

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ БССР

БЕЛОРУССКИЙ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
ИНСТИТУТ

На правах рукописи

Инженер В.А. ЯНИЦКИЙ

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ
НА ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПАРОВОЗОВЫХ
УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

/05.273. Промышленная теплоэнергетика/

А в т о р е ф е р а т
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Минск, 1971

Работа выполнена в секторе оптимизации тепловых электростанций
Белорусского филиала ЭНИНа им. Г.М. Кржижановского.

Научный руководитель – кандидат техни-
ческих наук В.А. МИНКОВ.

Официальные оппоненты :
доктор технических наук, профессор
Г.А. МАТВЕЕВ ;
кандидат технических наук, и.о.до-
цента Б.В. ЯКОВЛЕВ.

Ведущее предприятие – Минское отде-
ление государственного союзного про-
ектного института "Промэнергопроект".

Автореферат разослан "30" сентября 1971 г.

Защита диссертации состоится "26" ноября 1971 г.
на заседании Совета по присуждению ученых степеней по энергети-
ческим специальностям при Белорусском ордена Трудового Красного
Знамени политехническом институте.

Отзывы (в 2-х экземплярах) просим направлять по адресу :

г. Минск-27, Ленинский проспект 65,
Белорусский политехнический институт,
Ученому секретарю Совета

Дата защиты будет объявлена в газете "Вечерний Минск".
С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке БПИ.

Ученый секретарь Совета –
кандидат технических наук, доцент

– Л.Л. ЧЕРВИНСКИЙ

Использование парогазового цикла для создания энергоустановок может дать существенный народнохозяйственный эффект. Как известно, сооружение на тепловых электростанциях парогазовых установок вместо паротурбинных при одинаковых начальных параметрах пара обеспечивает экономию расчетных затрат до 7 + 8% (А.И. Андрищенко, И.И. Кириллов, М.И. Корнеев). Расширение отечественного газотурбинного парка, намечившееся решение проблемы обеспечения газовых турбин топливом и большие прогнозные запасы природного газа позволяют оптимистически смотреть на возможность широкого их использования в энергетике.

Создание высокоэкономичных парогазовых установок требует обоснованного выбора их тепловых схем, параметров рабочих тел и других характеристик, влияющих на технико-экономические показатели. В настоящее время для этой цели широко используются методы, основанные на исследованиях экономико-математических моделей, позволяющие учесть сложное и многообразное влияние различных факторов на эффективность энергоустановок. Однако в выполненных исследованиях по оптимизации ПГУ не учитывается тот факт, что в различных энергосистемах они будут находиться в существенно различных режимных условиях эксплуатации.

В целом проблема учета в оптимизационных исследованиях работы теплоэнергетических установок в различных режимных условиях важна в связи с сложившимися существенно различными режимами эксплуатации оборудования ТЭС в восточных и западных районах страны. Однако в применении к парогазовым установкам она особенно важна ввиду того, что предложено много схем ПГУ и способов регулирования их нагрузки. А для различных схем ПГУ и способов регулирования нагрузки влияние режимов эксплуатации существенно различно.

Из вышесказанного исходит основная цель диссертационной работы - исследование влияния режимов эксплуатации на выбор оптимальных параметров парогазовых установок электростанций.

Диссертация состоит из введения, четырех глав и общих выводов

В первой главе формируются исходные условия для исследования влияния режимов эксплуатации на выбор параметров и схем ПТУ; определяются перспективные схемы и режимы эксплуатации.

Во второй главе формируются характеристики ПТУ, которые в дальнейшем используются при разработке методики комплексной оптимизации парогазовых ТЭЦ с учетом режимных особенностей эксплуатации:

а) разрабатывается методика построения энергетических характеристик ПТУ;

б) формируются режимные характеристики ПТУ.

В третьей главе излагается методика комплексной оптимизации наиболее сложных парогазовых электростанций - теплоэлектроцентралей (методика разрабатывается в применении к ТЭЦ с типовым тепло-механическим оборудованием).

В четвертой главе выполняется комплексная оптимизация на основании расчетов по разработанной методике, производится анализ влияния режимов эксплуатации и других исходных условий на выбор оптимальных параметров ТЭЦ и даются практические рекомендации.

I

Учет переменных режимов необходим при оптимизации параметров и схем энергоустановок, а также при выборе соотношения электрических и тепловых мощностей теплоэлектроцентралей.

Чаще всего переменные режимы учитываются при выборе оптимального соотношения электрических и тепловых мощностей ТЭЦ. При этом расчет затрат в топливо производится с помощью энергетических характеристик по суммарной выработке тепловой и электрической

энергии (Г.Б.Левенталь, А.И.Корнейчев, Д.Т.Аршакян и др.). Однако такое определение затрат на топливо для ПГУ может привести к ощутимой погрешности, так как зависимость расхода топлива ПГУ от нагрузки может быть существенно нелинейной. Нелинейность энергетических характеристик делает необходимым учет почасового изменения нагрузок.

Для учета переменных режимов при выборе оптимальных параметров энергоустановок А.И.Андрющенко и Р.Э.Аминовым разработан метод интегральных коэффициентов, позволяющий получить характеристики переменных режимов энергоустановок посредством умножения характеристик расчетного режима на коэффициенты, не зависящие от величины оптимизируемого параметра и, следовательно, для различных вариантов установки постоянные.

Однако этот метод пригоден при оптимизации только некоторых параметров, изменение которых не сказывается на величине интегральных коэффициентов.

Изменение нагрузки ПГУ характеризуется не только изменением мощности газотурбинной и паротурбинной ступеней (ГС и ПС) ПГУ, но и переменным взаимодействием между ними. В зависимости от схемы установки снижение нагрузки может сопровождаться постепенным вытеснением паровой регенерации при сохранении практически постоянного теплообмена между газотурбинной и паротурбинной ступенями или уменьшением теплообмена при неизменной паровой регенерации. Регулирование нагрузки может также осуществляться одним из промежуточных способов. Возможны также одновременное снижение нагрузки газотурбинной и паротурбинной ступеней ПГУ и другие методы осуществления совместной их работы в составе ПГУ. Следовательно, учет переменных режимов при выборе схемы установки весьма важен. Однако приемлемые разработки в этом направлении отсутствуют, так как известные в настоящее время способы учета переменных режимов не позволяют учесть указанные особенности регулирования нагрузки ПГУ и, следовательно, не могут быть использованы при разработке оптимизационных моделей.

