

Г.А. БУРНАЧЯН, М.Ф. ЭЛБАКЯН

ОПТИМИЗАЦИЯ ВНУТРИСТАНЦИОННЫХ РЕЖИМОВ ТЭЦ, РАБОТАЮЩЕЙ В ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Исследуются вопросы оптимального распределения электрических и тепловых нагрузок между агрегатами теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) с учетом оптимизации электрических режимов со станциями энергосистемы. Рассмотрен пример оптимального распределения электрической и тепловой нагрузок между агрегатами ТЭЦ в энергетической системой.

Ключевые слова: энергетика, энергетическая система, относительный прирост, расход топлива, оптимальное распределение нагрузки.

Выбор оптимальных режимов работы агрегатов ТЭЦ должен быть тесно взаимосвязан с режимами работы станций тепловой энергосистемы по электрическим мощностям. Однако при оптимизации внутристанционных режимов ТЭЦ необходимо распределить не только электрическую, но и, в первую очередь, тепловую нагрузку, что создает определенные трудности при взаимоувязке с режимами энергосистемы. Поэтому при выборе оптимальных режимов тепловых станций энергосистемы электрические режимы работы ТЭЦ часто принимаются заведомо заданными исходя из условий работы по теплофикационному режиму. Такой подход в реальных условиях неприемлем, поскольку в ряде энергосистем доля ТЭЦ доходит до 30%. В этих случаях выбор оптимальных внутристанционных режимов ТЭЦ с учетом ее работы в энергосистеме для покрытия электрических нагрузок позволит значительно повысить эффективность этих станций.

Постановка задачи. Рассматривается некоторая гипотетически концентрированная энергосистема, состоящая из "m" конденсационных станций и одной ТЭЦ, оборудованной производственно-теплофикационной (ПТ), теплофикационной (Т) и противодавленческой (Р) турбинами, питаемыми котлами одинаковой паропроизводительности (рис. 1).

При оптимизации режима энергосистемы, включая и ТЭЦ, в качестве критерия оптимальности принимается минимум расхода условного топлива [1]. В этом случае минимизируемая функция может быть представлена в виде

$$B = \sum_{i=1}^m B_{\kappa_i} + \sum_{j=1}^n B_{\tau_j} \rightarrow \min. \quad (1)$$

Если конденсационные станции энергосистемы (КЭС) представить в виде одной эквивалентной станции, то выражение (1) можно записать в виде

$$B = B_k + \sum_{j=1}^n B_{T_j} \rightarrow \min. \quad (2)$$

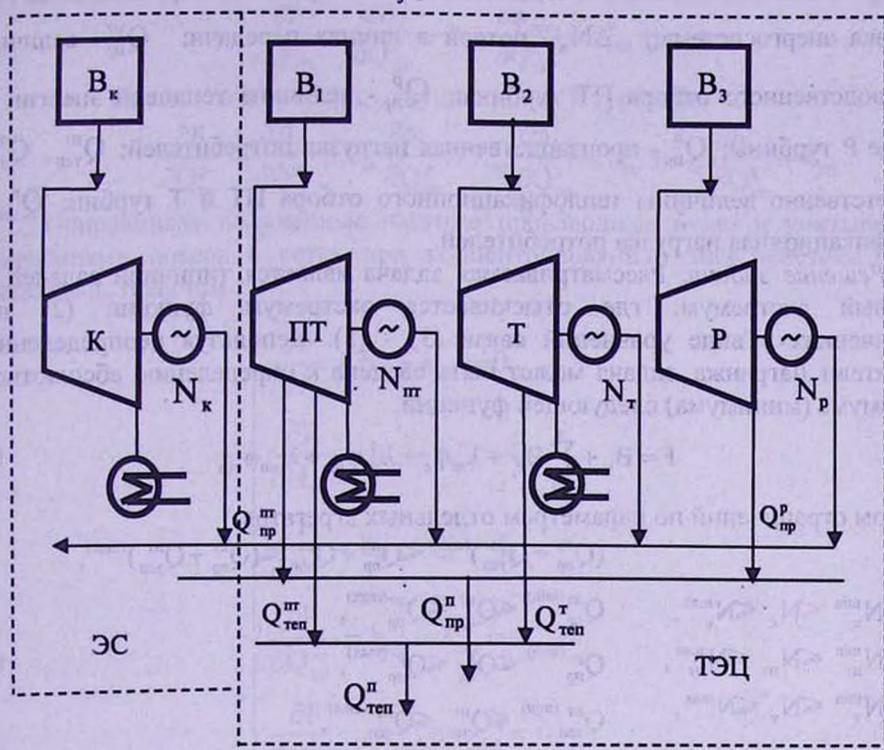


Рис.1. Тепловая схема энергетической системы

В выражениях (1), (2) B_k , B_k и B_{T_j} - часовой расход условного топлива соответственно i -й КЭС, эквивалентной конденсационной станции, j -го агрегата ТЭЦ.

