

С.А. МИНАСЯН, Э.К. АРАКЕЛЯН, Г.Э. АГАБАБЯН

МЕТОДИКА ВЫБОРА СОСТАВА ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ НИМИ ПРИ ПОКРЫТИИ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ

Предложена методика выбора состава генерирующего оборудования конденсационных электростанций (КЭС) и оптимального распределения электрической нагрузки между энергоблоками при покрытии суточных графиков электрической нагрузки, учитывающая индивидуальные характеристики каждого энергоблока по экономичности, надежности и маневренности. Приведена блок-схема алгоритма оптимального распределения нагрузки с оптимизацией текущих параметров энергоблоков.

Ключевые слова: график электрической нагрузки, резервирование агрегатов, оптимизация режимов.

При переходе энергетики на рыночные отношения вопросы экономии топлива и электроэнергии приобретают особую важность в связи с тем, что в себестоимости выработки электроэнергии на КЭС топливные затраты составляют 70...80 %. Хотя проблема минимизации топливных затрат при покрытии суточных графиков электропотребления в технической литературе всегда обсуждалась достаточно широко [1-3], вместе с тем новые условия требуют более действенных алгоритмов с учетом факторов экономичности, надежности, маневренности и реального состояния оборудования. В [4] приведена общая методика многокритериальной оптимизации покрытия суточных графиков электрической нагрузки с учетом реальных динамических энергетических характеристик оборудования ТЭС. Решение задачи предлагается провести в три этапа: на первом этапе в результате рассмотрения долгосрочных режимов работы оборудования КЭС, с учетом факторов экономичности и надежности, на конкурсной основе выбирается порядок расположения агрегатов при покрытии суточного графика нагрузки; на втором этапе рассматриваются недельные графики нагрузки с целью предварительной оптимизации состава генерирующего оборудования; на третьем этапе на основе результатов первых двух этапов производится оптимизация суточных режимов работы оборудования ТЭС с учетом факторов маневренности и реального состояния оборудования.

Ниже приводится описание методики выбора состава генерирующего оборудования и оптимального распределения электрической нагрузки между ними (3-й этап).

При рассмотрении задачи приняты следующие исходные положения:

- рассматривается КЭС с блочным оборудованием;

- суточный график электрической нагрузки считается заданным по результатам предварительного распределения нагрузок на уровне энергосистемы;
- энергетические характеристики энергоблоков задаются для каждого энергоблока индивидуально;
- пошаговое точное покрытие заданного суточного графика нагрузки считается обязательным условием, в том числе в часы спада и подъема нагрузки;
- по результатам выполнения первых двух этапов задачи, как было указано выше, агрегаты при покрытии суточного графика нагрузки располагаются в определенном порядке;
- способы резервирования каждого энергоблока и их энергетические показатели (характеристики) считаются известными.

Постановка задачи. Для заданного суточного графика электрической нагрузки в каждый момент времени (τ) требуется найти состав генерирующего оборудования и оптимальное распределение активной нагрузки N_τ между ними таким образом, чтобы обеспечить точное покрытие графика с минимальными затратами на топливо за сутки в целом, т.е.

$$Z_{\text{ст}}^c = C_\tau \left[\sum_{i=1}^n [B_{ic}(N_i) + \Delta B_{ip}(\tau_p)] \right] \rightarrow \min, \quad (1)$$

где $Z_{\text{ст}}^c$ - суммарные затраты на топливо на станции за сутки; $B_{ic}(N_i)$ - расход топлива на i -ом агрегате на выработку электроэнергии за сутки; ΔB_{ip} - потери топлива на i -ом агрегате при его резервировании на время (τ_p); C_τ - стоимость топлива; $i = 1, 2, \dots, n$ - число энергоблоков на станции.

Расход топлива на i - ом агрегате на выработку электроэнергии определяется как

$$B_i(N_i) = \int_0^{\tau_{ri}} b_i(N_i) N_{i\tau} d\tau, \quad (2)$$

где τ_{ri} - время работы i - го агрегата в режиме генерации электроэнергии; $b_i(N_i)$ - удельный расход топлива на i - ом агрегате как функция от текущей нагрузки; $N_{i\tau}$ - нагрузка агрегата в момент времени τ .

