировании режима равно

$$\Delta Э = 4,2\ 12000 \cdot 350[(24-0)(1-1,13\ 1,02)+(1-0,6\ 1,16)] =$$
$$= 50,4\ 10^3\ 350(-18 \cdot 0,153 + 6 \cdot 0,304) = -11,0 \cdot 10^6\ кВт \cdot ч,$$

т.е. изменение режима привело к увеличению годового расхода электроэнергии на I7,0.I0^6 кВт.ч

Средний годовой расход электроэнергии после изменения режима составит

$$g' = \frac{422,6\ 10^6 + 17,0 \cdot 10^6}{35300} = 12400\ кВт\,ч$$

т.е. возрос на 3,5%.

Для рассмотриваемой энергосистемы

$\alpha_н = 0,06$; $\alpha_т = 0,09$; $y_{т.г} = 0,32$ кг//кВт.ч/;

$y_з = 0,5$ кг/ /кВт.ч/

Изменение расхода топлива в энергосистеме, вызванное регулированием режима электропотребления составит /27/:

$$\Delta G = \frac{1}{1-0,06} \cdot \frac{1}{1-0,09} \cdot 4,2 \cdot 12000\ 350(-18 \cdot 0,153 \cdot 0,32 + 6 \cdot 0,304 \cdot 0,5)\ 10^{-3} =$$

$$= 1,16 \cdot 50,4 \cdot 350 \cdot 0,3 = 6307$$

т.е. несмотря на увеличение расхода электроэнергии на I7.I0^{3}кВт.ч расход топлива в народном хозяйстве на выпуск рассматриваемой продукции уменьшился на 630 т. условного топлива.

График потребления электроэнергии до и после регулирования режима показан на рис.8.

3.2. Тариф дифференцированный по зонам суток /сезонам года/.

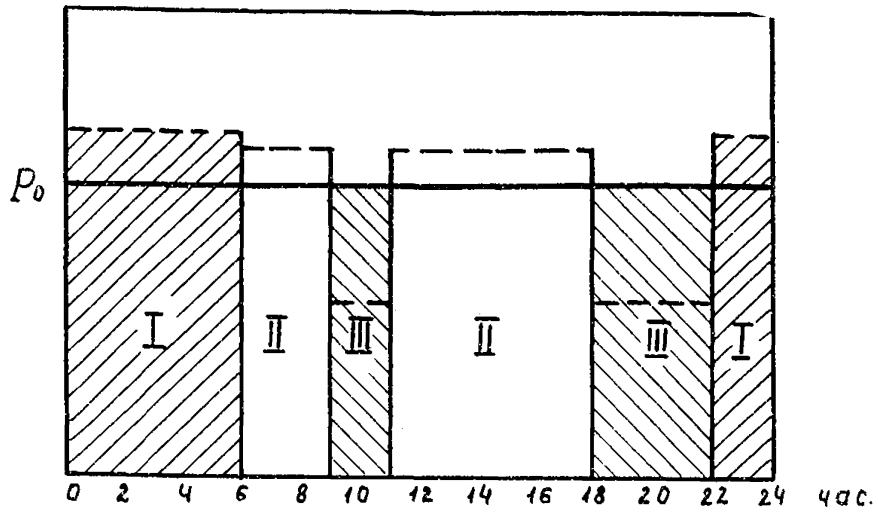
Годовые затраты предприятия до введения режимных изменений равны

$$З_0 = И_0 + П_0 K_0 D_0 (T_1 + T_2 + T_3) + П_0 g_0 (b_1 \Sigma T_1 + b_2 \Sigma T_2 + b_3 \Sigma T_3),$$

T_1, T_2, T_3 – соответственно, суточная продолжительность зон со ставками ночных провалов, полупиковой и пиковой;

$\Sigma T_1, \Sigma T_2, \Sigma T_3$ соответственно, годовая продолжительность зон со ставками ночных провалов, полупиковой и пиковых;

b_1, b_2, b_3 – соответственно, стоимость I кВт.ч в ночной, полупиковой и пиковой зонах;


P_0
I
II
III
II
III
I
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 24 час.