Принципиально учет переменных режимов может быть произведен посредством тепловых расчетов установки на отдельных режимах. Однако это связано с существенными затруднениями из-за чрезмерного усложнения оптимизационной модели и не всегда осуществимо даже при использовании новейшей вычислительной техники.

Таким образом, общей методики учета переменных режимов при оптимизации теплоэнергетических установок, в особенности ПГУ, не имеется. Поэтому данная работа ставит своей целью разработать такую методику, которая была бы пригодна как для комплексной оптимизации, так и для определения эффективности ПГУ в различных условиях эксплуатации.

Конкретные аналитические зависимости, используемые для построения математической модели, могут существенно отличаться в зависимости от схемы ПГУ и способа регулирования нагрузки. Поэтому методика излагается на примере наиболее подготовленных к реализации установок - с простейшими газотурбинными установками и типовыми паровыми турбинами.

Указанные ПГУ могут выполняться как со сложными последовательно-параллельными схемами подогрева питательной воды (М.И. Корнеев и др.), так и с упрощенными последовательными схемами (2-3 ступени паровой регенерации и одноступенчатый экономайзер).

Расчеты показали, что в зависимости от исходных условий могут найти применение обе эти схемы,

При замыкающих затратах в топливо более 18-20 руб/тут целесообразно создавать установки со сложными тепловыми схемами, при замыкающих затратах менее 15 руб/тут более экономичными оказываются упрощенные ПГУ.

Как известно, тепловая экономичность сложной схемы при номинальной нагрузке выше, чем упрощенной. Однако определение эффективности ПГУ с учетом переменных режимов показывает, что при сниженных нагрузках (когда паровая регенерация в сложной схеме практически отключена) тепловая экономичность установок отличается незначительно. Вследствие этого экономия топлива от внедрения сложных схем ПГУ, рассчитанная с учетом переменных режимов, получается значительно меньше, чем без их учета.

Более высокая эффективность упрощенной схемы, чем сложной, в районах, характеризующихся небольшими замыкающими затратами в топливо, может быть обеспечена при реконструкции ЧНД (в некоторых случаях и ЧСД) паровой турбины с тем, чтобы при сбросе пара отключенных отборов в конденсатор не ухудшился внутренний к.п.д. турбины и не изменилось давление в конденсаторе. В этом случае повышение максимальной мощности, а, следовательно, и снижение удельной стоимости больше у упрощенных установок, что и обеспе-

чивает их более высокую (на 0,25÷ 0,7%) эффективность.

Для этих установок во 2-й главе выводятся аналитические выражения, определяющие их тепловую экономичность на переменных режимах и определяются оптимальные режимы эксплуатации при заданных графиках нагрузок и составе оборудования энергосистемы - формируются энергетические и режимные характеристики ПГУ.

II

Для расчета тепловой экономичности ПГУ на переменных режимах в работе используются энергетические характеристики (ЭХ), под которыми понимается зависимость, устанавливающая связь между расходом тепла энергоустановкой и ее нагрузкой.

Согласно разработанной методике построения ЭХ ПГУ расход тепла парогазовой установкой представляется как функция следующих величин:

$$Q_{прг} = \frac{1}{\eta_{пр} \eta_{сж}} (Q_n + Q_r - Q_{втр}) \quad (I)$$

Здесь Q_n , Q_r , $Q_{втр}$ - расход тепла ПС, ГС и теплообмен между ними;

$\eta_{пр}$, $\eta_{сж}$ - к.п.д. парогенератора (без η_2) и коэффициент, учитывающий затраты на собственные нужды.

В свою очередь, величины Q_n , Q_r , $Q_{втр}$ определяются в функции нагрузки ПГУ.

Так как все возможные способы регулирования нагрузки ПГУ сводятся к регулированию мощности ГС, ПС и теплообмена между ними, то определение $Q_{прг}$ в виде суммы (алгебраической) указанных выше трех составляющих позволяет учесть любые особенности регулирования мощности установки.

Величины Q_n и Q_r определяются с использованием данных автономной эксплуатации турбоагрегатов.

При включении типовой паровой турбины в состав ПГУ частично отключается ее паровая регенерация. Преобразование ЭХ паровой турбины - зависимости $Q_n = f(N_2, Q_r)$ - с нормальной регенеративной схемой в ЭХ ПС с сокращенной паровой регенерацией производится с использованием коэффициентов энергоценности, рассчитанных по методике, предложенной А.Э.Гельтманом и А.М.Икртчяном.

В большинстве разработанных схем ПГУ электрическая мощность ГС не регулируется. Однако, если ПГУ выполнена по схеме с ВПГ, то Q_r и электрическая мощность ГС - N_r вынужденно изменяются при снижении нагрузки паротурбинной ступени вследствие изменения теплоемкости и расхода продуктов сгорания, поступающих в газовую турбину. В этом случае Q_r и N_r рассчитываются по выражениям, позволяющим определить изменение теплоемкости и расхода продуктов сгорания в зависимости от расхода тепла ПС.

Теплообмен между ступенями ПГУ - $Q_{\text{втр}}$ определяется в функции расхода тепла ПС по выражениям, полученным с использованием основных положений теплопередачи.

Таким образом, ЭХ ПГУ, кроме выражения вида (I), включает следующие зависимости:

$$Q_n = f_1(N_s, Q_r), \quad Q_r = f_2(Q_n), \quad N_r = f_3(Q_n), \quad Q_{\text{втр}} = f_4(Q_n)$$

Для исследования влияния переменных режимов теплоэнергетических установок наряду с энергетическими характеристиками нужны и режимные

Под режимными характеристиками энергоустановок понимаются зависимости и соотношения, позволяющие определить перспективные режимы эксплуатации.

Наиболее сложны режимные характеристики теплофикационных установок, вырабатывающих электроэнергию по теплофикационному и конденсационному циклам ввиду необходимости регулирования отпуска двух видов энергии - тепловой и электрической.

Поэтому в работе формируются режимные характеристики именно этих теплофикационных ПГУ, что позволяет легко перейти к анализу более простых случаев.

Так как экономичность выработки электроэнергии теплофикационными установками на тепловом потреблении и по конденсационному циклу существенно различна, режимные характеристики в первую очередь должны определять их соотношение.