Условие (2) должно выполняться при соблюдении следующих ограничений:

- баланс нагрузок энергосистемы:

$$\varphi_c = N_k + \sum_{j=1}^n N_{T_j} - N_c - \Delta N_n = 0; \quad (3)$$

- балансы промышленной тепловой и теплофикационной нагрузок по ТЭЦ:

$$\varphi_{пр} = Q_{теп}^{пт} + Q_{теп}^P - Q_{теп}^п = 0, \quad (4)$$

$$\varphi_{теп} = Q_{теп}^{пт} + Q_{теп}^T - Q_{теп}^п = 0, \quad (5)$$

где N_{T_j} и N_K - соответственно электрическая мощность j -го теплофикационного агрегата и конденсационных агрегатов энергосистемы; N_C - нагрузка энергосистемы; ΔN_{Σ} - потери в линиях передачи; $Q_{\text{отр}}^{\text{пт}}$ - величина производственного отбора ПТ турбины; $Q_{\text{отр}}^{\text{р}}$ - величина тепловой энергии на выходе Р турбины; $Q_{\text{отр}}^{\text{н}}$ - производственная нагрузка потребителей; $Q_{\text{теп}}^{\text{пт}}$, $Q_{\text{теп}}^{\text{т}}$ соответственно величины теплофикационного отбора ПТ и Т турбин; $Q_{\text{теп}}^{\text{н}}$ - теплофикационная нагрузка потребителей.

Решение задачи. Рассматриваемая задача является типичной задачей на условный экстремум, где отыскивается экстремум функции (2) при ограничениях в виде уравнений связи (3) - (5). Используя неопределенные множители Лагранжа, задача может быть сведена к определению абсолютного экстремума (минимума) следующей функции:

$$F = B_{\Sigma} + \sum_{j=1}^n B_{T_j} + \lambda_{\Sigma\Delta} \Phi_{\Sigma} + \lambda_{\text{отр}} \Phi_{\text{отр}} + \lambda_{\text{теп}} \Phi_{\text{теп}} \quad (6)$$

с учетом ограничений по параметрам отдельных агрегатов:

$$\begin{aligned} (Q_{\text{отр}}^{\text{пт}} + Q_{\text{теп}}^{\text{пт}})^{(\text{min})} &\leq Q_{\text{отр}}^{\text{пт}} + Q_{\text{теп}}^{\text{пт}} \leq (Q_{\text{отр}}^{\text{пт}} + Q_{\text{теп}}^{\text{пт}})^{(\text{max})}, \\ N_K^{\text{min}} &\leq N_K \leq N_K^{\text{max}}, & Q_{\text{отр}}^{\text{пт}(\text{min})} &\leq Q_{\text{отр}}^{\text{пт}} \leq Q_{\text{отр}}^{\text{пт}(\text{max})}, \\ N_{\text{отр}}^{\text{min}} &\leq N_{\text{отр}} \leq N_{\text{отр}}^{\text{max}}, & Q_{\text{отр}}^{\text{р}(\text{min})} &\leq Q_{\text{отр}}^{\text{р}} \leq Q_{\text{отр}}^{\text{р}(\text{max})}, \\ N_T^{\text{min}} &\leq N_T \leq N_T^{\text{max}}, & Q_{\text{теп}}^{\text{пт}(\text{min})} &\leq Q_{\text{теп}}^{\text{пт}} \leq Q_{\text{теп}}^{\text{пт}(\text{max})}, \\ & & Q_{\text{теп}}^{\text{т}(\text{min})} &\leq Q_{\text{теп}}^{\text{т}} \leq Q_{\text{теп}}^{\text{т}(\text{max})}. \end{aligned} \quad (7)$$