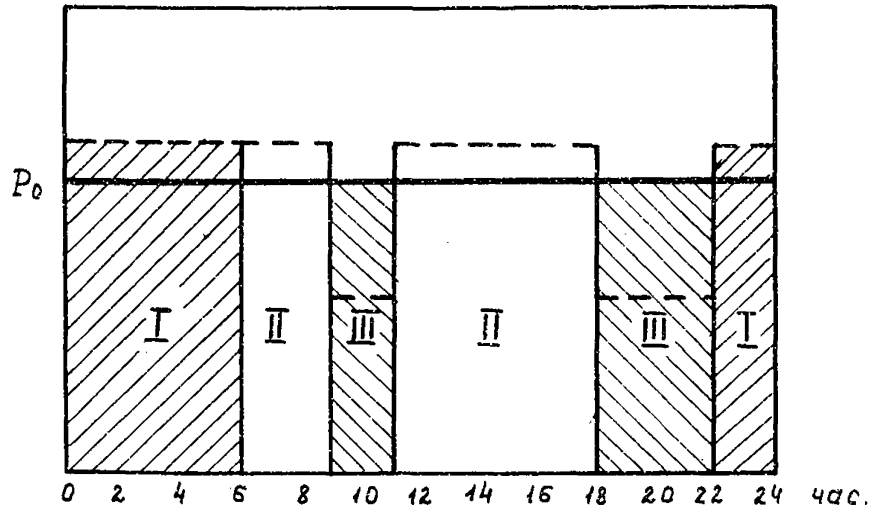

P_0
I
II
III
II
III
I
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 24 час.

Рис. 8

$\mathcal{D}_0$ – годовое число рабочих дней.

После изменения режима работы /снижения нагрузок в часы повышенной стоимости электроэнергии годовые затраты будут равны:

$$З_1 = И_0 + П_0 \gamma_0 (\mathcal{D}_0 - \mathcal{D}_р)(T_1 + T_2 + T_3) + П_0 g_0 (b_1 \Sigma' T_1 + b_2 \Sigma' T_2 + b_3 \Sigma' T_3) +$$
$$+ П_0 б_0 \mathcal{D}_р (\alpha_1 \beta_1 T_1 + \alpha_2 \beta_2 T_2 + \alpha_3 \beta_3 T_3) + g_0 П_0 \mathcal{D}_р (b_1 \alpha_1 \beta_4 T_1 + b_2 \alpha_2 \beta_5 T_2 + b_3 \alpha_3 \beta_6 T_3) +$$
$$+ \Delta K (E + P) + \Delta Ф$$

где $\Sigma' T_1, \Sigma' T_2, \Sigma' T_3$ – соответственно, продолжительность зон со ставками ночных провалов, полупиковой и пиковой в течение нерегулируемой части года;

$\mathcal{D}_р$ – число дней в году с регулированием режима электропотребления;

$\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ – коэффициенты, учитывающие изменение часового выпуска продукции в зонах T_1, T_2, T_3 ;

$\beta_1, \beta_2, \beta_3$ – коэффициенты, учитывающие изменение удельных расходов сырья, материалов, энергоресурсов /кроме электропотребления/ при изменении часового выпуска продукции в зонах T_1, T_2, T_3 ;

$\beta_4, \beta_5, \beta_6$ – коэффициенты, учитывающие изменение удельного расхода электроэнергии при изменении часового выпуска продукции в зонах T_1, T_2, T_3 ;

Годовой экономический эффект от перевода нагрузки из зоны большой стоимости киловаттчаса / T_3, T_2 / в зону меньшей стоимости / T_1, T_2 / будет равен