Выработка электроэнергии на тепловом потреблении, располагающаяся в базовой части графиков электрических нагрузок системы зависит от конфигурации графика тепловых нагрузок ТЭЦ по продолжительности, который в работе аппроксимируется выражением

$$Q_{\text{ТМ}} = Q_{\text{ТО}} - (Q_{\text{ТО}} - Q_{\text{ТМ}}) \left(\frac{t_{\text{М}}}{t_{\text{О}}} \right)^{\beta}, \quad (2)$$

где $Q_{\text{ТО}}$, $Q_{\text{ТМ}}$ - максимальная и минимальная тепловые нагрузки;

τ_m, τ_0 - текущее и суммарное время графика продолжительности тепловых нагрузок

$$\beta = \tau_{ср} - \tau_{г,в} / I - \tau_{ср}, \quad \tau_{ср} = Q_T^{ср} / Q_{T0}, \quad \tau_{г,в} = Q_{Tm} / Q_{T0}.$$

Для определения же конденсационной выработки электроэнергии необходимо предварительно определить долю графиков электрических нагрузок системы, покрываемую ТЭЦ на конденсационных режимах.

Если ЭХ установки близка к линейной, то конденсационная выработка может быть приближенно определена посредством сравнения средних относительных приростов установки и конкурирующих видов энергооборудования.

Если же ЭХ существенно нелинейна (как это отмечается в упрощенной ШУ), то вопрос о конденсационной выработке может быть предварительно решен по излагаемой ниже методике.

Используя ЭХ паротурбинной ступени, можно установить связь между тепловой нагрузкой турбины на данном режиме и располагаемой конденсационной электрической мощностью.

При максимальной тепловой нагрузке Q_{T0} располагаемая конденсационная мощность минимальна и равна $N_{KO}^{расл}$ (у турбин с включенным теплофикационным пучком $N_{KO}^{расл} = 0$).

По мере снижения тепловой нагрузки до Q_{Tm} она увеличивается на

$$\Delta N_{км}^{расл} = [(q_T N_{T0} + Q_{T0}) - (q_T N_{Tm} + Q_{Tm})] / q_K \quad (3)$$

пока не достигнет максимального значения

$$N_{км(макс)}^{расл} = \frac{b Q_K^{лр} - Q_{xx}}{q_K}, \quad (4)$$

где $Q_K^{лр}$ - максимальный расход тепла ПС при отключенных регулируемых отборах;

b - коэффициент, учитывающий влияние теплофикационного потока пара.

Действительную конденсационную мощность на m -ом режиме можно представить в долях от располагаемой - $K_m N_{км}^{расл}$, где $0 \leq K_m \leq 1$.

Тогда расход тепла ПС ШУ на m -ом режиме представится как

$$Q_{лм} = Q_{xx} + q_K K_m N_{км}^{расл} + q_T N_{Tm} + Q_{Tm} \quad (5)$$

Расчет коэффициентов в (5) и величин $Q_{гтм}$, $N_{гтм}$, $Q_{гтм}$ должен производиться с учетом схемных особенностей и способов регулирования нагрузки ПГУ.

Расход тепла замыкающей КЭС на m -ом режиме равен

$$Q_{кэсм} = q_{кэс} (N_m^* - N_r - N_{гтм} - K_H N_{кзм}^{расч}),$$

где N_m^* - электрическая мощность энергосистемы.

Значение K_H , соответствующее минимуму затрат топлива в энергосистеме, определяется из условия

$$\frac{d(Q_{пгум} + Q_{кэсм})}{dK_H} = 0 \text{ при } \frac{d^2(Q_{пгум} + Q_{кэсм})}{dK_H^2} > 0$$

Согласно изложенным выше методическим положениям для упрощенных ПГУ получено следующее выражение:

$$K_{Hopt} = \frac{q_{кэс} - [1 - (2A+B) \frac{Q_{гто}}{Q_{ло}} + \frac{Q_{гто}}{Q_{ло}} 2C_2] \frac{1}{2\eta_r 2\eta_{ск}}}{2A \frac{Q_{гто}}{Q_{ло}^2} q_k N_{кзм}^{max}}, \quad (6)$$

$$\text{где } C_2 = Q_{xx} + Q_{гто}(w_r q_r + 1) - (Q_{гто} - Q_{гтм}) \left(\frac{\eta_{гт}}{\epsilon_0}\right)^{\beta} (w_r q_r + 1) - Q_{xx(k)} q_r w_r,$$

$Q_{ло}$, $Q_{гто}$ - составляющие выражения (I) на расчетном режиме;

Q_{xx} , q_k , q_r , w - коэффициенты ЭХ ПС;

$A = \Psi_1(K_{эк}, F_{эк}, d)$, $B = \Psi_2(K_{эк}, F_{эк}, d)$ - коэффициенты, зависящие от величин, определяющих теплообмен в экономайзере.

Расчеты K_{Hopt} для упрощенной ПГУ с турбинами Т-100-130 УТМС и ГТ-35/50-770 ХТГС показали, что на всех режимах $K_{Hopt} = 1$. При изменении q_k на 5+15% (что имеет место в действительности, так как принятая в ЭХ величина является средней) оптимальным условиям эксплуатации также соответствует максимальное использование конденсационной электрической мощности - $K_H = 0,9+1,0$.

Оптимальным условиям эксплуатации турбины Т-50 в составе упрощенной ПГУ соответствует $K_H = 0,5 + 0,8$.

Анализ выражений (2)+ (6) показывает, что режимная характеристика K_H зависит от величины $Q_k^{рп}$.

Учитывая это, для построения режимных характеристик необходимо определить оптимальную конденсационную электрическую мощность турбин типа Т, включаемых в состав ШУ.

Выбор конденсационной электрической мощности турбин типа Т должен учитывать, что в отопительный период ее использование весьма ограничено, а при отсутствии отопительных нагрузок существенно снижается потребление электроэнергии вследствие чего конденсационная электрическая мощность также используется неполностью.

Если в отопительный период не предусматривается разгрузка турбин типа Т по теплу с тем чтобы обеспечить полную загрузку ЧЦД и за счет этого повысить электрическую мощность турбины, изменение величины Q_k^{no} , характеризующей их конденсационную электрическую мощность вызывает изменение затрат в топливо и капиталовложений замыкающей КЭС, подхватывающей электрическую нагрузку ТЭЦ при отсутствии отопительных нагрузок, если ее участие в энергетическом балансе системы по сравнению с отопительным периодом снижается, а также вызывает изменение капиталовложений в ЧЦД турбины и затрат в топливо на выработку электроэнергии по конденсационному циклу.

Исходя из изложенных выше положений было получено выражение для определения оптимальной величины Q_k^{no} турбин типа Т в составе парогазовых и паротурбинных установок ТЭЦ.

