

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ И ВЫБОР СИСТЕМ ЦЕНТРАЛЬНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Н. А. ПОПОВ

(Представлена кафедрой промышленной теплоэнергетики)

В последнее время разработан ряд новых модификаций центрального регулирования. Даны рекомендации по их выбору. Однако эти рекомендации применимы для выбора системы регулирования для вновь проектируемых тепловых сетей, когда расчетные расходы сетевой воды, а следовательно, и диаметры трубопроводов, определяющие издержки в системе теплоснабжения, будут определяться в зависимости от принятого метода регулирования.

В существующих системах теплоснабжения, в которых диаметры трубопроводов заданы, условия выбора иные и будут зависеть от сложившихся конкретных местных условий работы системы теплоснабжения, таких как тип установленных турбин, давление пара в отборах или противодавлении, стоимость топлива и электроэнергии, климатические условия, соотношение величины тепловых нагрузок отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Выбор той или иной модификации системы центрального регулирования при переоценке уже действующей может быть произведен на основе нижеприведенной методики, при составлении которой в основу были положены работы проф. Е. Я. Соколова по энергетической оценке эффективности теплофикации [1]. Этот выбор производится по минимуму суммы зависимых годовых издержек, включающих в себя расходы: на перекачку теплоносителя S_T^{Π} , тепловые потери $S_{ТП}$, расходы на топливо при выработке электроэнергии S_T . При одинаковом отпуске потребителям электрической и тепловой энергии экономически будет целесообразна та система центрального регулирования, при которой

$$S = S_T^{\Pi} + S_{ТП} + S_T \approx \min,$$

причем при определении расходов на перекачку теплоносителя S_T^{Π} учитываем лишь топливную составляющую этих расходов. При сравнении вариантов указанные расходы будем определять не за год, а за отопительный сезон, считая, что условия работы системы теплоснабжения в летний период по вариантам одинаковы.

Расходы на перекачку теплоносителя

$$S_T^{\Pi} = \frac{3,6 \cdot 10^{-6} V_{ср}^{\Pi} \cdot H_{ср} \cdot n_{ос} \cdot Z_T}{\eta_{н} \cdot Q_{ут} \cdot \eta_{кт} \cdot \eta_{эм}}, \quad \frac{\text{руб}}{\text{сезон}},$$

где $V_{ср}^{\Pi}$ — расход теплоносителя в подающем коллекторе ТЭЦ, средний за отопительный сезон, $\text{м}^3/\text{сек}$;

$H_{\text{ср}}$ — необходимый напор сетевых насосов, соответствующий средним за сезон расходам сетевой воды в подающем и обратном коллекторах ТЭЦ, $\frac{H}{\text{м}^2}$;

$Z_{\text{Т}}^{\text{ТЭЦ}}$ — себестоимость топлива франко-котельной ТЭЦ, $\frac{\text{руб}}{\text{мдж}}$;

$n_{\text{ос}}$ — продолжительность отопительного сезона, r ;

$\eta_{\text{н}}$ — к. п. д. насосной установки;

$Q_{\text{у.т}}$ — теплотворная способность условного топлива, $\frac{\text{мдж}}{\text{кг}}$.

С целью упрощения расчетов автором предлагается нижеследующая формула для определения $H_{\text{ср}}$ в сравниваемых вариантах.

$$H_{\text{ср}} = \Delta H'_{\text{п}} (\varphi_{\text{п}}^2 + \varphi_0^2) + \Delta H'_{\text{п.у}} \varphi_{\text{п}}^2 + \Delta H'_{\text{аб}}.$$

Согласно этой формуле для определения $H_{\text{ср}}$ достаточно определить расчетные потери напора в подающем трубопроводе $\Delta H'_{\text{п}}$, в подогревательной установке ТЭУ $\Delta H'_{\text{п.у}}$ и у конечного потребителя $\Delta H'_{\text{аб}}$, только для существующей системы центрального регулирования. А затем, зная в сравниваемых вариантах средние за отопительный сезон относительные расходы теплоносителя в падающем $\varphi_{\text{п}}$ и обратном трубопроводе φ_0 , легко найти $H_{\text{ср}}$.

