

УДК 621.311.153

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩАЯ МЕТОДИКА ДЛЯ ВЫБОРА СОСТАВА ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

канд. техн. наук, доц. **О.И. АЛЕКСАНДРОВ**;
канд. техн. наук, доц. **Д.Н. СВИРСКИЙ**
(Белорусский государственный технологический университет, Минск);
Т.Е. ЖУКОВСКАЯ
(Белорусский национальный технический университет, Минск)

Приводится общая постановка задачи и описание стратегии по выбору оптимального состава основного оборудования в сложной энергосистеме, включающей конденсационные, тепловые и гидравлические электростанции. Критериями оптимизации являются традиционные показатели – минимальный расход топлива на тепловых электростанциях и минимальный сток воды на гидроэлектростанциях. Дано приближенное решение этой задачи, основанное на условно-линейной аппроксимации расходных характеристик энергооборудования. Описан также алгоритм одновременной оптимизации состава работающих агрегатов и их рациональной загрузки с учетом расхода условного топлива на пуски и остановы. Целевая функция рассматриваемой задачи определяется в области существования этой функции, формируемой с помощью системы режимно-технологических ограничений. Рассмотрена стратегия замены расходных характеристик агрегатов заведомо выпуклыми с учетом линейности функции пусковых расходов.

Введение. Задача выбора оптимального состава включенного в работу оборудования электроэнергетической системы (ЭЭС) имеет вполне удовлетворительное решение и рассмотрена в ряде публикаций [1–3]. Однако при оперативном управлении режимами и разрешении заявок предприятий электрических сетей на выполнение текущих ремонтов диспетчеру ЭЭС необходимо иметь упрощенную методику для ускоренной оценки состава генерирующего оборудования. В ряде случаев возникает необходимость получения граничных оценок для выбора оптимального состава включенного в работу оборудования ЭЭС, имеющего реальные расходные характеристики для различных сочетаний работающих агрегатов.

Выбор состава оборудования в общем виде формулируется как задача отыскания нагрузок агрегатов $P_1, P_2, \dots, P_\tau, \dots, P_n$ (n – количество готовых к работе агрегатов при возможных значениях нагрузок):

$$P_\tau = 0; \quad P_\tau^{\min} \leq P_\tau \leq P_\tau^{\max},$$

причем состояние $P_\tau = 0$ соответствует отключенному состоянию τ -го агрегата при известных расходных характеристиках агрегатов $B_\tau(P_\tau)$. Предполагается, что суммарный расход топлива B_Σ должен быть минимальным при заданной фиксированной нагрузке P_Σ [1].

Процедура выбора оптимального состава работающего оборудования обычно выполняется совместно с процедурой оптимизации режимов работы электростанции, причем математической основой решения таких задач обычно является метод динамического программирования [5].

Таким образом, рассматривается некоторая концентрированная ЭЭС общего типа, имеющая в своем составе конденсационные (КЭС), тепловые (ТЭС) и гидравлические электростанции (ГЭС). Требуется при заданном графике электропотребления выполнить оптимальное распределение нагрузки между агрегатами и найти наиболее выгодный состав включенного энергооборудования. Пусть в ЭЭС имеется n готовых к работе агрегатов единичной мощности P_τ . В общем виде задача отыскания оптимального состава энергооборудования на энергообъекте сводится к минимизации функции суммарного суточного расхода топлива

$$B = \sum_{t=1}^{24} \sum_{\tau=1}^n B_{t\tau}$$

при известных расходных характеристиках агрегатов $B_\tau(P)$ и заданном графике нагрузки

$$\sum_{\tau=1}^n P_{t\tau} = P_{\Sigma t},$$

где $B_{t\tau}$ – расход условного топлива τ -го агрегата за t -й час суток ($t = 1, 2, \dots, 24$); $P_{t\tau}$ – активная нагрузка τ -го агрегата в t -й час; $P_{\Sigma t}$ – суммарная нагрузка концентрированной ЭЭС с учетом постоянных потерь в системообразующих линиях.