Расчеты Q_k^{no} по этому выражению для различных режимных условий эксплуатации ТЭЦ при различных удельных замыкающих затратах в топливо и технико-экономических показателях замыкающей КЭС показали, что турбинам типа Т-100, включаемым в состав ШУ, требуется практически такая же конденсационная электрическая мощность, как у выпускаемых в настоящее время. При включении турбин типа Т-100 в состав ШУ конденсационную электрическую мощность целесообразно уменьшить на 20-30% (что зависит от их режимных условий эксплуатации).

Указанные рекомендации по выбору конденсационной электрической мощности турбин типа Т справедливы при условии, что полное ее использование (зимой для резервирования и покрытия пиков электрических нагрузок при одновременной глубокой разгрузке по теплу, летом - для участия в прохождении суточных максимумов) не требуется, что справедливо лишь для некоторых энергосистем, не испытывающих трудностей при прохождении максимумов нагрузок.

Выбор же конденсационной электрической мощности турбин типа Т

с учетом всех факторов, влияющих на нее, производится в последующих главах при комплексной оптимизации парогазовых ТЭЦ с различными режимными условиями эксплуатации.

Исследование выполняется с использованием разработанных энергетических и режимных характеристик ПГУ.

III.

Исследование влияния режимов эксплуатации на выбор оптимальных параметров и на эффективность ПГУ производится путем сравнения результатов оптимизации при различных режимных условиях эксплуатации. В качестве объекта исследования принята парогазовая ТЭЦ. Принимается, что расчетная тепловая нагрузка и график тепловых нагрузок ТЭЦ определены в результате оптимизации на более высоком уровне (на уровне энергосистемы).

Методика разрабатывается в применении к парогазовым ТЭЦ, в схемах которых в максимальной степени используется типовое тепло-механическое оборудование, поскольку этот путь внедрения ПГУ представляется наиболее реальным. Оптимизируются следующие характеристики ТЭЦ:

1. Расчетный коэффициент теплофикации или число однотипных установок n с заданной тепловой производительностью;
2. Отношение расходов рабочих тел d газотурбинной и паротурбинной ступеней;
3. Температура уходящих газов $t_{вх}$;
4. Величина $Q_k^{то}$, характеризующая конденсационную электрическую мощность турбин типа Т, включаемых в состав ПГУ.

Для ТЭЦ, покрывающих 2 графика тепловых нагрузок определяется также распределение тепловых нагрузок между отборами.

Выбор оптимального для данных условий эксплуатации типа установок ТЭЦ производится посредством сравнения расчетных затрат в энергосистеме при внедрении различных типов ТЭЦ.

В качестве критерия выбора оптимального варианта использовалось условие

$$Z_V = Z_{ТЭЦ}^B - \Delta Z_{КЭС}^B + \rho (K_{ТЭЦ} - \Delta K_{КЭС}) + \Delta Z_{топл} + \Delta Z_{д.б} \rightarrow \min, \quad (7)$$

где $Z_{ТЭЦ}^B = Z_{ТГ}^B + Z_{ПК}^B$ - затраты в топливо ТЭЦ, складывающиеся из зат-

рат на топливо для турбоустановок и пиковых котлов;
 $\Delta Z_{кэс}^{\delta}$ - экономия затрат на топливо замыкающей КЭС;
 $K_{тэц}$, $\Delta K_{кэс}$ - капиталовложения в ТЭЦ и замыкающую КЭС.

Поскольку сравниваемые варианты ТЭЦ потребляют неодинаковое количество газообразного топлива, величина $\Delta Z_{голл}$ для каждого варианта учитывает увеличение затрат замыкающего потребителя газа. Величина $\Delta Z_{д.в.}$ учитывает удорожание топливного хозяйства, если на ТЭЦ используется твердое топливо.

Выражение (7) не учитывает динамику изменения условий эксплуатации ТЭЦ во времени. Однако, как показали результаты последних исследований (Д.Т. Аршакян, М.О. Фридман), учет динамики ввода мощностей не сказывается на выборе оптимальных параметров: вариант наиболее экономичный при расчетной тепловой нагрузке является наиболее экономичным и при учете постепенности роста тепловых нагрузок.

Поэтому во избежание излишнего усложнения математической модели в качестве критерия оптимизации принято выражение (7).

Топливные составляющие выражения (7) определялись интегрированием по 4-ем участкам графика тепловых нагрузок:

I уч. (продолжительностью $0 + \tau_I$). Текущие тепловые нагрузки ТЭЦ больше тепловой производительности турбоустановок - $Q_{тн} > nQ_{т0}$

II уч. ($\tau_I + \tau_{II}$). Текущие тепловые нагрузки ТЭЦ меньше тепловой производительности турбоустановок ТЭЦ - $Q_{тн} < nQ_{т0}$ (на этом участке уменьшение расхода пара в отборы может компенсироваться увеличением конденсационного потока пара);

III уч. ($\tau_{II} + \tau_{от}$). Текущие тепловые нагрузки отопительного периода снизились настолько, что при максимальной загрузке ЧНД ($N_{к}^{расч} = N_{к(мах)}^{расч}$) расход острого пара вынужденно должен снижаться при дальнейшем понижении тепловой нагрузки до $Q_{тн}$;

IV уч. ($\tau_{от} + \tau_{II}$). Теплопотребление определяется отпуском тепла с горячей водой $Q_{тн}$.

В течение отопительного периода ($0 + \tau_{от}$) график тепловых нагрузок описывается выражением вида (2), в остальное время тепловые нагрузки принимаются неизменными.

Отсюда

$$Z_{пгу}^{\delta} = \frac{a_T n}{2n_T 2c_k Q_p^k} \left[\int_0^{\tau_I} Q_{пгу0} dt + \int_{\tau_I}^{\tau_{II}} Q_{пгуm} dt + \int_{\tau_{II}}^{\tau_{от}} Q_{пгум} dt + \int_{\tau_{от}}^{\tau_{II}} Q_{пгум} dt \right] \quad (8)$$

$$Z_{пк}^{\delta} = \frac{a_T}{2n_k Q_p^k} \left[\int_0^{\tau_I} (Q_{тн} - nQ_{т0}) dt + (Q_{тн}^{ор} - nQ_{т0}) \tau_{от} + (Q_{тн} - nQ_{т0}) (\tau_{II} - \tau_{от}) \right] \quad (9)$$

I) Слагаемые равны нулю соответственно при $nQ_{т0} > Q_{тн}^{ор}$ и $nQ_{т0} > Q_{тн}$

$$\Delta Z_{\text{кэс}}^{\text{в}} = \frac{K_A \alpha_T \rho_{\text{кэс}}}{Q_p^{\text{нп}}} \left[\int_0^{\tau_I} (N_r + N_{\text{ко}} + N_{\text{то}}) d\tau + \int_{\tau_I}^{\tau_{II}} (N_r + N_{\text{км}} + N_{\text{тм}}) d\tau + \int_{\tau_{II}}^{\tau_{\text{от}}} (N_r + K_4 N_{\text{к(max)}}^{\text{расч}} + N_{\text{тм}}) d\tau + \int_{\tau_{\text{от}}}^{\tau_{\text{ф}}} (N_r + K_4 N_{\text{к(max)}}^{\text{расч}} + N_{\text{тм}}) d\tau \right], \quad (10)$$

где $\tau_{\text{пк}}, K_A$ - к.п.д. пиковых котлов и коэффициент, учитывающий потери в ЛЭП.