Значения величин находятся по формулам:

$$\varphi_{\text{п}} = \frac{V_{\text{ср}}^{\text{п}}}{V_{\text{п}}'}; \quad \varphi_0 = \frac{V_{\text{ср}}^0}{V_{\text{п}}'}$$

где $V_{\text{п}}'$ — суммарный расход теплоносителя в подающем коллекторе ТЭЦ при существующей системе регулирования;

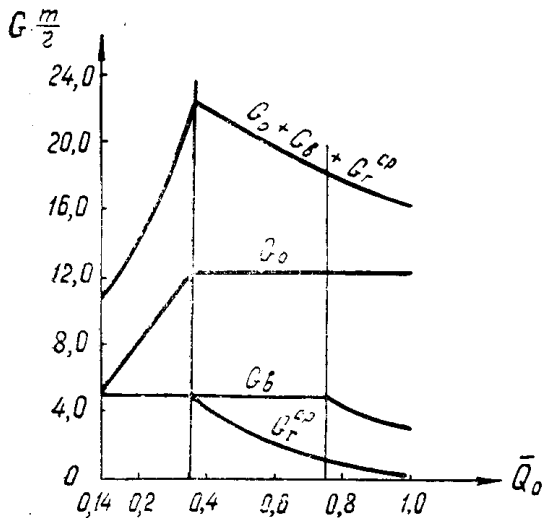


Рис. 1. График расходов сетевой воды при регулировании по отопительной нагрузке

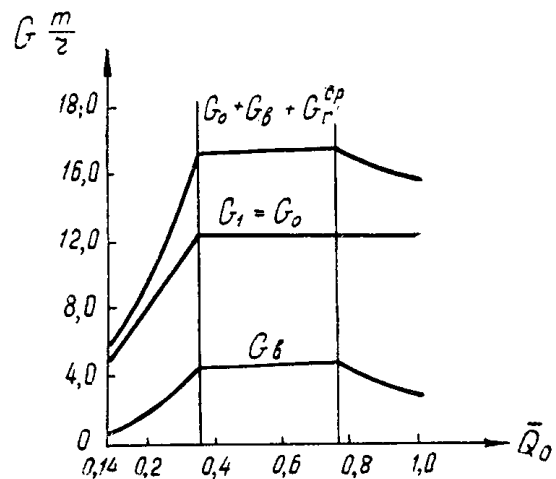


Рис. 2. График расходов сетевой воды при регулировании по суммарной нагрузке

$V_{\text{ср}}^{\text{п}}$, $V_{\text{ср}}^0$ — суммарные расходы теплоносителя в подающем и обратном коллекторах ТЭЦ, средние за отопительный сезон; они находятся с помощью графиков расхода теплоносителя (рис. 1, 2) и данных о продолжительном стоянии температур наружного воздуха по формуле

$$V_{\text{ср}} = \frac{V_1 \cdot n_1 + V_2 \cdot n_2 + \dots + V_n \cdot n_n}{n_1 + n_2 + \dots + n_n},$$

где n_1, n_2, \dots, n_n — число часов в сезоне работы системы теплоснабжения при расходах V_1, V_2, \dots, V_n . При определении H_c потери при дросселировании не учитываются.

Расходы на тепловые потери

В существующих тепловых сетях потери тепла при его транспорте определяются тепловыми испытаниями или оцениваются тем или иным способом.

Их стоимость определяется

$$S_{\text{ТП}} = \frac{Q_{\text{ТП}} \cdot Z_{\text{T}}^{\text{ТЭЦ}}}{10^3 \cdot Q_{\text{УТ}} \cdot \gamma_{\text{КТ}} \cdot \gamma_{\text{ЭМ}}}, \quad \frac{\text{руб}}{\text{сезон}},$$

где $Q_{\text{ТП}}$ — тепловые потери, $\frac{\text{МДж}}{\text{сезон}}$;

$Z_{\text{T}}^{\text{ТЭЦ}}$ — стоимость топлива франко-котельной ТЭЦ, $\frac{\text{руб}}{\text{т}}$.

Если при существующей системе центрального регулирования они будут равны $Q_{\text{ТП}}^c$, то при другом способе регулирования определяются

$$Q_{\text{ТП}}^x = Q_{\text{ТП}}^c \frac{(\tau_{\text{ср}}^x - t_{\text{о}}^{\text{ср}})}{(\tau_{\text{ср}}^c - t_{\text{о}}^{\text{ср}})}, \quad \frac{\text{МДж}}{\text{сезон}}.$$

где $\tau_{\text{ср}}^c, \tau_{\text{ср}}^x$ — температуры теплоносителя средние за сезон, при существующей и любой другой системе регулирования, °С.