Декомпозиция задачи оптимального распределения активных мощностей в энергосистеме на подзадачи внутри- и межстанционной оптимизации

При управлении режимом энергосистемы по активной мощности исходной режимной информацией для принятия решения является прогноз активных мощностей потребления в узлах основной сети энергосистемы, а мощности заранее неизвестны. Требуется определить оптимальные значения мощностей одновременно для всех агрегатов энергосистемы. Таким образом, рассмотрим задачу оптимального распределения активных мощностей между агрегатами энергосистемы, причем для выяснения принципиальных особенностей увязки отдельных алгоритмов в комплекс будем вначале считать, что потери в сети заранее известны и прибавлены к суммарной мощности потребления в узлах основной сети энергосистемы. Тогда задачу можно сформулировать следующим образом:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{n_i} \varphi_{ij}(P_{ij}) &\rightarrow \min; \\ \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{n_i} P_{ij} &= \sum_{v=1}^h P_v; \\ (P_{n,1} = 0) \nabla (P_{n,1 \min} \leq P_{n,1} \leq P_{n,1 \max}); \\ &\dots\dots\dots \\ (P_{n,n_m} = 0) \nabla (P_{n,n_m \min} \leq P_{n,n_m} \leq P_{n,n_m \max}); \\ (P_{t,1} = 0) \nabla (P_{t,1 \min} \leq P_{t,1} \leq P_{t,1 \max}); \\ (P_{1,n_1} = 0) \nabla (P_{1,n_1 \min} \leq P_{1,n_1} \leq P_{1,n_1 \max}), \end{aligned} \quad (1)$$

где m – количество электростанций в энергосистеме; $i = 1, 2, \dots, m$ – количество агрегатов i -й станции, находившихся в работе или в горячем резерве к началу рассматриваемого часа суток; $\varphi_{ij}(P_{ij})$, $j = 1, 2, \dots, n_j$, n_i – расходная характеристика j -го агрегата i -й станции; P_v ($v = 1, 2, \dots, k$) – мощность потребления в v -м узле основной сети энергосистемы.

Задача (1) с математической точки зрения принципиально не отличается от задачи внутростанционного распределения активных мощностей, однако как с вычислительной точки зрения, так и удобства организации оперативного управления в энергосистеме целесообразно провести декомпозицию задачи (1) на подзадачи, которые соответствуют: а) построению расходных характеристик станций, исходя из оптимального распределения текущего значения суммарной нагрузки станции между агрегатами; б) оптимальному распределению нагрузки P_n между станциями.

Расходная характеристика любой i -й станции при заданном на рассматриваемый час t суток исходном состоянии в виде множества $A_i^{(t)}$ включенных в работу агрегатов и множества $B_i^{(t)}$ агрегатов, находящихся в горячем резерве, определяется путем решения семейства задач оптимизации вида:

$$\sum_{j \in A_i^{(t)} \cup B_i^{(t)}} \varphi_{ij}(P_{ij}) \rightarrow \min; \quad (2)$$

$$\sum_{j \in A_i^{(t)} \cup B_i^{(t)}} P_{ij} = P_i; \quad (3)$$

$$(P_{ij} = 0) \nabla (P_{ij \min} \leq P_{ij} \leq P_{ij \max}), j \in A_i^{(t)} \cup B_i^{(t)}; \quad (4)$$

$$\min P_{i,j \min} \leq P_i \leq \sum_{j=1}^{n_i} P_{ij \max}. \quad (5)$$

Каждая точка искомой характеристики $\varphi_i(P_i)$ определяется заданием значения D_i , удовлетворяющего ограничению (5), и значением целевой функции (2) в задаче (2)...(4) при данном P_i .

Из приведенного выше описания алгоритма распределения нагрузок между агрегатами методом динамического программирования следует, что решение семейства задач (2)...(5) практически не сложнее с вычислительной точки зрения, чем решение одной задачи вида (2)...(5), поскольку наиболее трудоемкая часть алгоритма – прямой ход динамического программирования – выполняется только один раз и его результаты остаются в силе при решении всех задач семейства.

