

перасходом 60—80 кг условного топлива соответственно, то необходимо, например, принять налог на топливо, потребляемое для получения этой теплоты. Плату за вредные выбросы в атмосферу, связанную с этим перерасходом, также следует брать по дифференциальному тарифу в прямой зависимости от близости жилой зоны, и в обратной — от площади рассеивания этих выбросов (высоты дымовой трубы).

ЛИТЕРАТУРА

1. Ш к о д а Н. И. О привлечении ТЭЦ к регулированию переменной части графика электрических нагрузок // Теплоэнергетика. — 1998. — № 2. — С. 10—13.
2. Э ф ф е к т и в н о с т ь применения электродеталей в отопительных котельных и на ТЭЦ / М. И. Гитман, Д. П. Махура, И. А. Смирнов и др. // Теплоэнергетика. — 1989. — № 6. — С. 27—31.
3. В о п р о с ы совершенствования маневренных ТЭЦ / П. Н. Кнотько, В. М. Сыропушинский, А. В. Щербина и др. // Сб. тр. ВНИПИэнергопром. Системы централизованного теплоснабжения с теплоисточниками на органическом топливе. — 1982. — С. 150—156.

Представлена
кафедрой ТЭС

Поступила 27.07.2000

УДК 621.311

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Канд. техн. наук **ЩИННИКОВ П. А.**

Новосибирский государственный технический университет

Задача оптимизации генерирующих мощностей энергосистемы региона, структурная схема которой показана на рис. 1, а по существу регионального топливно-энергетического комплекса, актуальна. В общем случае энергосистема состоит из теплофикационных блоков типа Т и ПТ, конденсационных блоков К, энергоблоков ГЭС Г, резервных энергоблоков Р и котельных установок КУ. Кроме того, допускается возможность перетоков мощности из смежных энергосистем N_n .

При моделировании задачи оптимизации ЭС используется теория графов [1], на основании которой в наиболее общем случае ТЭК можно представить в виде $\Gamma_{ТЭК}$ -графа, состоящего из множества Z генерирующих установок и множества G связей между этими установками. Каждая z -я установка ($z \in Z, z = l + m + n + k + f + p$) в свою очередь представлена в виде Γ_z -го графа, состоящего из i -го числа функционирующих частей (множества $I_1...I_i$) с j -м количеством связей между ними (множества $J_1...J_j$) [2, 3]. По g и j связям осуществляются перетоки экспорта. При таком подходе оптимальная структура ТЭК определяется

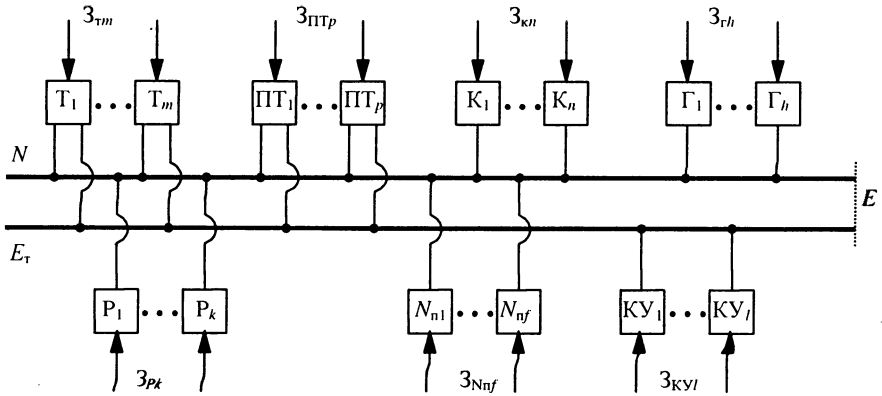


Рис. 1. $З$ – затраты, связанные с созданием и функционированием соответствующего энергоблока; N , E_T – выработка электроэнергии и эксергии теплоты в электрические и тепловые сети соответственно; E – отпуск эксергии потребителю

путем последовательного и итерационного решения двух задач, где на первом этапе находится оптимальный профиль каждого z -го энергоблока, а на втором – оптимальная структура ЭС.