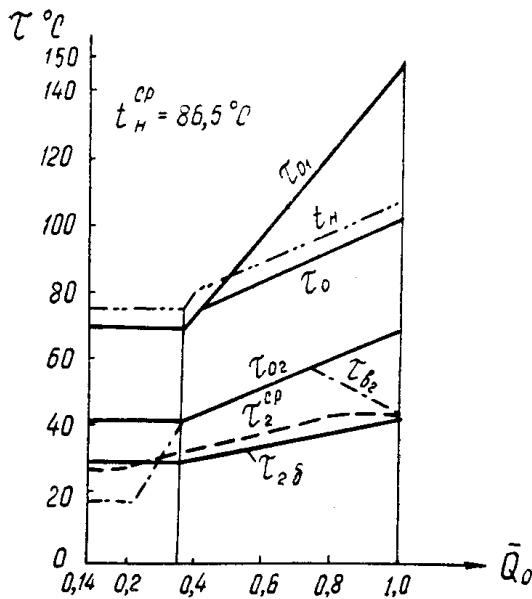


Рис. 3. Нормальный график температур

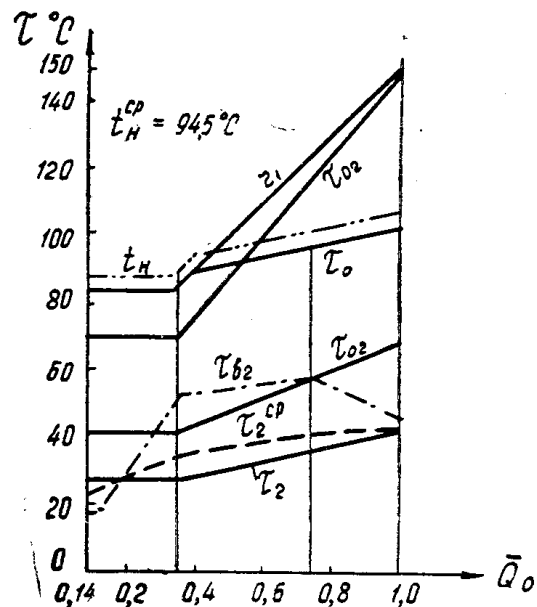


Рис. 4. Повышенный график температур

$$\tau_{\text{ср}} = \frac{\tau_{\text{ср}}^{\text{П}} + \tau_{\text{ср}}^{\text{О}}}{2}, \quad ^\circ\text{С},$$

$\tau_{\text{ср}}^{\text{П}}, \tau_{\text{ср}}^{\text{О}}$ — температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах сети, средние за сезон, °С. Они находят-

ся по графикам температур (рис. 3, 4) и данных о продолжительности стояния температур наружного воздуха по формуле:

$$\tau_{\text{ср}} = \frac{\tau_1 \cdot n_1 + \tau_2 \cdot n_2 + \dots + \tau_n \cdot n_n}{n_1 + n_2 + \dots + n_n}, \text{ } ^\circ\text{C},$$

где n_1, n_2, \dots, n_n — число часов работы теплопровода в отопительном сезоне при температурах теплоносителя $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_n$;
 $t_0^{\text{ср}}$ — температура окружающей теплопровод среды, средняя за сезон, $^\circ\text{C}$.

Расходы на топливо при выработке электрической энергии

При одинаковом отпуске потребителям электрической и тепловой энергии разница в расходах на топливо по вариантам будет определяться за счет разной выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Стоимость топлива по вариантам

$$S_{\text{T}}^{\text{I}} = B_{\text{TЭ}}^{\text{I}} \cdot Z_{\text{T}}^{\text{ТЭЦ}}, \frac{\text{руб}}{\text{сезон}},$$

$$S_{\text{T}}^{\text{II}} = B_{\text{TЭ}}^{\text{II}} \cdot Z_{\text{T}}^{\text{ТЭЦ}} + \Delta B_{\text{КЭС}} \cdot Z_{\text{T}}^{\text{КЭС}}, \frac{\text{руб}}{\text{сезон}}.$$