После построения расходных характеристик для всех станций их оптимальные нагрузки при любом значении мощности P_n могут быть определены решением задачи

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^m \varphi_i(P_i) &\rightarrow \min; \\ \sum_{i=1}^m P_i &= \sum_{v=1}^k P_v; \\ P_{i\min} &\leq P_i \leq P_{i\max}, i = 1, 2, \dots, m. \end{aligned} \quad (6)$$

Из аддитивной сепарабельности целевой функции и функций ограничений в исходной задаче (1) очевидно, что решение задачи (6) вместе с соответствующим ему решением задач типа (1)...(4) для всех станций обеспечивает достижение оптимума в задаче (1). При оптимизации суточного режима энергосистемы в большинстве случаев требуемые расходные характеристики, соответствующие случаю, когда состав включенных в работу агрегатов (множество $A_i^{(t)}$) не оптимизируется и заранее задан, строятся путем решения семейства задач:

$$\begin{aligned} \sum_{j \in A_i^{(t)}} \varphi_{ij}(P_{ij}) &\rightarrow \min; \\ \sum_{j \in A_i^{(t)}} P_{ij} &= P_i; \\ P_{ij\min} &\leq P_{ij} \leq P_{ij\max}, j \in A_i^{(t)}; \\ \sum_{j \in A_i^{(t)}} P_{ij\min} &\leq P_i \leq \sum_{j \in A_i^{(t)}} P_{ij\max}. \end{aligned}$$

При этом если для i -й станции расходные характеристики всех агрегатов выпуклы, ее расходная характеристика может быть построена менее трудоемким способом, чем описанный выше, используя метод неопределенных множителей Лагранжа. Если характеристика $f_i(P_i)$ задана упорядоченным множеством пар координат точек

$$\{(P_{i1}, T_{i1}), (P_{i2}, T_{i2}), \dots, (P_{il}, T_{il})\} P_{k+1} > P_k, k = 1, 2, \dots, l-1,$$

то критерием выпуклости характеристики является условие

$$\varepsilon_{i,k+1} \geq \varepsilon_{i,k}, \quad k = 1, 2, \dots, l-1,$$

где

$$\varepsilon_{i,k} = \frac{T_{i,k+1} - T_{i,k}}{P_{i,k+1} - P_{i,k}}.$$

Из изложенного вытекает, что вид расходной характеристики $\varphi_i(P_i)$ полностью определяется заданием множества $\hat{A}_i^{(t)}$ и предысторией его образования, определяющих вид характеристик $\varphi_{i,j}(P_{i,j})$ для всех $j \in A_i^{(t)}$, то есть заданием тройки множеств

$$(\hat{A}_i^{(t)}, \Delta \hat{A}_i^{(t)}, \Delta \hat{A}_i^{(t)}).$$

Здесь $\Delta \hat{A}_i^{(t)}, \Delta \hat{A}_i^{(t-1)}$ – множества агрегатов, включаемых из горячего резерва и выводимых из работы в горячий резерв к началу t -го часа.

$$\hat{A}_i^{(t)} = (\hat{A}_i^{(t-1)} \setminus \Delta \hat{A}_i^{(t)}) \cup \Delta \hat{A}_i^{(t)}.$$

Если характеристики, соответствующие различным сочетаниям множеств $A_i^{(t-1)}, \Delta A_i^{(t)}, \Delta B_i^{(t)}$, возникающим в ходе рассматриваемого процесса оптимизации суточного режима, формируются по мере необходимости, то это в неприемлемой степени замедлит решение задачи. Потому целесообразно заранее построить различные наборы характеристик станций, записывая их в соответствующие файлы прямого

доступа. Однако если в качестве возможных множеств $A_i^{(t)}$, $\Delta A_i^{(t)}$, $\Delta B_i^{(t)}$ рассматривать все совместимые тройки сочетаний агрегатов станций, то файл окажется чрезмерно большим. В связи с этим наиболее рациональным представляется путь, состоящий в следующем.

Первоначально формируемый файл содержит характеристики станций, соответствующих лишь наиболее вероятной части сочетаний множеств $A_i^{(t-1)}$, $\Delta A_i^{(t)}$, $\Delta B_i^{(t)}$. Если затем в процессе оптимизации суточного режима возникает необходимость в характеристике станции, отсутствующей в файле, следует обратиться к специальной программе коррекции, которая строит необходимую характеристику и пополняет ею файл.