$$\Delta З = З_0 - З_1 = П_0 \gamma_0 \mathcal{D}_р (T_1 + T_2 + T_3) + П_0 g_0 [b_1 (\Sigma T_1 - \Sigma' T_1) +$$
$$+ b_2 (\Sigma T_2 - \Sigma' T_2) + b_3 (\Sigma T_3 - \Sigma' T_3) - П_0 \gamma_0 \mathcal{D}_р (\alpha_1 \beta_1 T_1 + \alpha_2 \beta_2 T_2 + \alpha_3 \beta_3 T_3)$$
$$- \mathcal{D}_р П_0 g_0 (b_1 \alpha_1 \beta_4 T_1 + b_2 \alpha_2 \beta_5 T_2 + b_3 \beta_6 \alpha_3 T_3) - \Delta K (E + P) - \Delta Ф =$$
$$= П_0 \{ \gamma_0 \mathcal{D}_р [T_1 (1 - \alpha_1 \beta_1) + T_2 (1 - \alpha_2 \beta_2) + T_3 (1 - \alpha_3 \beta_3)] + g_0 [b_1 (\Sigma T_1 -$$
$$- \Sigma' T_1 - \mathcal{D}_р \alpha_1 \beta_4 T_1) + b_2 (\Sigma T_2 - \Sigma' T_2 - \mathcal{D}_р \alpha_2 \beta_5 T_2) + \quad /129/$$
$$+ b_3 (\Sigma T_3 - \Sigma' T_3 - \mathcal{D}_р \alpha_3 \beta_6 T_3)] \} - \Delta K (E + P) - \Delta Ф$$

Если регулирование ведется ежесуточно в течение $\mathcal{D}$ суток и длительность зон T_1, T_2 и T_3 в сутках неизменены, то выражение / 29 / примет вид / 1 /:

$$\Delta \mathcal{Э} = \mathcal{D} \Pi_0 \{ g_0 [b_1 T_1 (1-\alpha_1 \beta_4) + b_2 T_2 (1-\alpha_2 \beta_5) + b_3 T_3 (1-\alpha_3 \beta_6)] + \gamma_0 [T_1 (1-\alpha_1 \beta_1) + T_2 (1-\alpha_2 \beta_2) + T_3 (1-\alpha_3 \beta_3)] \} - \Delta K (E+P) - \Delta \Phi \quad /30/$$

где $\mathcal{D}$ – годовое число рабочих дней.

Расход электроэнергии изменится не величину:

в зоне ночного провала /зона T_1 /

$$\Delta \mathcal{Э}_1 = \Pi_0 g_0 \mathcal{D} (1-\alpha_1 \beta_4) T_1 \quad /31/$$

в зоне полупиковой /зона T_2 /

$$\Delta \mathcal{Э}_2 = \Pi_0 g_0 \mathcal{D} (1-\alpha_2 \beta_5) T_2 \quad /32/$$

в пиковой зоне / T_3 /

$$\Delta \mathcal{Э}_3 = \Pi_0 g_0 \mathcal{D} (1-\alpha_3 \beta_6) T_3 \quad /33/$$

Суммарное изменение расхода электроэнергии:

$$\Delta \mathcal{Э} = \Pi_0 g_0 \mathcal{D}_p [T_1 (1-\alpha_1 \beta_4) + T_2 (1-\alpha_2 \beta_5) + T_3 (1-\alpha_3 \beta_6)] \quad /34/$$

здесь $\mathcal{D}_p$ – число дней в году с регулированием режима электропотребления

Если в выражениях / 31-33/ $\Delta \mathcal{Э} > 0$, то изменение режима привело к увеличению и снижению расхода электроэнергии, если

$\Delta Э < 0$, то к увеличению.

Соответственно изменение расхода топлива в энергосистеме будет равно

$$\Delta G = \frac{1}{1-\alpha_{сн}} \cdot \frac{1}{1-\alpha_{п}} П_0 g_0 Д_р [T_1(1-\alpha_1\beta_4)\varphi_1 + T_2(1-\alpha_2\beta_5)\varphi_2 + T_3(1-\alpha_3\beta_6)\varphi_3] \quad /35/$$

где $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3$ – относительные приросты расхода топлива в соответствующих зонах графика нагрузки.

3.2.I. Пример.

Технологическая установка, рассмотренная в примере 3.I.I., работает в энергосистеме, в которой действует тариф дифференцированный по зонам суток, со ставками . $в_1$ = 0,7 коп/кВт.ч

$в_2$ =I,0 коп/кВт.ч, $в_3$ = 3,0 коп/кВт.ч

Продолжительность ночного провала 8ч, полупиковой зоны – I0ч, максимумов энергосистемы – 6ч. В рассматриваемой энергосистеме

$\alpha_{сн}$ = 0,06; $\alpha_{п}$ = 0,09; φ_1 =0,28 кг/кВт.ч;

φ_2 = 0,34 кг/кВт.ч; φ_3 = 0,5 кг/кВт.ч.