Решение задачи первого этапа может осуществляться на основе системного анализа работы энергоблока и эксергетической методологии и в соответствии с подходами [2, 3], как

$$\{\min Z(E_Z)\}_{\varphi(\bar{\omega})}, \quad X^* \leq X \leq X^{**}, \quad (1)$$

где $Z(E_Z)$ – функция приведенных затрат в z -й энергоблок; $\varphi(\bar{\omega})$ – функциональная зависимость в вероятностной постановке (оператор преобразования); $\bar{\omega} = (X, Y, \Gamma, G)$ – информационная структура энергоблока, который представлен в виде Γ -графа; X, Y – множество зависимых и независимых параметров энергоблока; G – множество внешних связей энергоблока; Γ – граф энергоблока; $X^* \leq X \leq X^{**}$ – ограничения на зависимые параметры энергоблока.

Таким образом, в качестве параметров, оптимизируемых на первом этапе, выступают параметры блока (параметры термодинамического цикла, вида технологической схемы и технологического процесса).

Задача первого этапа решена. Математическая модель и результаты решения представлены в [2–4]. Аналогичным образом может быть решена и задача второго этапа, однако такой путь решения представляется достаточно сложным. В то же время вариантыные расчеты с жестко заданными ограничениями на вид вводимой в ЭС технологии показывают, что определяющими факторами оптимизации ТЭК являются капиталовложения в технологию (а, следовательно, и в ТЭК), затраты на топливо, экологические ограничения и резервирование мощности.

На рис. 2 показано значение функции цели для энергосистем мощностью ≈ 2 ГВт в зависимости от мощности эквивалентных энергоблоков. Структура исследуемых ЭС принята, как показано в табл. 1, т. е.

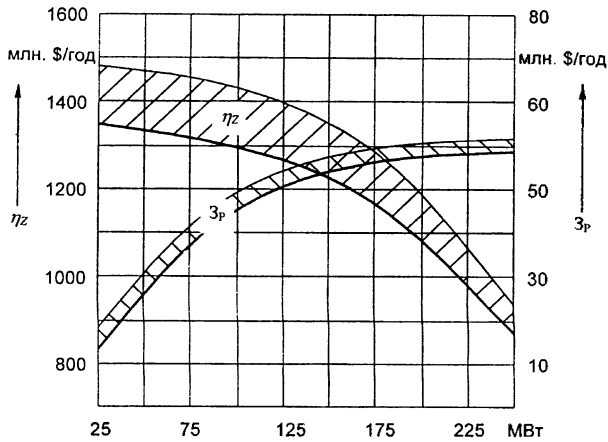


Рис. 2. Функция цели η_z и затраты в резервные энергоблоки Z_p для энергосистем мощностью 2 ГВт в зависимости от мощности эквивалентных энергоблоков

суммарная установленная мощность энергоблоков с различными технологическими процессами (видом технологической схемы) выдерживается приблизительно равной как внутри ЭС, так и между сравниваемыми энергосистемами. Тем самым выдерживается условие сопоставимости вариантов по экологическим ограничениям.

Таблица 1

Структура исследуемых ЭС с равновеликими установленными мощностями по видам технологических процессов

Единичная мощность энергоблоков, МВт	Вид технологического процесса	Мощность исследуемой ЭС, МВт			
		Традиционная технология	Вихревая технология	Плазменная технология	Термоподготовка угля
250	2	2	2	2	2000
180	3	2	2	2	1935
175	3	3	3	3	2100
135	4	4	4	3	2025
110	5	5	4	4	1980
80	7	6	6	6	2000
50	10	10	10	10	2000
25	20	20	20	20	2000

Легко видеть, что при увеличении единичной мощности эквивалентных блоков в ЭС функция цели η_z (которая по существу является приведенными к году эксплуатации затратами в создание и функционирование ЭС и состоит из капитальной и переменной составляющих затрат с учетом сопоставимости сравниваемых вариантов [4]) стремится к минимальному значению. В то же время при изменении мощности эквивалентного блока с 25 до 250 МВт затраты в резервные установки в ЭС возрастают примерно в 6 раз. Очевидно, что в этом случае желаемая