Алгоритм оптимизации состава работающих агрегатов и распределения активных мощностей на электростанции

Пусть для рассматриваемого часа суток задано множество G агрегатов, находившихся в предшествующий час в состоянии горячего резерва, и A множество агрегатов, которые были включены в работу в предшествующий час. Тогда, если $f_\tau(P_\tau)$ – расходная характеристика τ -го агрегата, определенная на отрезке $P_{\tau min} \leq P_\tau \leq P_{\tau max}$ (если агрегат теплофикационный, тепловая нагрузка предполагается заданной), то для решения задачи одновременной оптимизации состава и нагрузок агрегатов их характеристики $\varphi_\tau(P_\tau)$ должны быть заданы следующим образом:

- при $\tau \in G$

$$\varphi_\tau(P_\tau) = f_\tau(P_\tau) + C_\tau,$$

C_τ – расход топлива на пуск агрегата;

- при $\tau \in A$

$$\varphi_\tau(P_\tau) = \begin{cases} f_\tau(P_\tau), & P_{\tau min} \leq P_\tau \leq P_{\tau max}, \\ D_\tau, & P_\tau = 0, \end{cases}$$

D_τ – расход топлива на останов агрегата.

Сформулируем рассматриваемую задачу оптимизации:

$$\sum_{\tau=1}^n \varphi_\tau(P_\tau) \rightarrow \min;$$

$$\sum_{\tau=1}^n P_\tau = P;$$

$$(P_1 = 0) \nabla (P_{1min} \leq P_1 \leq P_{1max}); \quad (7)$$

$$(P_2 = 0) \nabla (P_{2min} \leq P_2 \leq P_{2max});$$

$$(P_n = 0) \nabla (P_{nmin} \leq P_n \leq P_{nmax}),$$

где P – заданная активная нагрузка станции; $n = |A \cup G|$ – количество агрегатов станции, находившихся в работе или горячем резерве к началу рассматриваемого часа суток; ∇ – символ логической операции «исключающее ИЛИ». Решение задачи (1) при использовании метода динамического программирования состоит из двух этапов: прямого хода и обратного.

Прямой ход заключается в построении двух функций двух переменных: функции Беллмана $G(Y, \tau)$ и зависимости P_τ^{opt} , которые определяются следующим образом:

- при $\tau = 1$

$$G(Y, 1) = \varphi_1(Y),$$

где

$$(Y = 0) \nabla (P_{1min} \leq Y \leq P_{1max});$$

$$P_\tau^{opt}(Y) = Y;$$

$\varphi_1(Y)$ – расходная характеристика 1-го агрегата;

- при любом фиксированном τ , $1 < \tau \leq n$

$$G(Y, \tau) = \min_{P_\tau} [\varphi_\tau(P_\tau) + G(Y - P_{\tau, \tau-1})]. \quad (8)$$

Значение независимой переменной $P_{\tau}^{opt}(Y)$ является решением одномерной задачи оптимизации (8) при соответствующем фиксированном Y :

$$(Y=0)\nabla \left[\begin{array}{l} \min P_{i\min} \leq Y \leq \sum_{i=1}^{\tau} P_{i\max}, \\ 1 \leq i \leq \tau, \end{array} \right];$$

$$\left((Y < P_{\tau\min}) \wedge (P_{\tau} = 0) \right) \nabla \left((Y \leq P_{\tau\min}) \wedge (P_{\tau\min} \leq P_{\tau} \leq \min(P_{\tau\max}, Y)) \right).$$

Обратный ход состоит в последовательном определении искомым оптимальных мощностей агрегатов:

$$P_n^* = P_n^{opt}(P), P_{n-1}^* = P_{n-1}^{opt}(P - P_n^{opt}), \dots, P_1^* = P_1^{opt}\left(P - \sum_{\tau=2}^m P_{\tau}^*\right). \tag{9}$$

Если в соответствии с (9) для $\tau \in G$ получим $P_{\tau}^* \neq 0$, это означает, что агрегат с номером τ должен быть включен в работу из резерва.

Если же для $\tau \in A$ найдём $P_{\tau}^* = 0$, ранее работавший агрегат должен быть остановлен.

Оптимизация состава работающего оборудования на тепловых электростанциях

Во всем комплексе задач для поиска оптимальных режимов электроэнергетической системы особое место занимает задача получения эквивалентной (результатирующей) характеристики электростанции. В любом случае эта задача сводится к определению оптимального состава работающего энергооборудования.