Текущие расходы топлива и электрические мощности установок ТЭЦ определялись с помощью энергетических и режимных характеристик соответствующего типа установок.

При расчете топливных составляющих учитывался также останов части турбоагрегатов при значительном снижении тепловых и электрических нагрузок ТЭЦ.

Капиталовложения в различные типы ТЭЦ определялись посредством добавления к капиталовложениям в паротурбинную ТЭЦ с типовым оборудованием членов, учитывающих их изменение вследствие установки дополнительных и реконструкции существующих агрегатов, а также отказа от использования некоторых узлов типового оборудования.

Так, для ТЭЦ с ПГУ по схеме "со сбросом" учитывались капиталовложения в ГТУ, реконструкцию экономайзера, ЧНД паровой турбины, конденсационное устройство и систему циркуляционного водоснабжения, а также экономия вследствие отказа от установки воздухоподогревателя и части регенеративных подогревателей паровой турбины. Для ТЭЦ по схеме с ВПГ учитывалась различная стоимость обычного котла и высоконапорного парогенератора.

Капиталовложения в паротурбинную ТЭЦ с типовым оборудованием определялись с помощью выражения, обобщающего стоимостные данные по сооружению реальных ТЭЦ:

$$K_{\text{тэц}}^{\text{пгу}} = \left[K_{\text{тэц}}^{\circ} \left(-\frac{c}{Q_r^*} + 1 \right) + \Delta K_{\text{тэц}} - \frac{n Q_{\text{то}}}{Q_r^*} \right] Q_r^*, \quad (11)$$

где $K_{\text{тэц}}^{\circ} \left(-\frac{c}{Q_r^*} + 1 \right)$ - условная удельная стоимость котельной производительностью Q_r^* (при $n = 0$ принимается равной стоимости котельной);

$\Delta K_{\text{тэц}} - \frac{n Q_{\text{то}}}{Q_r^*}$ - относительный прирост удельной стоимости ТЭЦ при изменении числа установок.

Капиталовложения в замыкающую КЭС определялись в зависимости

от участия ТЭЦ в покрытии сезонных максимумов электрических нагрузок энергосистемы. Учитывая, что в отопительный период и при отсутствии отопительных нагрузок располагаемая электрическая мощность ТЭЦ соответственно равна

$$P(N_{T0} + N_{KO} + N_r) \quad \text{и} \quad P(N_{K(max)}^{расл} + N_{Tm} + N_r),$$

при $X(N_{T0} + N_{KO} + N_r) \leq N_{K(max)}^{расл} + N_{Tm} + N_r$

$$\Delta K_{KЭС} = K_n P K_{KЭС}^{49} [(1-Z)N_{T0} + N_{KO} + N_r], \quad (12)$$

при $X(N_{T0} + N_{KO} + N_r) > N_{K(max)}^{расл} + N_{Tm} + N_r$

$$\Delta K_{KЭС} = K_n P K_{KЭС}^{49} [(1-Z)N_{Tm} + N_{K(max)}^{расл} + N_r], \quad (13)$$

где $K_{KЭС}^{49}$ - удельная стоимость замыкающей КЭС;

N_{Tm} - выработка электроэнергии на тепловом потреблении Q_{Tm} ;

X - доля максимума электрических нагрузок при отсутствии отопительных нагрузок от зимнего максимума.

Коэффициент резервирования Z учитывает увеличение резерва в энергосистеме вследствие пониженной надежности выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Величины $\Delta Z_{топл}$ и $\Delta Z_{э.с.}$ определялись в функции максимального часового расхода соответствующего вида топлива.

При оптимизации промышленно-отопительных ТЭЦ с турбинами типа ПТ в разработанную математическую модель включались члены, учитывающие увеличение расхода топлива и выработки электроэнергии вследствие отпуска тепла на производство и изменение расхода топлива и капиталовложений в соответствующие замыкающие мощности. Режимы отпуска тепла на производство также определялись с помощью графика производственных тепловых нагрузок по продолжительности.

Область изменения оптимизируемых параметров задавалась системой линейных ограничений.

Исследование разработанной математической модели на оптимум производилось методом покоординатного спуска (метод Гаусса-Зейделя) на ЭЦВМ "Минск-22".

Оптимизация выполнена для парогазовых ТЭЦ с установками, имер-

щими сложные последовательно-параллельные и упрощенные последовательные схемы подогрева питательной воды. В свою очередь, указанные схемы ПТУ исследовались в двух исполнениях:

- 1) с высоконапорным парогенератором;
- 2) со сбросом выхлопа газовой турбины в топку котла.

Для сопоставления при прочих равных условиях парогазовых ТЭЦ с паротурбинными выполнена также оптимизация последних.

Программой расчетов, кроме значений оптимизируемых параметров, был предусмотрен вывод на печать величины \mathcal{J}_v , соответствующей оптимальному варианту данного типа ТЭЦ, с тем, чтобы определить сравнительную эффективность использования в схемах ТЭЦ различных установок.

Для оценки возможности отклонения от оптимального варианта программно был предусмотрен также расчет величины \mathcal{J}_v при поочередном изменении одного из оптимизируемых параметров во всем заданном диапазоне и при фиксированных значениях остальных, равных оптимальным.

Оптимизационные расчеты выполнены при изменении режимных условий эксплуатации и других исходных данных в широком диапазоне.

В работе произведен также анализ влияния принятых допущений и упрощений на достоверность результатов оптимизации.

IV

Режимные условия эксплуатации ТЭЦ определяются конфигурацией *графиков* отопительно-вентиляционных тепловых нагрузок, продолжительностью отопительного периода ($\tau_{от}$), долевой нагрузкой горячего водоснабжения $\mathcal{J}_{г.в}$, а также характером использования ее конденсационной электрической мощности, определяемым в работе характеристикой K_M .