Потери топлива на i - ом агрегате в период его резервирования составляют

$$\Delta B_{ip}(\tau_p) = \sum_{k=1}^{\bar{k}} \int_0^{\tau_{ipk}} \Delta B_{ip}(l_{ip}) d\tau_p, \quad (3)$$

где τ_{ipk} - время работы i - го агрегата в k - ом способе резервирования; $\Delta B_{ip}(l_{ip})$ - потери топлива в l - ом способе резервирования за единицу времени; $\bar{k}$ - способы резервирования в течение суток.

Уравнения (1)-(3) рассматриваются при следующих балансовых уравнениях и ограничениях:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^n (N_{i\tau} - N_{i,ч.т}) - N_{ст.т} = 0, \\ N_i^{\min} \leq N_i \leq N_i^{\max}, \\ \sum_{i=1}^n B_{i\tau}(N_{i\tau}) = B_{ст.т} \leq B_{ст.т}^{\max}, \\ L_{kp} \in [ОПР, МР, РР_{\min}, ГВР, Р_{сн}, \dots], \end{array} \right. \quad (4)$$

где $N_{i\tau}$, $N_{i,ч.т}$ - текущая нагрузка i - го агрегата и мощность его электрических собственных нужд; $N_i^{\min}$, $N_i^{\max}$ - ограничения по минимуму и максимуму мощности i - го агрегата; $B_{i\tau}(N_{i\tau})$ - расход топлива на i - ом агрегате; $B_{ст.т}$, $B_{ст.т}^{\max}$ - расход топлива на станции в момент времени (и допустимая его величина (если такое ограничение существует); L_{kp} - имеющиеся в распоряжении персонала возможные способы резервирования мощности k - го резервируемого агрегата из числа: ОПР – остановочно-пусковой режим; МР – моторный режим; $РР_{\min}$ – режим минимальных нагрузок (15-20% от N_n); ГВР – горячевращающийся режим; $Р_{сн}$ – режим собственных нужд и др.

Решение поставленной задачи в таком виде требует большого числа расчетов, если принять часовой интервал по времени и согласования получаемых решений по нагрузке и способам резервирования на каждом последующем шаге.

Для сокращения расчетов суточный график нагрузки представим в виде двух зон с разгрузкой, провалом и нагружением в каждой зоне (рис.1). В первую зону включается максимум нагрузки, ночной провал и утренний подъем нагрузки. Во вторую зону включается дневной провал и вечернее нагружение. Оптимизация режимов проводится в каждой зоне графика с согласованием режимов работы оборудования по зонам между собой.

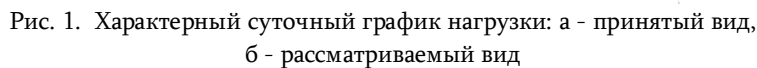
В первой зоне покрытие максимума нагрузки, как было указано выше, производится распределением агрегатов в определенном порядке. Рассмотрим порядок оптимизации при минимальной нагрузке (N_r , рис. 1).

Для удобства расчетов и в предположении, что все энергоблоки работают на одном виде топлива (заменяя минимум затрат на топливо на минимум расхода топлива), выражение (1) представим в виде

$$B_{ст.пп}^c = \sum_{i=1}^n B_i(N_i, \tau_{пп}) + \sum_{k=1}^{n_p} \Delta B_k(\tau_{пп}), \quad (5)$$

Число генерируемых агрегатов во время провала нагрузки определяется исходя из величин N_{Γ} и ограничений на технический минимум энергоблока:

округленное до целого числа в сторону увеличения.