Предполагается, что предварительно составляется прогноз совмещенного графика нагрузки энергопотребления промышленных и хозяйственных объектов, поскольку выгода включения или отключения агрегатов в каждый момент времени зависит не только от текущего, но и от последующих режимов. Естественно, необходимо предварительно знать реальную расходную характеристику энергооборудования, которая должна быть своевременно скорректирована с учетом реального состояния каждого агрегата и внешних атмосферных условий.

Учет состава работающего оборудования на КЭС и ТЭЦ в приближенной постановке выполняется следующим образом. На первом этапе проводится выбор холодного резерва КЭС. Для этого ищется максимальная нагрузка P_{max} (ТЭЦ + КЭС) в течение рассматриваемых суток, которая приходится на КЭС и ТЭЦ энергосистемы. Пусть для этого часа известны тепловые нагрузки ТЭЦ и, соответственно, расходные характеристики ТЭЦ

$$B_{\tau}(P_{\tau}, Q_{\xi}, \dots),$$

где Q_{ξ} – тепловые отборы на ТЭЦ для рассматриваемого часа (фиксированные величины).

Вид расходной характеристики τ -го агрегата при заданных Q_{ξ} представлен на рисунке 1. Заменяем действительную расходную характеристику каждого блока КЭС заведомо выпуклой путем проведения из начала координат касательной к исходной характеристике и замены части характеристики левее точки касания отрезком касательной (рис. 2).

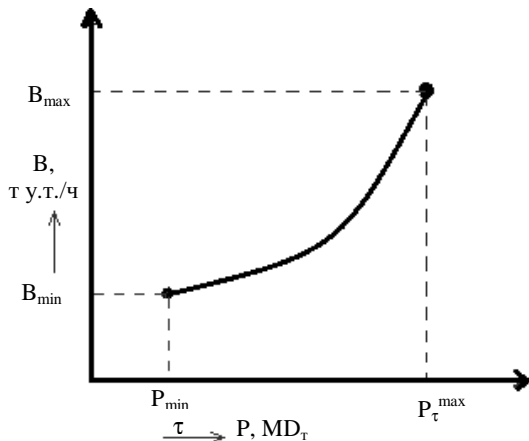


Рис. 1. Расходная характеристика энергоагрегата

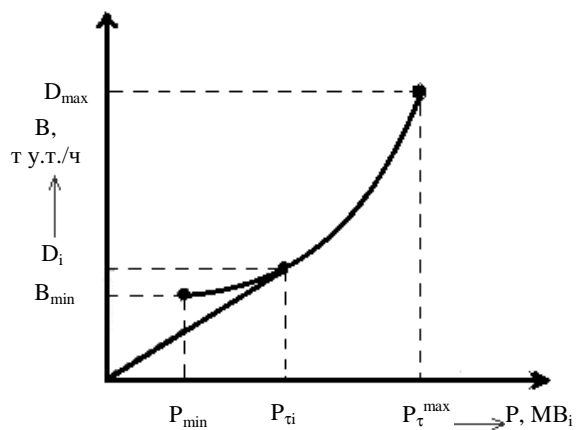


Рис. 2. Линеаризованная характеристика

Пусть выполняется условие:

$$\Sigma P_{\tau}^{\min}(\text{ТЭЦ}) + \Sigma P_{\tau}^{\min}(\text{КЭС}) \leq P_{\Sigma}^{\min}, \quad (10)$$

где P_{Σ}^{\min} – минимальная суммарная в течение суток нагрузка на всех ТЭЦ и КЭС.

Если это условие выполняется, то для ТЭЦ с небольшим минимальным удельным расходом перестроим характеристику $B_{\tau}(P_{\tau}, Q_{\tau})$ таким же образом, как и для блоков с учетом минимальной электрической нагрузки, заданной по режимным соображениям в данном узле P_{τ}^{\min} , и проверяем условие (10) без этой ТЭЦ, и так до тех пор, пока оно не будет удовлетворяться, то есть придется какую-то ТЭЦ отключить электрически полностью, что нереально).