структура ЭС будет такой, при которой достигается минимальное значение функции цели η_Z при минимальных затратах в резервирование мощности Z_p

$$\eta_Z \rightarrow \min; \quad Z_p \rightarrow \min. \quad (2)$$

Следует отметить, что для практической оптимизации структуры ЭС может быть достаточно вариантного способа решения задачи с применением, например, минимаксного критерия Сэвиджа. Это обусловлено тем, что на практике, как правило, имеется ограниченное число альтернатив по развитию ЭС при незначительном числе ограничений на них. В первую очередь, это финансовые ограничения на ввод новых мощностей, сопряженные с финансовыми, ограничения на поставки сортового топлива, на ввод новых технологий по уровню их готовности к внедрению и экологические требования к выбросам вредных веществ. Еще более упрощается задача для современных условий хозяйствования, когда речь может идти лишь о реконструкции или модернизации оборудования, в лучшем случае – о частичной замене.

В этом случае составляется платежная матрица Q возможных альтернатив развития ЭС вместе с матрицей «сожалений» S , где в качестве стратегий развития ЭС i выступают варианты реконструкции или модернизации, а в качестве факторов j – затраты в резерв Z_p , в топливо Z_b и в экологическую $Z_{инф}$ и социальную инфраструктуру с учетом здравоохранения $Z_{здрав}$. Тогда критерий оптимизации примет вид

$$q_Z = \min_i \max_j s_{ij}; \quad s_{ij} = q_{ij} - \min_i q_{ij}. \quad (3)$$

Однако для определения приоритетных направлений развития ТЭК, когда необходимо учитывать прогнозные оценки перспективности технологических процессов (как новых, так и при реконструкции действующих), и число возможных альтернатив практически не ограничивается ни мощностью блоков, ни видом технологии в различных комбинациях, применение вариантного метода нерационально ввиду его громоздкости. Это требует введения случайной функции для поиска оптимума. Кроме того, при многочисленных альтернативах высока вероятность образования множества Парето (равенства эффективности нескольких вариантов для разных альтернатив развития ЭС), что требует проведения экспертной оценки либо введения дополнительного критерия и снижает ценность полученных результатов.

Если при сопоставлении различных вариантов развития ЭС принять за стоимость топлива его цену за тонну франко-бункер энергоблока, выразить затраты в тепловые сети через затраты на удаление энергоблока в зону с обеспеченным уровнем вредных выбросов, а разницу в теплофикационной мощности энергосистем учесть затратами в замещаемые котельные и не учитывать экологического возмущения ГЭС в ареале при функционировании, а ее мощность учесть соответствующими затратами в замещаемые энергоблоки, то топологическую структуру $\Gamma_{ТЭК}$ -графа можно представить в виде направленного графа с узлами и связями (рис. 3). В то же время каждый теплофикационный и конденсационный энергоблок представлен в виде Γ -графа, узлами которого явля-

ются объединенные в агрегаты по функциональному признаку элементы технологического оборудования. Так, например, 1-й агрегат включает парогенератор, системы топливоподготовки и топливоподдачи, системы термоподготовки, плазменного розжига и т. п., системы золошлакоудаления, системы подавления, очистки и удаления дымовых газов; 2-й агрегат состоит из части высокого давления турбины с промперегревом; 3-й — из части среднего и низкого давления турбины; 4-й объединяет электрооборудование энергоблока; 5-й включает системы регенерации и химводоподготовки; 6-й — систему отпуска теплоты потребителю.