Очевидно, что резервируемые агрегаты в зоне разгрузки станции $N_p = N_{\max}^{\text{ст}} - N_r$ располагаются в том же порядке, как и при покрытии

максимума нагрузки, следовательно, для каждого из них известна величина $\tau_{\text{пр}k}$ (рис. 1б)

$$\tau_{\text{пр}k} = \frac{1}{2}(\tau_{\text{пр}k}^{\max} + \tau_{\text{пр}k}^{\min}),$$

и способ их резервирования можно определить по методике, изложенной в [4], но с учетом фактора маневренности, для чего потери топлива при 1 – ом способе резервирования вычисляются по выражению

$$\Delta B_k(l)_{\text{пр}} = \Delta B_k(l, \tau_{\text{пр}}) + \Delta B_{kw}(l),$$

где $\Delta B_k(l, \tau_{\text{пр}})$ – потери топлива на k – ом агрегате при 1 – ом способе резервирования как функция от $\tau_{\text{пр}}$, без учета фактора маневренности; $\Delta B_{kw}(l)$ – дополнительные потери, учитывающие фактор маневренности:

$$\Delta B_{kw}(l) = \begin{cases} 0, & \text{если } W_{\text{нк}} \geq W_{\text{н.ст.к}}; \\ \Delta B_{kw}^{\text{ст}}, & \text{если } W_{\text{нк}} < W_{\text{н.ст.к}}. \end{cases}$$

Здесь $W_{\text{нк}}$ – допустимая скорость нагружения k -го агрегата при выходе из 1-го способа резервирования; $W_{\text{н.ст.к}}$ – требуемая скорость нагружения по графику нагружения станции в период нагружения k -го агрегата, т.е.

$$W_{\text{н.ст.к}} = \frac{\Delta N_{\text{ст.к}}}{\Delta \tau_{\text{к.н}}},$$

где $\Delta N_{\text{ст.к}}$, $\Delta \tau_{\text{к.н}}$ – величина и время изменения нагрузки станции в зоне расположения k -го агрегата.

При таком подходе преимуществом пользуются те способы резервирования, которые обладают большой маневренностью (РР, МР) и тем самым могут обеспечить требуемые по системным условиям графики нагружения станции.

Для определения $\Delta B_{kw}^{\text{ст}}$ в случае $W_{\text{нк}} < W_{\text{н.ст.к}}$ применяют следующую методику.

На рис.2 приведены графики нагружения станции (линия АС) и нагружения k -го энергоблока после вывода из резерва с максимально допустимой скоростью (линия АВ). Так как при этом $W_k < W_{\text{ст}}$, то это приводит к недопустимому недоотпуску электроэнергии (площадь треугольника АВС), вследствие чего необходим опережающий вывод k -го энергоблока из резерва на время, соответствующее отрезку DA, или

$$\Delta \tau_{\text{оп.к}} = \tau_{\text{н.к}}^{\text{д}} - \tau_{\text{н.ст}} = \frac{N_k}{W_{\text{к.н}}^{\text{доп}}} - \frac{N_k}{W_{\text{ст}}} = N_k \left(\frac{1}{W_{\text{к.н}}^{\text{доп}}} - \frac{1}{W_{\text{ст}}} \right),$$

где $\tau_{н.к}^д$, $\tau_{н.ст}$ - время нагружения k -го энергоблока и требуемое время его нагружения по суточному графику; $W_{к.н}^{доп}$, $W_{ст}$ - соответствующие скорости нагружения.