Итак, проводим распределение P_{Σ}^{\max} между блоками КЭС с использованием характеристики $B_{k\tau}^0$, ($k = 1, 2, \dots, \alpha$; τ – номер блока на k -й КЭС) и для ТЭЦ – характеристик B_e или B_e^0 (при использовании характеристики B_e^0 электрическая нагрузка на ТЭЦ может попасть в недопустимую область $0 \leq P_e^0 \leq P_{\min}$. В этом случае считаем, что на ТЭЦ происходит снабжение потребителей теплом через редуциционно-охладительные установки или пиковые котельные).

Распределение активных нагрузок между эквивалентными генерирующими источниками может быть выполнено на основе модифицированного алгоритма, реализующего традиционную модель равенства удельных приростов расходов электростанций с учетом минимальной электрической нагрузки каждой КЭС по режимным параметрам [2].

Для тех блоков k -й КЭС, у которых электрическая нагрузка оказалась равной нулю, оставляем прежние расходные характеристики $B_{k\tau}^0(P)$, $k = 1, 2, \dots, \alpha$. В противном случае характеристики $B_{k\tau}^0(P)$ перестроим вторично с учетом линейности функции пусковых расходов. Полученную таким образом точку на оси ординат обозначим $B_{k\tau}^0$ (рис. 3). Перестроенная расходная линеаризованная характеристика представлена на рисунке 4. Здесь $B_{k\tau}^{\text{пуск}}$ – расход топлива на пуски через 1 час простоя.

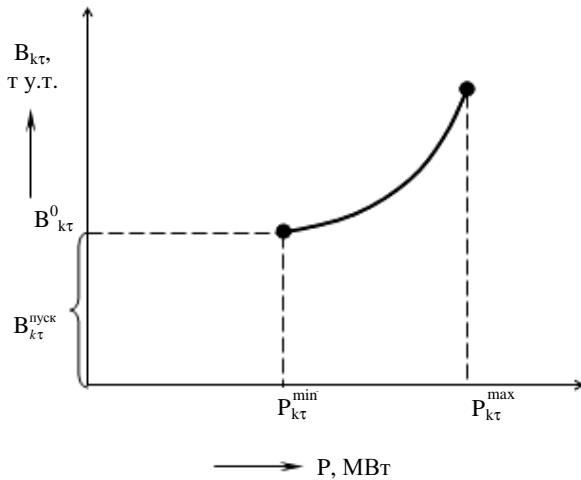


Рис. 3. Перестроенная характеристика агрегата

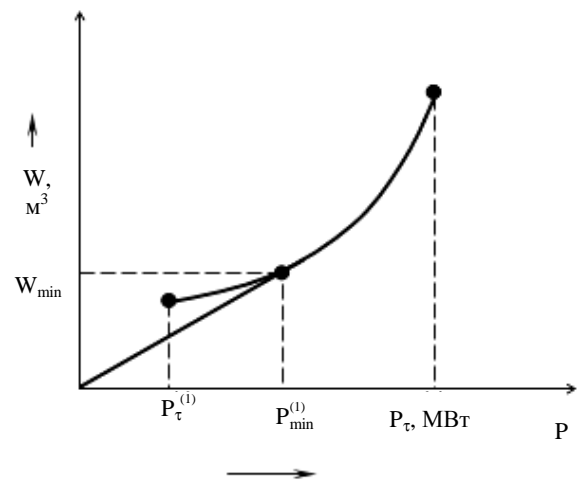


Рис. 4. Модернизированная характеристика агрегата

Используя перестроенные расходные характеристики блоков КЭС (с учетом и без учета пусковых расходов), построим расходную характеристику КЭС по критерию равенства удельных приростов.

Минимальная генерация на КЭС задается согласно режимным условиям, поскольку из построения $B_k^0(P_k)$ видно, что $P_k^{\min} = 0$. Допустимая область нагрузки для каждой КЭС определяется отрезком $[P_k^{*\min}, P_k^{*\max}]$. Считаем, что режим рассчитывается для каждого часа, в течение которого любая нагрузка, электрическая или тепловая, условно постоянна.

Таким образом, очевидно, что в общем случае оптимальное распределение тепловой и электрической нагрузок для каждой ТЭЦ должно быть разным. Совместное решение этих задач в настоящее время пока не имеет удовлетворительной методики. Потому гарантированное решение достигается обычно традиционным путем при последовательном распределении сначала тепловой нагрузки на ТЭЦ, затем электрической. В этом случае любая ТЭЦ для каждого часа будет иметь свою характеристику

$$B_e(P_e, Q_1, \dots) \Leftrightarrow B_e(P_e, t),$$

или

$$B_e^0(P_e, Q_1, \dots) \Leftrightarrow B_e^0(P_e, t), t = 1, 2, \dots, 24,$$

где t – рассматриваемый час.