Дифференцируя целевую функцию по независимым переменным, получим следующую систему уравнений:

- по электрической мощности эквивалентной конденсационной станции:

$$\frac{\partial F}{\partial N_K} = \frac{dB_{\Sigma}}{dN_K} + \lambda_{\Sigma\Delta} \left(1 - \frac{\partial \Delta N_{\Sigma}}{\partial N_K} \right) \quad (8)$$

- по электрическим мощностям ПТ и Т турбин:

$$\frac{\partial F}{\partial N_m} = \frac{dB_1}{dN_m} + \lambda_{\Sigma\Delta} \left(1 - \frac{\partial \Delta N_{\Sigma}}{\partial N_m} \right) \quad (9)$$

$$\frac{\partial F}{\partial N_1} = \frac{dB_2}{dN_1} + \lambda_{\Sigma\Delta} \left(1 - \frac{\partial \Delta N_{\Sigma}}{\partial N_1} \right) \quad (10)$$

- по нагрузке производственного отбора ПТ турбины:

$$\frac{\partial F}{\partial Q_{\text{отр}}^{\text{пт}}} = \frac{dB_1}{dQ_{\text{отр}}^{\text{пт}}} + \lambda_{\text{отр}} \frac{\partial \Phi_{\text{отр}}}{\partial Q_{\text{отр}}^{\text{пт}}} = b_{\text{отр}}^{\text{пт}} + \lambda_{\text{отр}}; \quad (11)$$

- по нагрузке теплофикационных отборов ПТ и Т турбин:

$$\frac{\partial F}{\partial Q_{\text{теп}}^{\text{ит}}} = \frac{dB_1}{dQ_{\text{теп}}^{\text{ит}}} + \lambda_{\text{теп}} \frac{\partial \varphi_{\text{теп}}}{\partial Q_{\text{теп}}^{\text{ит}}} = b_{\text{теп}}^{\text{ит}} + \lambda_{\text{теп}}; \quad (12)$$

$$\frac{\partial F}{\partial Q_{\text{теп}}^{\text{т}}} = \frac{dB_2}{dQ_{\text{теп}}^{\text{т}}} + \lambda_{\text{теп}} \frac{\partial \varphi_{\text{теп}}}{\partial Q_{\text{теп}}^{\text{т}}} = b_{\text{теп}}^{\text{т}} + \lambda_{\text{теп}}; \quad (13)$$

- по тепловой энергии, отпущенной из Р турбины:

$$\frac{\partial F}{\partial Q_{\text{пр}}^{\text{п}}} = \frac{dB_3}{dQ_{\text{пр}}^{\text{п}}} + \lambda_{\text{эл}} \frac{\partial N_{\text{р}}}{\partial Q_{\text{пр}}^{\text{п}}} + \lambda_{\text{пр}} \frac{\partial \varphi_{\text{пр}}}{\partial Q_{\text{пр}}^{\text{п}}} = b_{\text{пр}}^{\text{п}} + \lambda_{\text{эл}} \frac{\partial N_{\text{р}}}{\partial Q_{\text{пр}}^{\text{п}}} + \lambda_{\text{пр}}. \quad (14)$$

Приравнявая полученные частные производные нулю и учитывая, что изменениями потерь в сетях при концентрированной энергосистеме можно пренебречь, получим

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial F}{\partial N_{\text{к}}} &= b_{\text{к}} + \lambda_{\text{эл}} = 0, \\ \frac{\partial F}{\partial N_{\text{ит}}} &= b_{\text{ит}} + \lambda_{\text{эл}} = 0, \\ \frac{\partial F}{\partial N_{\text{т}}} &= b_{\text{т}} + \lambda_{\text{эл}} = 0, \\ \frac{\partial F}{\partial Q_{\text{пр}}^{\text{ит}}} &= b_{\text{пр}}^{\text{ит}} + \lambda_{\text{пр}} = 0, \\ \frac{\partial F}{\partial Q_{\text{теп}}^{\text{ит}}} &= b_{\text{теп}}^{\text{ит}} + \lambda_{\text{теп}} = 0, \\ \frac{\partial F}{\partial Q_{\text{теп}}^{\text{т}}} &= b_{\text{теп}}^{\text{т}} + \lambda_{\text{теп}} = 0, \\ \frac{\partial F}{\partial Q_{\text{пр}}^{\text{п}}} &= b_{\text{пр}}^{\text{п}} + \lambda_{\text{эл}} \frac{\partial N_{\text{р}}}{\partial Q_{\text{пр}}^{\text{п}}} + \lambda_{\text{пр}} = 0. \end{aligned} \right\} \quad (15)$$