Рассмотрим влияние этих факторов на результаты оптимизации каждого параметра ТЭЦ поотдельности.

Увеличение $\mathcal{J}_{г.в}$ и $\tau_{от}$ увеличивает наиболее экономичную выработку электроэнергии на тепловом потреблении, что способствует повышению расчетного коэффициента теплофикации. Однако вследствие того, что $\alpha_{г.п}$ может изменяться только дискретно, его изменение происходит при достижении определенных значений этих величин. Так, при изменении $\mathcal{J}_{г.в}$ от 0,10 до 0,20 изменение $\alpha_{г.п}$ парогазовых ТЭЦ с турбинами типа Т-100 не происходит и равняется; для ТЭЦ со сложными установками - 0,7+0,8, с упрощенными 0,6+0,65 (меньшее значение $\alpha_{г.п}$ ТЭЦ с упрощенными ПТУ объясняется более низкой экономичностью выработки электроэнергии по конденсационному циклу).

При увеличении же $\delta_{r,в}$ до 0,25 и более экономически равноценными становятся варианты обоих типов парогазовых ТЭЦ с $\alpha_{r,р} = 0,8+1,0$. Этот результат получен при условии, что соответственно будет обеспечено требуемое для подогрева сетевой воды давление в отборах турбин. Если же в состав ПУ включать выпускаемые в настоящее время турбины, то подогрев сетевой воды может быть обеспечен за счет установки последовательно с экономайзером питательной воды теплофикационного экономайзера. Как показывают расчеты, и в этом случае следует выбирать $\alpha_{r,р} = 0,8+1,0$. Таким образом, при $\delta_{r,в} \geq 0,25$ на парогазовых ТЭЦ пиковые водогрейные котлы следует устанавливать только с целью обеспечения резерва.

Необходимость увеличения $\alpha_{r,р}$ при увеличении $\delta_{r,в}$ до 0,25 и более исходит из того, что выбор $\alpha_{r,р}$ без учета характеристики $\delta_{r,в}$ в этом случае приводит к увеличению расчетных затрат энергосистемы, достигающему 5% расчетных затрат ТЭЦ.

Результаты оптимизации $\alpha_{r,р}$ паротурбинных ТЭЦ с турбинами типа Т-100 при $\delta_{r,в} = 0,10+0,20$ согласуются с результатами ранее выполненных исследований: $\alpha_{r,р} = 0,50+0,55$. При увеличении же $\delta_{r,в}$ до 0,25 практически равноценными становятся варианты с $\alpha_{r,р}$ равным 0,55 и 0,7

Таким образом, учет режимных особенностей эксплуатации и дискретного характера изменения $\alpha_{r,р}$ позволяет несколько уточнить и результаты оптимизации паротурбинных ТЭЦ.

Следует отметить, что указанные цифры справедливы только в том случае, если расчетная тепловая нагрузка установки не превышает 0,15 от максимальной тепловой нагрузки ТЭЦ. В противном случае вследствие дискретного изменения $\alpha_{r,р}$ его оптимальные значения могут существенно отличаться от указанных, вследствие чего при этом условии оптимизацию целесообразно выполнять заново в каждом конкретном случае.

Изменение конфигурации графика отопительных нагрузок и продолжительности отопительного периода в диапазоне, характером для подавляющего большинства районов страны ($\tau_{от} = 4000+5000$), не показало целесообразности изменения $\alpha_{r,р}$, поскольку изменение выработки электроэнергии на тепловом потреблении и связанное с ней изменение тепловой экономичности ТЭЦ не превышает скачкообразного изменения капиталовложений при изменении числа установок.

Уменьшение характеристики $\kappa_{и}$ от 1,0 до 0,4 приводит к некоторому увеличению затрат ($\sim 1+1,5\%$ затрат ТЭЦ). Однако этого увеличе-

ния недостаточно для того, чтобы изменить результаты оптимизации $\alpha_{T,P}$. Следовательно, различное участие ТЭЦ в регулировании электрической мощности энергосистемы при выборе расчетного коэффициента теплофикации может не учитываться.

У парогазовых и паротурбинных ТЭЦ с турбинами типа Т-50 при $\delta_{T,P} \approx 0,15$ расчетный коэффициент теплофикации соответственно равен $0,4 \pm 0,50$. Увеличение $\delta_{T,P}$ до $0,25$ для обоих типов ТЭЦ вызывает увеличение $\alpha_{T,P}$ до $0,5 \pm 0,55$.

Условия эксплуатации ТЭЦ характеризуются не только различными режимами эксплуатации, но также и различным влиянием других факторов. Поэтому устойчивость результатов оптимизации исследовалась также и при изменении других наиболее существенно меняющихся исходных данных.

Изменение удельных замыкающих затрат в топливо свыше 15 руб/тут (до 23 руб/тут) не приводит к изменению $\alpha_{T,P}$. Учитывая, что удельные замыкающие затраты в топливо различных районов страны изменяются именно в этом диапазоне, при выборе $\alpha_{T,P}$ различие условий топливообеспечения ТЭЦ можно не учитывать.

Существенное влияние на выбор $\alpha_{T,P}$ оказывают технико-экономические показатели замыкающей КЭС. Поэтому при изменении ее удельного расхода тепла и стоимости соответственно более, чем на ~ 15 г/квт.ч и 6 ± 7 руб/квт по сравнению с принятыми в работе (330 г/квт.ч и 116 руб/квт) оптимизацию целесообразно выполнить заново. Повторение оптимизационных расчетов также целесообразно при изменении удельной стоимости газотурбинной установки, включаемой в состав ПГУ, на 10 руб/квт и более.

У парогазовых установок со сложными тепловыми схемами изменение d и $V_{гх}$ вызывает изменение коэффициентов ЭХ паротурбинной ступени. Поэтому в целях сохранения единой методики и сопоставимости результатов, а также учитывая то, что по оптимизации сложных ПГУ проведено много исследований, значения этих величин были приняты согласно имеющимся разработкам.

Для упрощенных же ПГУ при различных условиях эксплуатации следует выбирать d порядка $0,35 \pm 0,4$ и $V_{гх} = 135 \pm 145^\circ\text{C}$ (меньшее значение при стоимости топлива около 23 руб/тут) из чего следует, что в упрощенных ПГУ с турбинами типа Т-100 найдут применение предлагаемые к выпуску ГТ-60 ЛМЗ (в то время как существующими рекомен-

дациями предусматривается реализация ПГУ с Т-100 и ГТ-35-770 ХТГЗ) а с турбинами типа Т-50 - ГТ-30 ЛМЗ и ГТ-35 ХТГЗ.