Предлагается снизить нагрузку в часы максимума энергосистемы. Число дней в году с регулированием режима электропотребления

$Д$ = 2I0.

Предельное снижение нагрузки $P = 0,73 P_0$, что соответствует производительности $П$=0,6 $П_0$. Предельная мощность форсированного режима $П_ф$= I,I5 $П_0$. Предполагается, что в период ночного провала графика энергосистемы технологические установки будут работать на предельно допустимом форсированном режиме, т.е. α_1 = I,I5. Тогда за время T_1 = 8ч будет выпущено продукции

$$8 \cdot 1,15 П_0 = 9,2 П_0$$

Следовательно в полупиковой зоне должно быть выпущено

$$20,4 П_0 - 9,2 П_0 = II,2 П_0 \quad \text{или}$$

в час II,2 $П_0$/I0 = I,I2 $П_0$ т.е. α_2 = I,I2

Технико-экономические коэффициенты, соответствующие принятому режиму будут равны /рис.7 и табл.I/:

α_1 =I,I5; β_1 = I,02; β_4 =I,025;

α_2 =I,I2; β_2 =I,009; β_5 =I,0I9;

α_3 =0,6; β_3 =I,05; β_6 =I,I6.

Годовой экономический эффект от изменения режима электропотребления в соответствии с / 30 / составит:

$$\Delta Э = 210 \cdot 4,2 \{12000[0,7 \cdot 10^{-2} 8(1-1,15 \cdot 1,025) + 1,0 \cdot 10^{-2} \cdot 10(1-1,12 \cdot 1,019) + 3,0 \cdot 10^{-2} \cdot 6(1-0,6 \cdot 1,16)] + 80[8(1-1,15 \cdot 1,02) + 10(1-1,12 \cdot 1,009) + 6(1-0,6 \cdot 1,05)]\} =$$

$$= 210 \cdot 4,2 (12 \cdot 10^3 \cdot 0,03 - 80 \cdot 0,46) = 282 \cdot 10^3 \text{ руб}$$

Регулирование режима электропотребления приведет к изменению расхода электроэнергии у потребителя на величину (34)

$$\Delta Э = 210 \cdot 4,2 \cdot 12 \cdot 10^3 [8(1-1,15 \cdot 1,025) + 10(1-1,12 \cdot 1,019) + 6(1-0,6 \cdot 1,16)] = (-14,94 - 14,88 + 19,26) 10^6 = -10,56 \cdot 10^6 \text{ кВт.ч}$$

Расход электроэнергии в зонах T_1, T_2, T_3 до регулирования составлял /за 2I0 суток/.

$Э_I$ = 84,67.I0^6 кВт.ч

$Э_2$ = I05,84.I0^6 кВт.ч

$Э_3$ = 63,50.I0^6 кВт.ч

Расход электроэнергии в этих же зонах после регулирования составляет $Э_1'$ = 99,6I.I0^6 кВт.ч

$Э_2'$ = I20,72.I0^6 кВт.ч

$Э_3'$ = 44,24.I0^6 кВт.ч

Изменение расхода топлива в системе в результате регулирование составляет

$$\Delta G = \frac{1}{1-0,06} \cdot \frac{1}{1-0,09} (-14,94 \cdot 10^6 \cdot 0,28 \cdot 10^{-3} - 14,88 \cdot 10^6 \cdot 0,34 \cdot 10^{-3} + 19,26 \cdot 10^6 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3}) = 1,16 (-4,18 - 5,0 + 9,63) 10^3 = 450 \text{ т}$$

т.е. изменение режима привело к экономии 450 тонн топлива.

Р А З Д Е Л 4

Оптимизация режимов электропотребления при ограничениях

Необходимость регулирования режима потребления электроэнергии на промышленных предприятиях может возникнуть по следующим причинам:

а/ из-за ограничений, вводимых энергетическими системами при недостатках мощности или энергии;

б/ из-за ограничений по пропускной способности, возникающих по той или иной причине в узлах нагрузки энергетической системы или в системах электроснабжения промышленных предприятий;

в/ из-за стремления предприятий снизить мощность потребляемую в часы максимума энергетической системы.