Внося определенные преобразования в (15), получим условие для оптимизации рабочих режимов агрегатов в энергосистеме по электрическим и тепловым нагрузкам:

$$\left\{ \begin{array}{l} b_{\text{от}} = b_T = b_K, \\ b_{\text{теп}}^{\text{от}} = b_{\text{теп}}^T, \\ b_{\text{пр}}^{\text{от}} = b_{\text{пр}}^P - \frac{\partial N_P}{\partial Q_{\text{пр}}^P} b_K, \end{array} \right. \quad (16)$$

где $b_{\text{от}}$, b_T - относительный прирост топлива котла по электрической мощности соответственно ПТ и Т турбин; b_K - относительный прирост топлива К энергоблоков; $b_{\text{теп}}^{\text{от}}$, $b_{\text{теп}}^T$ - относительный прирост топлива котла по нагрузке теплофикационного отбора соответственно ПТ и Т турбин; $b_{\text{пр}}^{\text{от}}$, $b_{\text{пр}}^P$ - относительный прирост топлива котла по нагрузке производственного отбора соответственно ПТ и Р турбин.

Замечание. В случае, если одна из найденных величин $N_{\text{от}}, N_K, N_T, Q_{\text{пр}}^{\text{от}}, Q_{\text{пр}}^P, Q_{\text{теп}}^{\text{от}}, Q_{\text{теп}}^T$ не удовлетворяет ограничению (7), необходимо в алгоритме расчета эту величину заменить максимальным или минимальным значением.

Пример. В ТЭЦ установлены турбины 2 x P-50-130, 4 x ПТ-60-130/13. Турбины P-50-130 и ПТ-60-130/13 питаются из котлов ТГМ-84. В энергосистеме работают 2 x К-160-130, 4 x К-200-130 и 2 x К-300-130 конденсационных станций.

Задана потребность электрической нагрузки N_C по системе. Также заданы потребности $Q_{\text{пр}}^n$ производственной и $Q_{\text{теп}}^n$ теплофикационной энергий. Энергетические характеристики турбоагрегатов и котлоагрегатов известны.

Требуется данные нагрузок оптимально распределить между турбоагрегатами.

Известно, что по энергетическим характеристикам котла ТГМ-84 можно получить аналитическое уравнение часового расхода условного топлива [2]:

$$B = 8,8331 + 0,0457Q_0 + 0,0003Q_0^2, \quad (17)$$

где Q_0 - теплопроизводительность котла.

Из энергетических характеристик турбин ПТ-50-130/13 и P-50-130-13 можно получить аналитические уравнения мощности и часового расхода тепла по турбинам [2-5]:

1) для противодавленческой турбины P-50-130-13:

$$N_{\text{теп}} = -12,6485 + 0,3325Q_{\text{пр}}, \quad (18)$$

$$Q_0^{\text{теп}} = 0,4680 + 0,2125N_{\text{теп}} + Q_{\text{пр}}, \quad (19)$$

где $N_{\text{теп}}$ - электрическая нагрузка турбины; $Q_0^{\text{теп}}$ - расход тепла на турбину;

$Q_{\text{пр}}$ - тепловая нагрузка;

2) для производственно-теплофикационной турбины ПТ-50-130/13:

$$N_{\text{теп}} = -3,4165 + 0,0473Q_{\text{пр}} + 0,5277Q_{\text{теп}}, \quad (20)$$

$$Q_0 = 14,4932 + 0,9130N_{\text{теп}} + 0,4572Q_{\text{пр}} + 1,2057Q_{\text{теп}} + 1,8102(N_{\text{эл}} - N_{\text{теп}}), \quad (21)$$

где $N_{\text{эл}}$ - электрическая мощность турбины; $N_{\text{теп}}$ - электрическая мощность турбины на тепловом потреблении; Q_0 - расход тепла на турбину; $Q_{\text{пр}}$ - производственная тепловая нагрузка; $Q_{\text{теп}}$ - теплофикационная тепловая нагрузка.