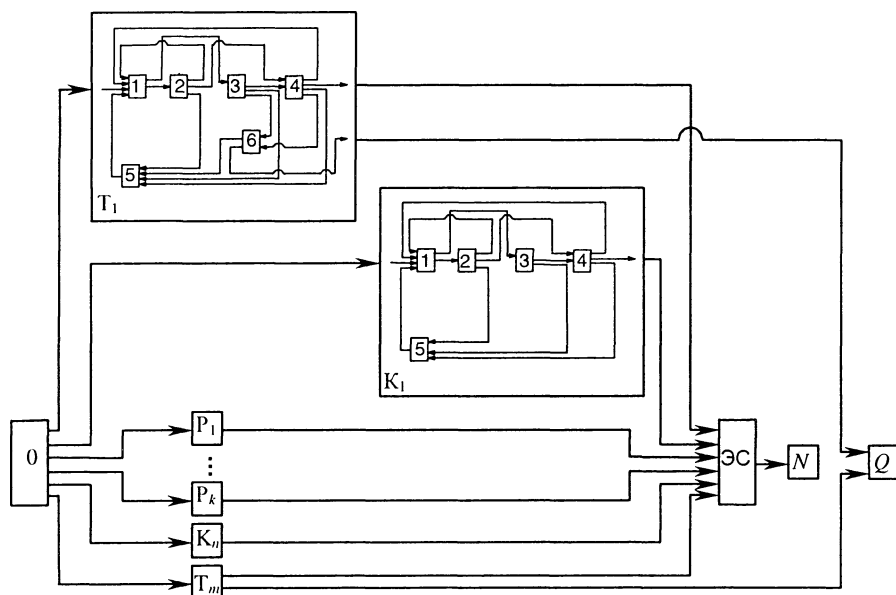


Рис. 3. 1...6 — агрегаты теплофикационных и конденсационных энергоблоков; 0 — блок, характеризующий поставки топлива в регион (франко-бункер энергоблока); Т — теплофикационные энергоблоки; К — конденсационные энергоблоки; Р — резервные энергоблоки; ЭС — блок, характеризующий доставку электроэнергии потребителю (предприятия электрических сетей); Q, N — потребители теплоты и электроэнергии; стрелками обозначены перетоки эксергии

Принимая в качестве оптимизируемых переменных параметры структуры ЭС: теплофикационную мощность z -го энергоблока Q_z ; электрическую мощность z -го энергоблока N_z ; число энергоблоков каждого типа n_k, n_n, n_m (рис. 3); количество выбросов вредных веществ энергоблоком M_z ; системный параметр энергоблоков — коэффициент готовности $K_{Гz}$, и с учетом условия (2) критерий эффективности для задачи оптимизации ТЭК можно сформулировать как

$$\eta_Z = \left\{ \min 3^{\Sigma}(E_Z) \mid \psi(E_Z) \leq C_e \right\} \quad (4)$$

где C_e — ограничения по параметрам $\{\bar{Z}_p; \bar{U}_p; \bar{\Pi}_T; \bar{K}_6; \bar{B}; \bar{C}_{пдк}; \bar{Z}_{уд}\}$.

Здесь \bar{U}_p — вероятный коэффициент аварийного резерва ЭС; \bar{Z}_p — вероятные затраты в резерв ЭС; \bar{K}_6 — вероятные капиталовложения

в блок; \bar{B} – вероятный расход топлива в ЭС; $\bar{C}_{\text{пдк}}$ – вероятные фоновые концентрации вредных веществ в ареале; $\bar{Z}_{\text{уд}}$ – вероятные затраты в удаление энергоблоков в зону с обеспеченными ПДК вредных веществ; \bar{C}_T – вероятная цена топлива.

Приведенные годовые затраты в ЭС определяются как, руб/год (\$/год):

$$Z^{\Sigma} = C_T B^{\Sigma} + \sigma K_6^{\Sigma} + Z_p + Z_{\text{инф}}^{\Sigma} + Z_{\text{здрав}}^{\Sigma} + Z_{\text{уд}}^{\Sigma} + Z_{\text{ЛЭП}} + Z_{\text{зам}}^Q + Z_{\text{зам}}^{\text{ГЭС}}, \quad (5)$$

где σ – доля ежегодных отчислений с капиталовложений, 1/год; K_6 – капиталовложения в блок; $Z_{\text{инф}}$ – затраты в экологическую инфраструктуру; $Z_{\text{здрав}}$ – затраты в здравоохранение; $Z_{\text{уд}}$ – затраты в удаление энергоблоков; $Z_{\text{ЛЭП}}$ – затраты в ЛЭП с распреустройствами; $Z_{\text{зам}}^Q$ – затраты в замещаемые котельные; $Z_{\text{зам}}^{\text{ГЭС}}$ – затраты в замещающую ГЭС.