Последние характеристики получить проще. В случае их отсутствия на первых порах можно пользоваться расходными характеристиками ТЭЦ $B_e(P_e)$ или $B_e^0(P_e)$, рассчитанными при среднесуточных значениях тепловых отборов (Q_1, \dots).

Оптимизация распределения нагрузок между тепловыми и гидравлическими электростанциями

При решении задачи оптимального распределения нагрузок между ТЭС и ГЭС электрическая нагрузка распределяется традиционным путем по критерию равенства удельных приростов ТЭС и приведенных удельных приростов ГЭС ($\lambda_m d_m$), где d_m – удельный прирост ГЭС (м^3 воды/ч МВт); λ_m – коэффициент приведения цены 1 м^3 воды к топливному эквиваленту.

Для любой ГЭС на каждые сутки должны быть заданы:

- 1) суточный расход воды $W_m^{\text{сут}}$;
- 2) минимальный часовой пропуск воды через плотину W_m^{min} ;
- 3) расходные характеристики каждой турбины $W_{mi}(P_{mi}, H_m)$, $m = 1, 2, \dots, \gamma$;
- 4) i – номер турбины на ГЭС;
- 5) напор воды H , м.

Считаем, что величина H постоянна в течение суток, поэтому расходные характеристики $W_{mi}(P_{mi}, H_m)$ вырождаются для текущих суток в $W_{mi}(P_{mi})$

Перестроим характеристики $W_{mi}(P_i)$ (см. рис. 4). Опять же должна быть задана минимальная допустимая электрическая нагрузка на ГЭС. Последняя будет определяться двумя условиями:

- а) режимными $P_{\min i}^{(1)}$;
- б) минимальным пропуском воды $P_{\min}^{(2)}$.

Берем максимальные из них.

Пусть это будет $P_{\min}^{(1)}$, тогда сразу же минимальный пропуск воды должен быть увеличен до величины $P_{\min}^{(1)}$, соответствующей электрической выработке $P_{\min i}^{(1)}$.

В противном случае $P_{\min}^{(1)}$ следует уменьшить до нарушения условия (11):

$$24W_{\min}^{(1)} > W_{\min}^{(\text{сум})}. \quad (11)$$

Решается задача распределения электрических нагрузок между ТЭС и ГЭС (в концентрированной энергосистеме приближенный учет потерь в сети выполняется с помощью постоянных коэффициентов по методу покоординатной оптимизации) при условии, что для каждой ГЭС

$$\min_t W_m [P_m(t)] \geq W_{\min} \cdot \forall m;$$

$$\sum W_m [P_m(t)] \leq W_{\min}^{(24 \text{ ч})}$$

(при избытке воды часть ее сбрасывается в обход турбины).

В результате решения получим для каждого часа генерацию на любой ГЭС. Эта генерация в дальнейших расчетах считается постоянной. Так как учет пусковых расходов на КЭС производится уже после расчета генерации на ГЭС, то используются характеристики блоков КЭС $B^0(P_k)$, построенные без часовых расходов на пуски.

Оптимальное распределение активных мощностей между агрегатами электростанции с учетом ограничений на скорость набора и снятия нагрузки

Рассмотренная выше модель оптимизации режима по активной мощности не учитывает существенного технического ограничения, состоящего в том, что возможное изменение загрузки агрегата от предшествующего значения до значения, задаваемого на рассматриваемый час суток, ограничено допустимой скоростью набора $V_{i,j}^{\text{наб}}$ или снятия $V_{i,j}^{\text{сн}}$ нагрузки. Это ограничение можно учесть путем соответствующего задания располагаемого диапазона мощностей агрегатов в зависимости от их предшествующего состояния (горячий резерв или работа с нагрузкой $P_{i,j}^{(t-1)}$).