Используя аналитические уравнения энергетических характеристик турбинных и котельных агрегатов, можно получить аналитические уравнения расхода условного топлива котлов (ТМ-84) $V = f(N_{\text{эл}}, Q_{\text{пр}}, Q_{\text{теп}})$, которые присоединены к противодавленческой (Р-50-130-13) и производственно-теплофикационной (ПТ-60-130/13) турбинам (потери переноса тепла не учитываем):

$$V_p = 8,73313 + 0,0475Q_{\text{пр}} + 0,00034Q_{\text{теп}}^2, \quad (22)$$

$$V_m = 9,7280 + 0,0234Q_{\text{пр}}^m + 0,0411Q_{\text{теп}}^m + 0,1018N_m + 0,001(N_m)^2 + 0,0001(Q_{\text{пр}}^m)^2 + 0,0002(Q_{\text{теп}}^m)^2 + 0,0002Q_{\text{пр}}^m Q_{\text{теп}}^m + 0,0004N_m Q_{\text{пр}}^m + 0,0008N_m Q_{\text{теп}}^m. \quad (23)$$

Используя уравнения (22) и (23), получим относительные приросты расхода топлива по электрической мощности и производственному отбору.

С помощью энергетических характеристик конденсационных энергоблоков К-160-130, К-200-130 и К-300-130 построены эквивалентные энергетические характеристики системы (рис. 2).

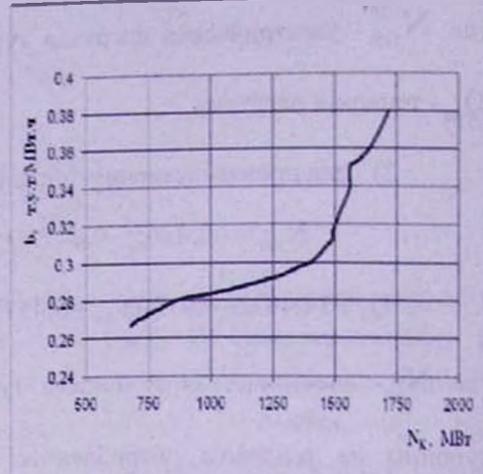
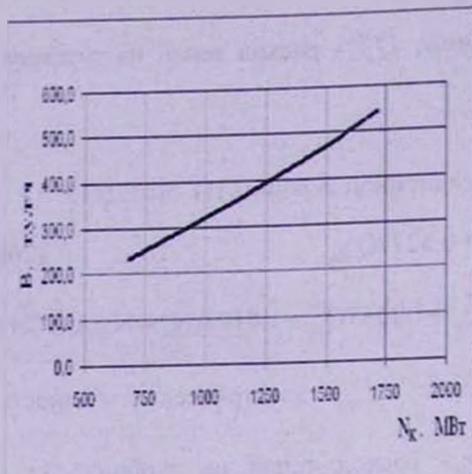


Рис. 2. Эквивалентные энергетические характеристики системы: а- расходная характеристика, б- относительный прирост расхода топлива

Ограничения для отдельных агрегатов следующие:

$$35 \leq N_{\text{тп}} \leq 60,$$

$$60 \leq N_{\text{к-160}} \leq 160, \quad 0 \leq Q_{\text{тп}}^{\text{тп}} + Q_{\text{теп}}^{\text{тп}} \leq 100 + 54, \quad 0 \leq Q_{\text{тп}}^{\text{р}} \leq 220, \quad (24)$$

$$80 \leq N_{\text{к-200}} \leq 200, \quad 0 \leq Q_{\text{тп}}^{\text{тп}} \leq 172, \quad 0 \leq Q_{\text{теп}}^{\text{тп}} \leq 86.5,$$

$$120 \leq N_{\text{к-300}} \leq 300.$$

Включив в систему (16) полученные относительные приросты агрегатов, можно оптимально распределить заданные электрическую и тепловую нагрузки между агрегатами.

Для произвольных $N_c, Q_{\text{тп}}^{\text{н}}, Q_{\text{теп}}^{\text{н}}$ результаты решения задачи приведены в табл. 1.

Между однотипными турбинными установками, энергетические характеристики которых совпадают, электрическую и тепловую мощности можно распределить равномерно.