Внедрение парогазовых ТЭЦ вместо паротурбинных при различных условиях эксплуатации обеспечивает экономию от 5 до 10% расчетных затрат ТЭЦ, что равноценно переходу на следующую ступень начальных параметров.

Сравнение эффективности ПГУ со сложными и упрощенными тепловыми схемами показало, что в различных условиях эксплуатации на ТЭЦ могут найти применение обе названные схемы.

Применение той или иной схемы в первую очередь определяется стоимостью топлива. В районах с высокими удельными замыкающими затратами в топливо (20+24 руб/тут) целесообразно сооружать сложные установки, характеризующиеся более высокой тепловой экономичностью, в районах с $a_T = 15$ руб/тут и ниже эффективно сооружать упрощенные ПГУ, характеризующиеся пониженной удельной стоимостью обеспечиваемой за счет присоединения мощной ГТУ и увеличения максимальной электрической мощности паротурбинной ступени при сбросе пара отключенных регенеративных отборов в конденсатор (для этого у турбин типа Т-100 целесообразно увеличит пропускную способность промежуточного отсека).

Оптимизация конденсационной электрической мощности турбин типа Т-100 при различных режимных условиях эксплуатации показала, что изменение ее при включении турбин в состав ПГУ нецелесообразно. Учитывая также высокую эффективность покрытия пиков электрических нагрузок турбинами Т-100 за счет глубокой разгрузки их по теплу и перевода тепловой нагрузки на одновременно включаемые пиковые ГТУ, в составе паротурбинных ТЭЦ конденсационную электрическую мощность этих турбин изменять также нецелесообразно. Аналогичный вывод получается для турбин типа Т-50.

Если же использование ГТУ в схемах ТЭЦ не найдет широкого применения из-за трудностей снабжения их топливом, то увеличение электрической мощности турбин типа Т за счет разгрузки по теплу и перевода тепловой нагрузки на специально устанавливаемые водогрейные котлы экономически оправдывается при числе использования увеличенной электрической мощности турбин типа Т не более 500 часов в году, что может найти практическое применение лишь в целях резервирования.

Однако, учитывая то, что электрическая мощность теплофикацион-

ных турбин составляет существенную часть от всей установленной мощности ТЭС, создание такого большого резерва (около 4+5% всей установленной мощности) вряд ли целесообразно. В этом случае целесообразно перейти на выпуск турбин типа Т-100 с конденсационной электрической мощностью, уменьшенной на 20+25%, а турбины типа Т-50 - на 30%. Это позволит сэкономить капиталовложения на каждой турбине типа Т-100 порядка 100+150 тыс.рублей, а на турбине типа Т-50 - 60+90 тыс.руб., а также повысить тепловую экономичность ТЭЦ. Резервирование же электрической мощности энергосистем можно обеспечить за счет ТЭЦ с уже установленными турбоагрегатами, имеющими развитую ЧД.

Эффект от реализации промышленно-отопительных парогазовых ТЭЦ (с турбинами типа ПТ) также достигает 5+10% расчетных затрат ТЭЦ. Рекомендации же по выбору конденсационной электрической мощности могут быть применимы и к турбинам типа ПТ (в случае сокращения для турбины типа ПТ-60 целесообразно уменьшить ее на ~30%).

З а к л ю ч е н и е

1. Разработана методика учета перспективных режимов эксплуатации при выборе оптимальных параметров парогазовых установок электростанций.

В отличие от существующих методик учета переменных режимов, позволяющих определить тепловую экономичность установки на некоторых характерных режимах или же в зависимости от суммарного отпуска энергии, предложенная методика учитывает действительный характер изменения нагрузок, что особенно важно при исследовании парогазовых установок, в общем случае имеющих существенно нелинейную связь между расходом топлива и нагрузкой.

Методика позволяет учесть особенности тепловой схемы установки и способ регулирования нагрузки.

2. Разработанная методика использована при исследовании влияния режимов эксплуатации и других исходных факторов на выбор оптимальных параметров ПТУ различных типов.

В качестве объекта исследования принята парогазовая ТЭЦ, поскольку последняя характеризуется наиболее сложными режимами эксплуатации: одновременным регулированием отпуска тепловой и электрической энергии.

3. На основе разработанной методики при различных исходных условиях была произведена комплексная оптимизация следующих параметров и характеристик ТЭЦ, определяющих основные проектные решения тепловых электростанций: тепловой схемы ПТУ, расчетного коэффициента теплофикации $\alpha_{г.р.}$, отношения расходов рабочих тел паротурбинной и газотурбинной ступеней d , температуры уходящих газов $T_{ух}$ и конденсационной электрической мощности теплофикационных паровых турбин, включаемых в состав ПТУ.

При одинаковых исходных условиях выполнена также оптимизация паротурбинных ТЭЦ с целью сопоставления результатов оптимизации и определения эффекта от использования парогазового цикла на ТЭЦ.

4. Исследовано влияние следующих режимных факторов на выбор параметров ТЭЦ: отношения минимальной тепловой нагрузки к максимальной - $\beta_{г.в.}$, продолжительности отопительного периода $\tau_{от}$, связанной с климатическими условиями района и характера использования конденсационной электрической мощности ТЭЦ, при заданном тепловом потреблении определяемого энергосистемой. Исследовано также

влияние замыкающих затрат в топливо, технико-экономических показателей замыкающей КЭС и оборудования, включаемого в состав ПГУ.

5. Установлено, что выбор расчетного коэффициента теплофикации парогазовых и паротурбинных ТЭЦ зависит от характеристики $\mathcal{J}_{r,в}$. Неучет этого фактора при проектировании может привести к перерасходу до 2+5% расчетных затрат ТЭЦ.

6. Изменение продолжительности отопительного периода в пределах 4000+5000 часов, что характерно для большинства районов страны и конденсационной выработки электроэнергии до 60% не приводит к изменению величины $\alpha_{r,р}$.

Увеличение замыкающих затрат в топливо свыше 15 руб/тут (для большинства районов страны $\alpha_r = 15+24$ руб/тут) также практически не оказывает влияния на выбор $\alpha_{r,р}$.