Естественно допустить, что если по условиям оптимизации должны производиться набор или снятие нагрузки с агрегата, то средняя за час нагрузка такого агрегата составит половину от предельного

значения, достижимого соответственно при наборе или снятии нагрузки в течение часа. Отсюда следует, что задачу оптимизации режима станции на t -й час суток можно сформулировать следующим образом:

$$\sum_{j \in A_i^{(t)}} \varphi_{ij}(P_{ij}^{(t)}) \rightarrow \min;$$

$$\left((P_{ij}^{(t)} = 0) \wedge \left(P_{ij}^{(t)} - \frac{V_{ij}^{cn}}{2} \leq P_{ij \min} \right) \right) \vee \left(P_{ij}^{(t-1)} - \frac{V_{ij}^{cn}}{2} \leq P_{ij}^{(t)} \leq \min \left(P_{ij \min}, P_{ij}^{(t)} + \frac{V_{ij}^{cn}}{2} \right) \right) \wedge \left(P_{ij}^{(t-1)} - \frac{V_{ij}^{cn}}{2} \geq P_{ij \min}, j \notin nA_i^{(t)} \right);$$

$$(P_{ij}^{(t)} = 0) \nabla \left(P_{ij \min} \leq P_{ij}^{(t)} \leq P_{ij \min} + \frac{V_{ij}^{nab}}{2} \right), j \in B_i^{(t)}.$$

Поскольку в этом случае вид расходной характеристики при такой постановке задачи зависит от нагрузок агрегатов в предшествующий час суток, эти характеристики, в отличие от рассмотренных выше, должны формироваться непосредственно в процессе решения межстанционной задачи оптимизации.

Заключение. Предлагаемые здесь способы для выбора наилучшего состава работающего оборудования обеспечивают гарантированное решение задачи в упрощенной постановке. Условно-линейная аппроксимация расходных характеристик позволяет выбрать оптимальный состав энергооборудования с учетом их рациональной загрузки.

Различные сочетания агрегатов на электростанции соответствуют разным совмещенным энергетическим характеристикам, которые принимаются выпуклыми. Это обстоятельство позволяет использовать традиционную методику оптимизации по критерию минимума расхода условного топлива. При использовании характеристиками агрегатов, приведенными к базисной стоимости топлива, оптимизация выполняется по критерию минимума суммарной стоимости условного топлива.

ЛИТЕРАТУРА

1. Урин, В.Д. Оптимизация состава включенного оборудования энергосистемы / В.Д. Урин // Электричество. – 1980. – № 9. – С. 56–57.
2. Бурначян, Г.А. Выбор оптимального состава работающего оборудования в электроэнергетической системе / Г.А. Бурначян, Р.Р. Овакимян // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1982. – № 1. – С. 11–16.
3. Elasma, A.J. Security constrained dispatch at the New York power pool / A.J. Elasma, S.L. Corey // IEEE. Transaction on Power Systems. – 1982. – № 8. – Р. 2876–2883.
4. Александров, О.И. Оптимизация суточного режима энергосистемы по активной мощности с учетом потерь в сети методом динамического программирования / О.И. Александров, С.В. Домников, Г.Г. Бабкевич // Изв. РАН. Энергетика. – 1993. – № 1. – С. 81–97.
5. Hadley, G. Nonlinear and dynamic programming / G. Hadley. – London, Palo Alto. 1964. – 384 с.
6. Александров, О.И. Оптимизация режима электроэнергетической системы с выбором состава основного оборудования в период ремонтной кампании / О.И. Александров, С.В. Домников, А.М. Бакановский // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2002. – № 6. – С. 3–16.

Поступила 03.04.2015

ENERGY SAVING METHOD FOR THE POWER OBJECTS EQUIPMENT SELECTION

O. ALEXANDROV, D. SVIRSKY, T. JUKOVSKAYA

Both the general problem and the strategy for choosing the optimal composition of the main equipment of a complex power system consisting of condensation, thermal and hydraulic electric power stations are given in the article. The conventional indicators – a minimum fuel consumption in the thermal power stations and a minimum flow of water in the hydroelectric power stations are the optimization criteria. An approximate solution to this task based on the quasi-linear approximation of the power equipment flow characteristics. The algorithm for a simultaneous optimization of a set of the operating units and their rational loading taking into account a fuel consumption for starts and stops is described too. The efficiency function of the task is determined in the domain of this function that is formed by a system of regime-and-technological constraints.