Таблица 1

$N_{C,}$ МВт	$Q_{пр}^n,$ Гкал/ч	$Q_{теп}^n,$ Гкал/ч	$4 N_{пр}^n,$ МВт	$2 N_{р},$ МВт	$N_{к},$ МВт	$4 Q_{пр}^{пр},$ Гкал/ч	$2 Q_{пр}^p,$ Гкал/ч	$4 Q_{теп}^{пр},$ Гкал/ч	$B_{\Sigma},$ т.у.т
1014	450	100	240	74	700	150	300	100	382,6
1150	500	100	240	80	830	184	316	100	422,2
1500	600	100	240	86	1174	264	336	100	526,0
1561	750	100	240	93	1228	394	356	100	554,3
990	400	120	240	70	680	114	286	120	375,5
948	500	120	200	68	680	220	280	120	370,9
930	600	120	180	70	680	312	288	120	372,8
1681	700	120	240	94	1347	341	359	120	588,6
1101	400	140	240	76	785	96	304	140	407,2
1740	500	140	240	87	1413	162	338	140	596,6
908	600	140	160	68	680	320	280	140	369,3
1000	700	140	206	84	710	372	328	140	399,3
1700	750	140	240	97	1363	382	368	140	601,5
1758	500	160	240	88	1430	159	341	160	603,3
1201	600	160	240	87	874	262	338	160	450,3
1530	700	180	236	94	1200	341	359	180	551,4
1000	550	200	210	80	710	232	318	200	396,2
1680	750	200	234	99	1347	377	373	200	601,7

Между конденсационными станциями электрическая нагрузка распределяется с помощью эквивалентной энергетической характеристики (табл. 2).

Таблица 2

$N_{к},$ МВт	$2 N_{к-160},$ МВт	$4 N_{к-200},$ МВт	$2 N_{к-300},$ МВт
700	120	320	260
830	160	320	350
1174	207	507	460
1228	215	533	480
680	120	320	240
1347	237	610	500
785	145	320	320
1413	250	640	523
710	120	320	270
1363	240	620	503
1430	250	640	540
874	174	320	380
1200	210	520	470

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Горюштейн В.М., Мирошниченко Б.М. Методы оптимизации режимов энергосистем. –М.: Энергоиздат, 1981.-335с.
2. Нормативные характеристики удельных расходов топлива Ереванской ТЭЦ (разработано фирмой ОРГРЭС). -1993.
3. Типовая нормативная характеристика турбоагрегата ПТ-60-130/13 ЛМЗ. –М., 1975.
4. Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата Р-50-130-1 ЛМЗ. –М., 1972.
5. Արշակյան Դ.Թ. Ջերմային էլեկտրական կայաններ.-Երևան: Լույս, 1981.-597 էջ:

ГИУА (П). Материал поступил в редакцию 15.10.2010.

Հ.Ա. ԲՈՒՌՆԱԿՅԱՆ, Մ.Ֆ. ԷԼԲԱԿՅԱՆ

ՋԵՐՄԱՅԻՆ ԷՆԵՐԳԱՅԱՍԿԱՐԳՈՒՄ ԱՇԽԱՏՈՂ ՋԷԿ-Ի ՆԵՐԿԱՅԱՆԱՅԻՆ ՌԵԺԻՄՆԵՐԻ
ՕՊՏԻՄԱԼԱՅՈՒՄԸ

Դիտարկվել է ՋԷԿ-ի ագրեգատների միջև էլեկտրական և ջերմային բեռների օպտիմալ բաշխումը՝ հաշվի առնելով էներգահամակարգում կայանների էլեկտրական ռեժիմների օպտիմալացումը: Տրված է էներգետիկական համակարգի և ՋԷԿ-ի ագրեգատների միջև էլեկտրական և ջերմային բեռների օպտիմալ բաշխման օրինակ:

Առանցքային բառեր. էներգետիկա, էներգետիկական համակարգ, հարաբերական աճ, վառելիքի ծախս, բեռների օպտիմալ բաշխում:

H.A. BURNACHYAN, M.F. ELBAKYAN

OPTIMIZATION OF INTERNAL MODES OF TPP OPERATING IN THERMAL
POWER SYSTEM

Optimal distribution problems of electric and thermal loads between TPP units in view of optimizing electrical modes with power system plants are studied. An example of optimal distribution of electric and thermal loads between TPP and power system units is discussed.

Keywords: energetics, power system, relative growth, fuel consumption, optimal load distribution.