Очевидно, что независимо от причин, вызвавших необходимость регулирования электроэнергии, следует стремиться к оптимальному решению при создавшихся условиях.

Ограничения в потреблении мощности или энергии приводит к отклонению режима работы технологических установок предприятия от номинального и возникновению у предприятия ущерба. Поэтому оптимизационной задачей в данном случае будет распределение ограниченной мощности /энергии/ между технологическими установками предприятия, обеспечивающее минимальный ущерб.

Рассмотрим предприятие состоящее из n независимых технологических установок. В нормальных условиях мощности, потребляемые установками, равны P_{nj},
суммарная единовременная мощность /без учета потерь в сети/

$$P_{n\Sigma} = \sum_{1}^{n} P_{nj} \alpha_j$$

где j – номер технологической установки;

α_j – коэффициент, учитывающий одновременность участия мощности установки в суммарной мощности.

Поскольку располагаемая мощность уменьшилась до $P_{пр}$, то необходимо снизить суммарную потребляемую мощность технологических установок, так чтобы $P_{\Sigma} \le P_{пр}$.

В первую очередь необходимо пересмотреть режим таких электроприемников, изменение работы которых не отразится на экономии предприятия. Когда эта возможность исчерпана приходится так или иначе изменять мощность технологических установок.

Отклонение режима этих установок от нормального приводит к возникновению потерь – ущербу $У$.

Для каждой технологической установки должны быть выявлены технико-экономические и энергетические характеристики, позволяющие получить зависимость

$$У = f(P_j) \quad \text{при} \quad 0 \le P_j \le P_{нj}$$

Общий уровень предприятия при ограничениях будет

$$У(P_{пр}) = \sum_{j=1}^{n} У(P)_j \qquad 36/$$

Мощность, потребляемая установками /без учета потерь в сетях/, связана уравнением

$$P_{пр} = \sum_{j=1}^{n} P_j \alpha_j \quad ^{x)} \qquad 37/$$

Необходимо так распределить ограниченную мощность $P_{пр}$ между n установками, чтобы ущерб всего предприятия был минимальным.

---

x/ В дальнейшем для краткости записи исключаем α_j, имея в виду, что рассматриваются мощности, одновременно участвующие в P_{Σ} или $P_{пр}$.

Максимальная формулировка такой задачи будет [1]:
найти оптимальное распределение ограниченной мощности между потребляющими установками

$$\mathcal{F}(P) = P_{пр} = \sum_{j=1}^{n} P_j \qquad /38/$$

обеспечивающее

$$\min \mathcal{Y}(P_{пр}) = \min \sum_{j=1}^{n} \mathcal{Y}(P)_j \qquad /39/$$

где $P_{пр} < P_{пг}$ – предельная располагаемая мощность;

$P_{пг}$ – максимальная мощность, потребляемая предприятием при режиме без ограничения;

$\mathcal{Y}(P)_j$ – ущерб j -й установки, при ограничении;

$\mathcal{Y}(P_{пр})$ – суммарный ущерб всего предприятия при ограничениях.

Решить эту задачу можно методом неопределенных множителей Лагранжа.

Обозначим суммарный ущерб, минимум которого соответствует оптимальному распределению ограниченной мощности $P_{пр}$ между n установками через $\mathcal{Y} = \mathcal{Y}_1 + \mathcal{Y}_2 + \ldots + \mathcal{Y}_j + \ldots \mathcal{Y}_n$ /40/

Искомыми переменными являются мощности n технологических установок, которые связаны уравнением

$$F = P_1 + P_2 + \ldots + P_j + \ldots + P_n - P_{пр} = 0$$

Тогда функция Лагранжа примет вид

$$\varphi = \mathcal{Y} + \lambda F \qquad /41/$$

где λ – некоторый неопределенный множитель /множитель Лагранжа/

Условие экстремума будет

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_1} = \frac{\partial y}{\partial P_1} + \lambda \frac{\partial F}{\partial P_1} = 0, \qquad /42/$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_j} = \frac{\partial y}{\partial P_j} + \lambda \frac{\partial F}{\partial P_j} = 0,$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_n} = \frac{\partial y}{\partial P_n} + \lambda \frac{\partial F}{\partial P_n} = 0;$$