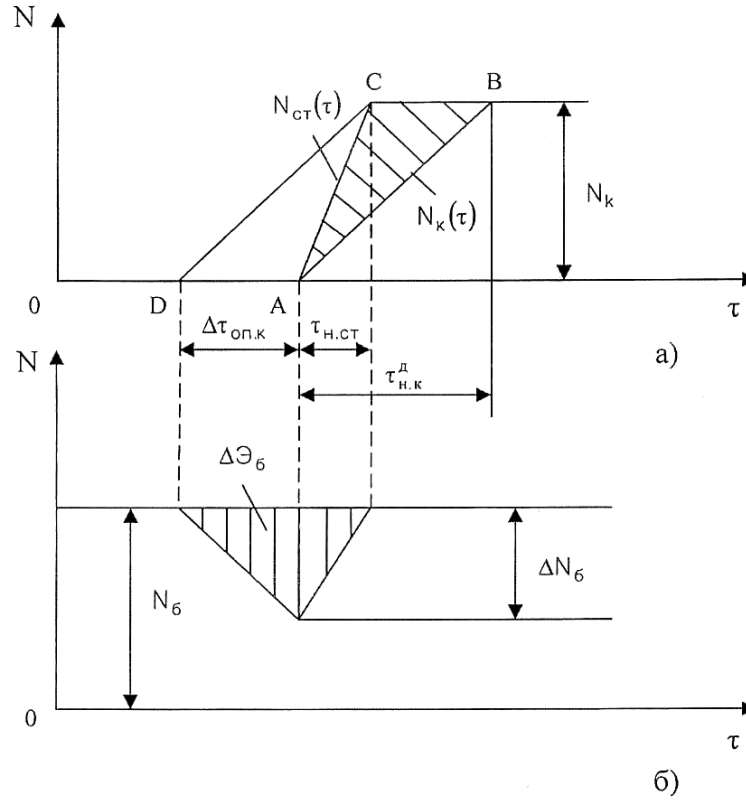


Рис. 2. К определению $\Delta B_{кв}^{ст}$: а - график нагружения k -го агрегата при выходе из резерва, б - график изменения нагрузки «базисного» разгружаемого агрегата

При опережающем пуске и нагружении k -го энергоблока (линия DC на рис. 2а) получаем избыток мощности и электроэнергии (площадь треугольника DAC), который также недопустим. Исходя из этого, принимаем, что производится вынужденная разгрузка одного из нижерасположенных блоков с последующим его нагружением (рис 2б). Величина разгрузки «базисного» блока определяется как

$$\Delta N_6 = \frac{\Delta \Theta_6}{\Delta \tau_{оп} + \Delta \tau_{н.ст}} = \frac{N_k \Delta \tau_{оп}}{2(\Delta \tau_{оп} + \Delta \tau_{н.ст})} = \frac{N_k}{2} \left(\frac{1}{1 + \frac{\Delta \tau_{н.ст}}{\Delta \tau_{оп}}} \right).$$

Потери топлива при этом можно определить по выражению

$$\Delta B_{kw}^{ст} = \Delta \mathcal{E}_{\delta} (b_{ср.к} - b_{ср.б}) + \Delta B_{нст.б} \left(\frac{\Delta N_{\delta}}{N_{\delta}} \right),$$

где $b_{ср.к}$, $b_{ср.б}$ - средний удельный расход топлива на выработку электроэнергии на k - ом блоке при нагружении и на «базисном» блоке за период его разгружения-нагружения; $\Delta B_{нст.б}$ - дополнительные потери топлива на нестационарные и переходные процессы на «базисном» блоке как функция от степени его разгружения и скорости изменения нагрузки.

Для иллюстрации на рис.3 приведены условные графики потерь топлива при резервировании двумя способами: ОПР и МР.

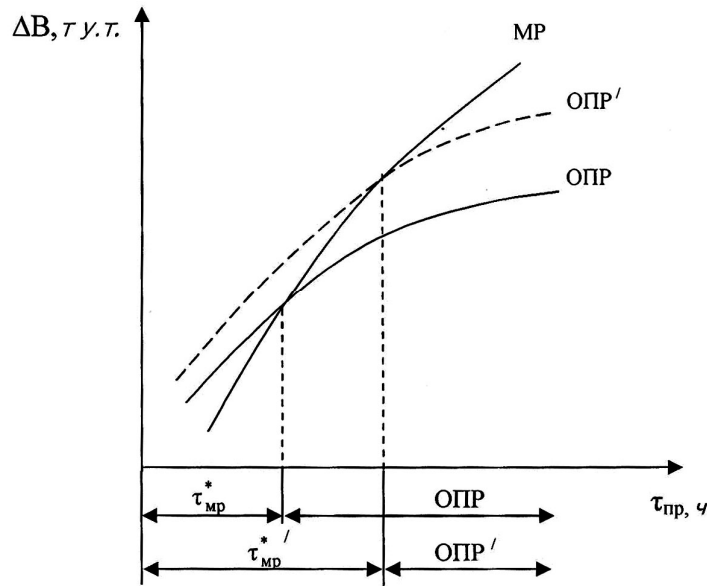


Рис. 3. Графическое определение целесообразности применения МР по сравнению с ОПР без учета и с учетом маневренности ОПР'

Для блока 200 МВт время выгоды МР по отношению к ОПР ($\tau'_{мр}$) составляет обычно 6...7 час [2], учет же маневренности при больших скоростях нагружения приводит к увеличению этой величины до 8...10 час (как правило, скорости нагружения при пуске энергоблоков после ночных остановов небольшие и значительно ниже от системных скоростей нагружения). Аналогичным образом учитывается маневренность и других способов резервирования при попарном их сравнении.