7. Учитывая это, расчетный коэффициент теплофикации парогазовых ТЭЦ следует выбирать с учетом характеристики $\mathcal{J}_{r,в}$. Если тепловая нагрузка одной установки не превышает 15+20% тепловой нагрузки ТЭЦ - в этом случае дискретный характер изменения $\alpha_{r,р}$ не оказывает существенного влияния на результаты оптимизации - оптимальный расчетный коэффициент теплофикации равен:

а) при $\mathcal{J}_{r,в} = 0,10+0,20$ для парогазовых ТЭЦ с турбинами типа Т-100 при установке ПГУ со сложными тепловыми схемами 0,7+0,8, для ПГУ с упрощенными тепловыми схемами 0,6+0,65, для парогазовых ТЭЦ с турбинами типа Т-50, для обоих типов ПГУ - 0,4+0,5;

б) при $\mathcal{J}_{r,в} \geq 0,25$ для парогазовых ТЭЦ с турбинами типа Т-100 $\alpha_{r,р} = 1$ (требуемый подогрев сетевой воды обеспечивается теплофикационным экономайзером), с турбинами типа Т-50 - 0,5+0,55.

Для паротурбинных ТЭЦ с турбинами типа Т-100 при $\mathcal{J}_{r,в} < 0,25$ следует выбирать $\alpha_{r,р} = 0,5+0,55$, при $\mathcal{J}_{r,в} \geq 0,25$ равноэкономичны варианты с $\alpha_{r,р} = 0,55$ и $\alpha_{r,р} = 0,7$.

Учет характеристики $\mathcal{J}_{r,в}$ при выборе расчетного коэффициента теплофикации ТЭЦ с тепловой нагрузкой 1000 Гкал/ч обеспечит экономию порядка 500 тыс.руб.год.

Если расчетная тепловая нагрузка установки превышает 20% тепловой нагрузки ТЭЦ оптимальные значения расчетного коэффициента теплофикации могут существенно отличаться от приведенных выше вследствие дискретного характера изменения $\alpha_{r,р}$ в зависимости от числа установок. При этом условии выбор $\alpha_{r,р}$ должен производиться по разработанной методике в каждом конкретном случае.

8. При отличии удельного расхода тепла, и удельной стоимости замыкающей КЭС от принятых в работе - соответственно 330 г/квт-ч и 116 руб/квт - на 13+15 г/квт-ч и 6+7 руб/квт, а также при включении в состав ПГУ газотурбинных установок более экономичных, чем принятые в расчетах: при $\eta_{гтв} > 28\%$ и $60 > K_{гтв} > 80$ руб/квт - определение $\alpha_{г.р}$ необходимо производить заново по разработанной методике.

9. Выбор отношения расходов рабочих тел ПГУ практически не зависит от режимов эксплуатации. При включении в состав ПГУ подготовленных к выпуску газотурбинных установок для ПГУ с упрощенной тепловой схемой следует выбирать $\alpha = 0,35+0,4$ со сложной - $0,5+0,55$. Из этого следует, что в сочетании с турбинами типа Т-100 и Т-50 в составе упрощенных ПГУ найдут применение предлагаемые к выпуску на ДМЗ и ГТ-30 (в последнем случае и ГТ-35ХТГЗ). В связи с этим следует ускорить выпуск установок ГТ-60 и ГТ-30 для использования их в составе ПГУ.

10. Выбор температуры уходящих газов определяется в основном замыкающими затратами в топливо: при $\alpha_{г.р}$ - порядка 15 руб/тут; $\nu_{ух} = 143+145^{\circ}\text{C}$, при $\alpha_{г.р} = 23$ руб/тут, $\nu_{ух} = 135^{\circ}\text{C}$.

11. Конструктивно номинальную конденсационную электрическую мощность турбин типа Т-100 и Т-50, включаемых в состав ПГУ, целесообразно оставить такой же, как у выпускаемых в настоящее время.

Выбор конденсационной электрической мощности этих турбин, включаемых в состав ПГУ, зависит от перспективных режимов их эксплуатации в энергосистемах. При работе турбин по тепловому графику и не участия в регулировании графика электрических нагрузок целесообразно уменьшить их номинальную конденсационную электрическую мощность на 25%. При участии турбин в регулировании электрических нагрузок энергосистемы конденсационную электрическую мощность целесообразно оставить неизменной. Поэтому окончательное суждение о целесообразности конструктивного сокращения номинальной конденсационной электрической мощности может быть получено лишь после сравнительного сопоставления различных вариантов покрытия пиков электрических нагрузок в различных энергосистемах.

12. В районах, характеризующихся небольшими удельными затратами в топливо, порядка 15 руб/тут, целесообразно внедрять паро-

газовые ТЭЦ и КЭС с установками, имеющими упрощенные тепловые схемы (2-3 ступени паровой регенерации и одноступенчатый экономайзер). Экономия от внедрения этих установок вместо сложных составит до 1% расчетных затрат ТЭС.

13. Сооружение парогазовых ТЭЦ с установками по схеме со сбросом продуктов сгорания в топку котла приводит практически к такому же эффекту, как и с установками по схеме с ВПГ. Следовательно, ПГУ по схеме со сбросом должны найти широкое применение в энергетике.

14. Экономия, связанная с эксплуатацией паровых турбин типа Т-100, Т-50 в составе парогазовых ТЭЦ вместо паротурбинных при возможных изменениях исходных условий эксплуатации составляет от 5 до 10% расчетных затрат ТЭЦ, что равноценно эффекту ввода турбин Т-250-240.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих статьях автора:

1. Эффективность упрощения тепловых схем парогазовых установок. "Известия вузов СССР - Энергетика" № 3, 1969 (соавтор В.А. Минков).
2. Методика построения энергетической характеристики парогазовой установки. "Известия вузов СССР - Энергетика" № 8, 1969 (соавтор В.А. Минков).
3. Использование энергетических характеристик для оптимизации конденсационных режимов теплофикационных ПГУ. Межвед. респ. сб. "Теплоэнергетика", вып. I, Минск, 1970 (соавтор В.А. Минков).
4. Оптимизация теплоэнергетических установок электростанций с резкопеременными режимами работы. "Известия АН БССР. Физико-энергетическая серия" № 3, 1970 (соавтор В.А. Минков).

Содержание работы докладывалось на IX научно-технической конференции молодых специалистов и аспирантов ЭНИИа и на XXVI юбилейной конференции профессорско-преподавательского состава Белорусского политехнического института.

АТ03395 Подписано к печати 7.07.71. Формат 60x34 I/16

Тираж 200 экз. Зек. № 183 Печ. листов 1,5

Напечатано на ротопринтере БелСЭ АН БССР

Минск, Академическая, 15-а