Поскольку в функциях y и F лишь по одному слагаемому зависит от любого аргумента P_j, то с учетом /40/ и /41/ уравнение /42/ примет вид

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_1} = \frac{\partial y_1}{\partial P_1} + \lambda = 0,$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_j} = \frac{\partial y_j}{\partial P_j} + \lambda = 0, \qquad /43/$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_n} = \frac{\partial y_n}{\partial P_n} + \lambda = 0$$

Из /43/ имеем

$$\frac{\partial y_1}{\partial P_1} = \frac{\partial y_2}{\partial P_2} = \ldots = \frac{\partial y_j}{\partial P_j} = \ldots = \frac{\partial y_n}{\partial P_n} = -\lambda, \qquad /44/$$

или $$\lambda = -\frac{\partial y}{\partial P} \qquad /45/$$

Из /45/ следует, что λ равна изменению ущерба установки при изменении мощности установки на единицу.

При $\partial P = 1$ имеем $\lambda = \partial y$ и, следовательно, если y выражено в рублях, а P в киловаттах, то размерность λ будет в рублях на 1 кВт.

Частную производную от ущерба установки по мощности $\partial y/\partial P$ называют удельным приростом ущерба и обозначают буквой β [1].

Из /44/ следует, что оптимальное распределение ограниченной мощности между установками будет достигнуто при соблюдении условия, что

$$\beta_1 = \beta_2 = \ldots = \beta_j = \ldots = \beta_n;$$

т.е. условием оптимального распределения ограниченной мощности между установками является принцип распределения по равенству относительных приростов ущербов. Как уже указывалось выше, для решения задачи наивыгоднейшего распределения ограниченной мощности между установками предприятия необходимо иметь характеристики удельных приростов ущербов каждой установки и всего предприятия. Для этого, пользуясь характеристиками $y = f(P)$, строят характеристики удельного прироста ущерба каждой установки /рис.9/. По характеристикам отдельных установок строят общую характеристику удельных приростов ущерба всего предприятия.

4.I. Пример

Предприятие состоит из трех независимых технологических установок, потребляющих в номинальном режима, соответственно $P_{н1}$ =I0 МВт; $P_{н2}$ =20 МВт; $P_{н3}$ = 40 МВт. Характеристики удельных приростов ущерба установок при мощностях ниже номинальных показано, соответственно, на рис.9 т.I,2 и 3. Задаваясь относительными приростами ущерба находим соответствующие им мощности каждой установки. Суммарная мощность мощностей трех установок будет соответствовать принятому приросту ущерба всего предприятия. На рис. 9 показано построения одной точки характеристики прироста ущерба всего предприятия для β =2,5. Этому приросту со-

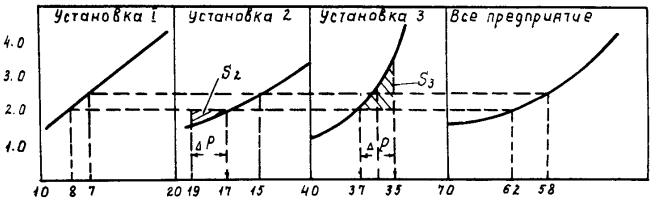


Рис. 9 Характеристики удельных приростов ущербов установок № 1, № 2, № 3 и всего предприятия
Номинальные мощности $P_{н1}$ = 10 мвт; $P_{н2}$ = 20 мвт; $P_{н3}$ = 40 мвт; $P_{нΣ}$ = 70 мвт.

ответствует мощность I-й установки - 7 МВт, второй - I5 МВт и 3-й - 36 МВт. Тогда для характеристики всего предприятия находим точку А с координатами β=2,5; P = 7 + I5+36 = 58 МВт. Так, задаваясь различными значениями β, находят другие точки кривой прироста всего предприятия.

Имея указанные характеристики можно найти оптимальное распределение для любого ограничения мощности.

Предположим, что для рассмотренного предприятия введено ограничение $P_{пр\Sigma}$ = 62 МВт.

Этому значению мощности из кривой Σ рис. 9 соответствует точка В. Прямая, параллельная оси абсцисс, проведенная через точку В, определит на пересечении с характеристиками установок I,2 и 3 их мощности, отвечающие оптимальному распределению ограниченной мощности /т.е. при $P_{пр\Sigma}$ = 62 МВт, имеем $P_{опт1}$ = 8 МВт, $P_{опт2}$ = I7 МВт и $P_{опт3}$ = 37 МВт, всего 8+I7+37 = 62 МВт/.