Для расчета потерь топлива при различных способах резервирования можно воспользоваться зависимостями [2]:

- для ОПР:

$$\Delta B_{\text{ОПР}} = 47,06 + 0,996\tau_p - 0,0035\tau_p^2;$$

- для МР:

$$\Delta B_{\text{МР}} = \left\{ 2,01 - 0,663P_k^{\text{нр}} + 2,653(P_k^{\text{нр}})^2 \right\} + 1,17\tau_p + 26,0 - 0,004\tau_p^2;$$

- для ГВР:

$$\Delta B_{\text{ГВР}} = 37,4 + 4,728\tau_p.$$

В приведенных выражениях $P_k^{\text{нр}} = P_k \cdot 10^2$, P_k - давление в конденсаторе, атм; τ_p - время резервирования, ч.

Дополнительные потери топлива на переходные и нестационарные процессы в разгрузочных режимах определяются как

$$\Delta B_{\text{нест}} = \Delta B^{\text{р.н}} + \Delta B^{\text{ст.}} = \int_0^{\tau_{\text{нест}}} B_{\text{ч}}(\tau) d\tau - B_{\text{ч.ср}} \tau_{\text{стц.}} + \Delta B_{\text{ак}}^{\text{р}},$$

где $\tau_{\text{нест.}}$, $\tau_{\text{стц.}}$ - полное время изменения нагрузки и время работы блока при стационарной (средней) нагрузке, за которое выработка электроэнергии равна суммарной выработанной электроэнергии за время $\tau_{\text{нест.}}$; $B_{\text{ч}}(\tau)$ - изменение часового расхода топлива во времени изменения нагрузки; $B_{\text{ч.ср}}$ - часовой расход топлива при средней нагрузке за период $\tau_{\text{стц.}}$; $\Delta B_{\text{ак}}^{\text{р}}$ - топливо, эквивалентное аккумулированной теплоте, полезно использованной в процессе разгрузки блока.

По регрессионным зависимостям, полученным отдельно для этапов разгрузки и нагружения, можно определить дополнительные потери топлива в зависимости от глубины $\left(\frac{\Delta N}{N_{\text{н}}}\right)$ и скорости $\left(\frac{\Delta N}{\Delta \tau}\right)$ изменения нагрузки:

$$\begin{aligned} \Delta B_{\text{нест}} \left(\frac{\Delta N}{N_{\text{н}}}, \frac{\Delta N}{\Delta \tau} \right) = & b_0 + b_1 \frac{\Delta N}{N_{\text{н}}} + b_2 \frac{\Delta N}{\Delta \tau} + b_3 \left(\frac{\Delta N}{N_{\text{н}}} \right)^2 + \\ & + b_4 \left(\frac{\Delta N}{\Delta \tau} \right)^2 + b_5 \left(\frac{\Delta N}{N_{\text{н}}} \right) \left(\frac{\Delta N}{\Delta \tau} \right), \end{aligned}$$

где коэффициенты $b_0, b_1, \dots, b_5$ для энергоблоков 150, 200 и 300 МВт приведены в [1].

Оптимальное распределение нагрузки между генерирующими энергоблоками в базисной части провала нагрузки производится по известным методикам, например, методом динамического программирования. Так как фактор надежности учтен на первом этапе оптимизации, а фактор маневренности – при определении способа резервирования, распределение

нагрузки может быть проведено в однокритериальной постановке, и в качестве критерия оптимизации могут служить затраты на топливо или общий расход топлива на период прохождения провала нагрузки.

Аналогично проводится оптимизация режимов для второй зоны графика нагрузки, при этом результаты расчетов 1-й зоны используются для 2-й зоны графика. Учитывается также, что при выходе из второй зоны режимы работы энергоблоков уже известны.