Затраты в резерв в энергосистеме определяются по выражению

$$Z_p = \left(\sum N_z \right) \left[(1 + \phi) \sigma_p k_p U_p + 10^{-3} C_p \tau_N b_p q_3 \right]. \quad (6)$$

Здесь $\sum N_z$ – суммарная мощность ЭС; ϕ – учитывает авансирование капиталовложений в смежные отрасли для сооружения и функционирования резервных установок; σ – ежегодная доля отчислений с капиталовложений резервных установок; k_p – удельные капиталовложения в резерв; U_p – коэффициент аварийного резерва в ЭС; C_p – цена топлива резервных установок; τ_N – число часов использования установленной в ЭС мощности; b_p – удельный расход топлива резервными установками; q_3 – аварийность эквивалентного блока.

Коэффициент аварийного резерва определяется как

$$U_p = v_p \left(\frac{q_3}{n_3} \right)^{0,5} + q_3 + \frac{0,5}{n_3}, \quad (7)$$

где v_p – аргумент функции распределения вероятностей отказов при нормальном законе распределения.

Аварийность эквивалентного блока

$$q_3 = \frac{\sum N_z q_z}{\sum N_z}. \quad (8)$$

Число эквивалентных блоков

$$n_3 = \frac{\left(\sum N_z - \sum N_z q_z \right) \sum N_z q_z}{\sum N_z^2 q_z (1 - q_z)}, \quad (9)$$

где $q_z = 1 - K_{Гz}$ – аварийность z -го блока; $K_{Гz}$ – коэффициент готовности блока.

Затраты в экологическую инфраструктуру, здравоохранение и удаление энергоблока определяются как функциональные зависимости $f(\omega)$:

$$Z_{\text{инф}} = f_{1s}(\bar{\omega});$$

$$Z_{\text{здрав}} = f_{2s}(\bar{\omega}); \quad (10)$$

$$Z_{\text{уд}} = f_{3s}(\bar{\omega}),$$

где $\bar{\omega} = (X, Y, G, G)$ – вероятная информационная структура оптимального z -го блока; $s \in S$, а S – множество, характеризующее вид технологического процесса (традиционный, плазменная технология, вихревая технология, термopодготовка топлива и т. д.).

Вид технологического процесса в свою очередь определяется как интегральная характеристика в зависимости от коэффициента готовности блока $K_{Гz}$, стоимости топлива C_T , капиталовложений $K_б$ и количества выбросов вредных веществ энергоблоком M_z .

ВЫВОД

Предложена математическая модель оптимизации генерирующих мощностей ЭС, в которой структура ЭС будет определяться на основе вероятностного подхода при минимальных затратах на ее создание и функционирование с учетом вида технологического процесса, резервирования установленной мощности при социальных и экологических ограничениях в ареале функционирования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кафаров В. В., Перов В. Л., Мешалкин В. П. Принципы математического моделирования. – М.: Химия, 1974. – 344 с.
2. Ноздренко Г. В. Эффективность применения в энергетике КАТЭКа экологически перспективных энерготехнологических блоков электростанций с новыми технологиями использования угля. – Новосибирск: НЭТИ, 1992. – 249 с.
3. Щинников П. А. Выбор экологически перспективного направления развития ТЭЦ на канско-ачинских углях в современных экономических условиях: Автореф. ... дис. канд. техн. наук. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1998. – 20 с.
4. Системные исследования малоинвестиционных экологообеспечивающих технологий в составе ТЭЦ / В. Г. Томилов, П. А. Щинников, Ю. В. Овчинников, Л. И. Пугач, Ю. Л. Пугач. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1998. – 57 с.

Представлена
кафедрой ТЭС

Поступила 11.11.1999