Приложение I

к" Указаниям по регулированию режимов электропотребления"

ПЛАН-ГРАФИК

постоянно-действующих регулировочных мероприятий

№№ пп	Министерство (ведомство) предприятие	Максимальная нагрузка предприятия						Мероприятия по снижению нагрузки	Величина снижения нагрузки от ожидаемого максимума			
		Заявленный максимум прошедшего года		Максимум режимного дня декабря прошедшего года		Ожидаемый максимум			квт		%	
		утренний	вечерний	утренний	вечерний	утренний	вечерний		утреннего максимума	вечернего максимума	утреннего максимума	вечернего максимума
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3

Примечание: I. Величина ожидаемого максимума предприятия определяется в соответствии с действующими "Указаниями по определению заявляемой мощности предприятия в часы максимума энергосистемы (договорной)".

2. Заполнить все графы таблицы.

Приложение 2

к указаниям по регулированию режимов электропотребления"

ПЛАН-ГРАФИК

проведения непостоянно-действующих регулировочных мероприятий

№ пп	Министерство (ведомство) предприятие	Максимальная нагрузка предприятия						Мероприятия по снижению нагрузки	Время проведения мероприятий		Величина снижения нагрузки от ожидаемого максимума			
		Заявленный максимум прошедшего года		Максимум режимного дня декабря прошедшего года		Ожидаемый максимум			Число месяц	Часы суток	кВт		%	
		утренний	вечерний	утренний	вечерний	утренний	вечерний				утреннего максимума	вечернего максимума	утреннего максимума	вечернего максимума
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5

Примечание: I. Величина ожидаемого максимума предприятия определяется в соответствии с действующими "Указаниями по определению заявляемой мощности предприятия в часы максимума энергосистемы (договорной)".

2. Заполнить все графы таблицы.

Приложение 3

к "указаниям по регулированию режимов электропотребления"

ПЛАН-ГРАФИК

введения перспективных регулировочных мероприятий

№№ пп	Министерство (ведомство) предприятие	Мероприятия по снижению нагрузок	Срок введения мероприятия
I	2	3	4

Приложение 4

к "Указаниям по регулированию режимов электропотребления"

СВЕДЕНИЯ

о проведении работы по регулированию максимальных нагрузок энергосистемы

№№ пп	Снижение нагрузки по отдельным группам мероприятий	Ожидаемая нагрузка энергосистемы	Величина снижения нагрузки от ожидаемой нагрузки энергосистемы			
			кВт		%	
			утреннего максимума	вечернего максимума	утреннего максимума	вечернего максимума
I	2	3	4	5	6	7
I.	Постоянно действующие регулировочные мероприятия					
2.	Постоянно действующие регулировочные мероприятия					
3.	Мероприятия, расчитанные на перспективу					
	Всего: (без учета перспективных регулировочных мероприятий)					

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

I. Михайлов В.В., Тарифы и режимы электропотребления, М. "Энергия" I974, I28 с.

2. Горнштейн В.М. Наивыгоднейшее распределение нагрузок между параллельно работающими электростанциями. М.-Л., Госэнергоиздат, I949, 220 С.

СОДЕРЖАНИЕ

I Директивная часть I
2 Методическая часть I3
3 Раздел I Введение I3
4 Раздел 2 Оптимизация режимов электропотребления по минимуму народнохозяйственных затрат
5 Раздел 3 Вариантные расчеты по оптимизации режимов электропотребления
6 Раздел 4 Оптимизация режимов при ограничениях
7 Приложения
8 литература

Подписано в печать 7.08.79 Формат 60x84 I/I6
Бумага Типогр. Ротапринт Усл.печ.л. 3,95
Уч.-изд.л. 3,2 Тираж I040 экз. Заказ №8I6 Цена 48 коп.

gost.e-ecolog.ru

ио-технической информации по энергетике и электрификации Минэнерго СССР, Москва, проспект Мира, дом № 68
Типография Информэнерго, Москва, I-й Переяславский пер.,д. 5