Для электростанций, применяющих “скользящее” резервирование, учет таких факторов, как начальное давление пара при пониженных нагрузках и давление пара в конденсаторе как следствие их технического состояния, при оптимальном распределении нагрузки является актуальным.

В этом случае предлагается алгоритм, блок-схема которого приведена на рис. 4. Алгоритм состоит из двух этапов:

- 1) предварительное распределение нагрузки без учета указанных факторов при известных функциональных зависимостях $B_i = f(N_i)$;
- 2) выбор оптимальных значений P_0 и P_k для каждого энергоблока при заданной мощности N_i , проверка возможности реализации полученных значений P_{0i} и P_{ki} (перечень оптимизируемых параметров при необходимости можно расширить), их уточнение и повторная оптимизация по зависимостям $B_i = f(N_i, P_{0i}, P_{ki})$. Итеративный процесс оптимизации продолжается до выполнения условия

$$|B_{ст}^{m+1} - B_{ст}^m| \leq \varepsilon_B,$$

где ε_B - заданная точность расчетов; m – порядковый номер текущего расчета.

Для учета реального состояния оборудования конечное решение из числа решений в интервале $B_{ст}^{\min} - \Delta B$ (где ΔB - заданный интервал рассмотрения) принимает оперативный персонал.

Таким образом, приведенная методика оптимизации суточных графиков нагрузки позволяет учесть индивидуальные характеристики каждого энергоблока по экономичности, надежности и маневренности.

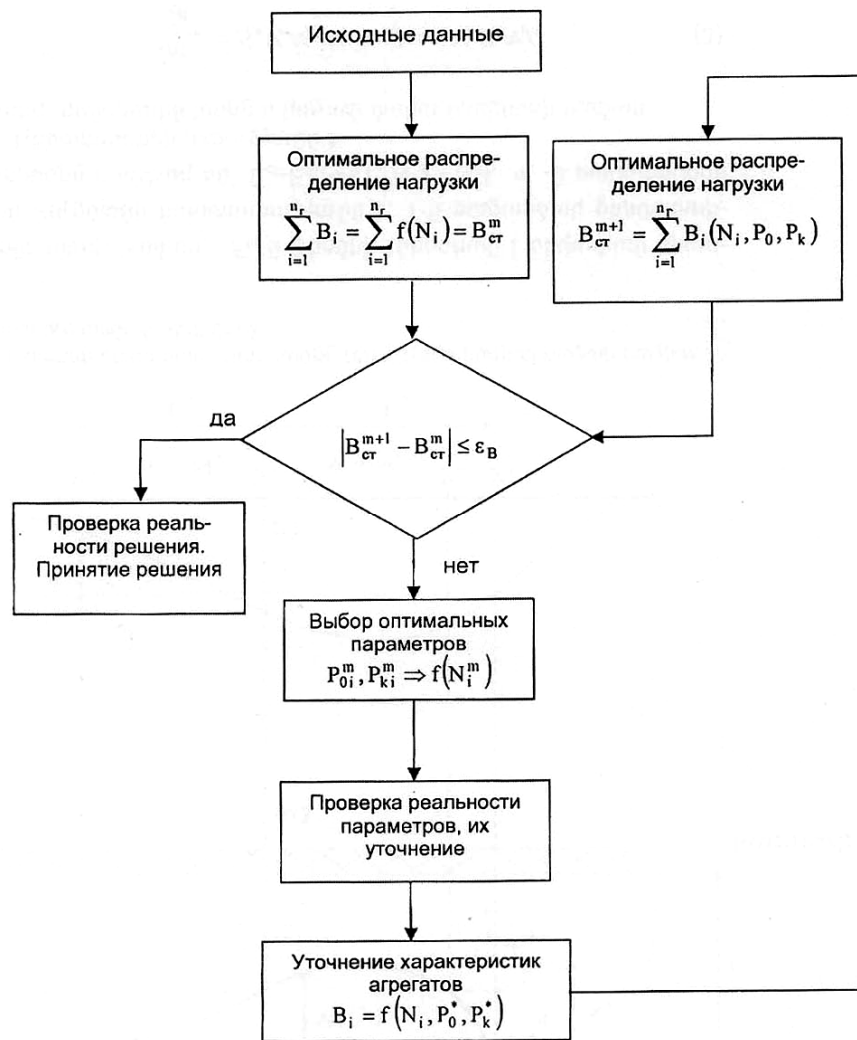


Рис. 4. Блок-схема алгоритма оптимального распределения нагрузки с оптимизацией текущих параметров блока

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Мадоян А. А., Аракелян Э. К., Минасян С. А.** Расчет нестационарных характеристик и показателей графиков электрической нагрузки и агрегатов. – Ереван: Айастан, 1989. – 135с.
2. **Аракелян Э. К., Старшинов В. А.** Повышение экономичности и маневренности оборудования тепловых электростанций. – М.: МЭИ, 1993. – 328 с.
3. **Минасян С. А.** Выбор оптимальных режимов работы ТЭС энергосистемы с учетом динамики энергетических характеристик оборудования: Автореферат дис. ... канд. техн. наук. – Ереван, 1981. – 20 с.
4. **Аракелян Э. К., Минасян С. А., Агабабян Г. Э.** Методика многокритериальной оптимизации покрытия суточных графиков электрической нагрузки с учетом реальных динамических характеристик оборудования ТЭС // Сборник докладов международной конференции “Control-2005”. – М.: МЭИ, 2005. – С. 12 – 18.

ГИУА. Материал поступил в редакцию 26.09.2005.

Ս.Ա. ՄԻՆԱՍՅԱՆ, Է.Կ. ԱՌԱՔԵԼՅԱՆ, Գ. Է. ԱԴԱԲԱԲՅԱՆ

**ԿՈՆԴԵՆՍԱՑԻՈՆ ԷԼԵԿՏՐԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ ԳԵՆԵՐԱՑՆՈՂ ՍԱՐՔԱՎՈՐՄԱՆ ԿԱԶՄԻ
ԸՆՏՐՈՒԹՅԱՆ ԵՎ ԷՆԵՐԳԱԲԼՈՎՆԵՐԻ ՄԻՋԵՎ ԷԼԵԿՏՐԱԿԱՆ ԲԵՌՆՎԱԾՔԻ ՕՊՏԻՄԱԼ
ԲԱՇԽՄԱՆ ՄԵԹՈԴԻԿԱ՝ ՕՐԱԿԱՆ ԷԼԵԿՏՐԱԿԱՆ ԲԵՌԻ ԳՐԱՖԻԿՆԵՐԻ ԾԱԾԿՄԱՆ
ՊԱՅՄԱՆՆԵՐՈՒՄ**

Առաջարկված է ԿԷԿ-ի գեներացնող սարքավորման կազմի ընտրության և էներգաբլոկների միջև էլեկտրական բեռնվածքի օպտիմալ բաշխման մեթոդիկա՝ օրական էլեկտրական բեռի գրաֆիկների ծածկման պայմաններում, որը հաշվի է առնում առանձին էներգաբլոկների անհատական բնութագրերն ըստ խնայողականության, հուսալիության և մանևրայնության: Բերված է էներգաբլոկների միջև բեռնվածքի օպտիմալ բաշխման խնդրի ալգորիթմի բլոկ-սխեման՝ էներգաբլոկների ընթացիկ պարամետրերի լավարկմամբ:

Առանցքային բառեր. էլեկտրական բեռի գրաֆիկ, ագրեգատների ռեզերվացում, ռեժիմների լավարկում:

S.A. MINASYAN, E. K. ARAKELYAN, G. E. AGHABABYAN

**METHOD FOR THE COMPOSITION SELECTION OF CONDENSING PLANTS GENERATING
EQUIPMENT AND OPTIMAL DISTRIBUTION OF ELECTRIC LOAD AMONG POWER UNITS
WITH THE COVERAGE OF DAILY LOAD DIAGRAMS**

A method for the composition selection of CP generating equipment and optimal distribution of electric load among power units with the coverage of daily electric load diagrams taking into account individual characteristics of efficiency, reliability and cyclic load capability of each power unit is suggested. A flowchart of the algorithm for the optimal electric load distribution with the optimization of the current parameters of power units is provided.

Keywords: energy load diagram, power unit reservation, operational mode optimization.