В этих формулах

$B_{\text{TЭ}}^{\text{I}}, B_{\text{TЭ}}^{\text{II}}$ — расход топлива на выработку электроэнергии на тепловом потреблении, в сравниваемых вариантах, $\frac{т}{\text{сезон}}$;

$\Delta B_{\text{КЭС}} = B_{\text{TЭ}}^{\text{I}} - B_{\text{TЭ}}^{\text{II}}$ — расходы топлива за счет выработки части электроэнергии в одном из вариантов на замещаемой КЭС, $\frac{т}{\text{сезон}}$;

$Z_{\text{T}}^{\text{ТЭЦ}}, Z_{\text{T}}^{\text{КЭС}}$ — себестоимость топлива франко-котельная, для ТЭЦ и КЭС, $\frac{\text{руб}}{т}$.

Расход топлива на выработку электроэнергии на тепловом потреблении определяется

$$B_{\text{TЭ}} = b_{\text{T}}^{\text{Э}} \cdot \text{Э} = \frac{\text{Э}}{Q_{\text{УТ}} \cdot \eta_{\text{КЭС}} \cdot \eta_{\text{ЭМ}}}, \frac{т}{\text{сезон}},$$

где Э — выработка электроэнергии на тепловом потреблении в сравниваемых вариантах, $\frac{\text{МДж}}{\text{сезон}}$;

$Q_{\text{УТ}}$ — теплотворная способность условного топлива, $\frac{\text{МДж}}{\text{кг}}$,

$\eta_{\text{КЭС}}, \eta_{\text{ЭМ}}$ — к. п. д. котельной станции и электромеханический турбогенератора.

Выработка электроэнергии на тепловом потреблении по вариантам

$$\text{Э} = \text{Э}_{\text{T}} + \text{Э}_{\text{Р}} = e_{\text{T}} (1 + c_{\text{T}}) \cdot Q_{\text{Сез}}^{\text{T}}, \frac{\text{МДж}}{\text{сезон}},$$

где \mathcal{E}_T — выработка электроэнергии на внешнем тепловом потреблении, $\frac{\text{мдж}}{\text{сезон}}$;

\mathcal{E}_P — на внутреннем тепловом потреблении (на базе регенеративного подогрева конденсата) $\frac{\text{мдж}}{\text{сезон}}$,

e_T — удельная выработка электроэнергии на внешнем тепловом потреблении, $\frac{\text{мдж}}{\text{мдж}}$;

$C_T = \frac{e_P}{e_T}$ — относительная выработка электроэнергии на внутреннем тепловом потреблении, $\frac{\text{мдж}}{\text{мдж}}$;

$Q_{\text{сез}}^T$ — количество тепла, выданного для внешнего теплового потребления из соответствующего отбора конденсатора при его работе на ухудшенный вакуум или противодавления, $\frac{\text{мдж}}{\text{сезон}}$.

Величина e_T для каждого потока пара

$$e_T = \frac{H_T \cdot \eta_{0i} \cdot \eta_{эм} \cdot 4,186 \cdot 10^3}{(i_{\text{ср}}^T - \bar{t}_H^{\text{ср}})} \cdot \frac{\text{мдж}}{\text{мдж}},$$

где H_T — адиабатный перепад соответствующего потока пара от начального давления перед турбиной до среднего за сезон давления пара в отборах, конденсаторе и противодавлении, $\frac{\text{мдж}}{\text{кг}}$;

$i_{\text{ср}}^T$ — энтальпия пара, соответствующая среднему за сезон давлению пара в отборах, конденсаторе, противодавлении, $\frac{\text{мдж}}{\text{кг}}$;

$\bar{t}_H^{\text{ср}}$ — энтальпия конденсата пара в отборах, конденсаторе, противодавлении, средняя за сезон, $\frac{\text{мдж}}{\text{кг}}$;

η_{0i} — относительный внутренний к. п. д. турбины.

Относительная выработка на внутреннем тепловом потреблении C_T в сравнительных технико-экономических расчетах может быть определена на основе упрощенного метода определения выработки электроэнергии на базе регенеративного подогрева конденсата по формуле

$$C_T = \frac{H_P (\bar{t}_{\text{ПВ}} - t_H^{\text{ср}})}{H_T (i_P - \bar{t}_{\text{ПВ}})},$$

где H_P — адиабатный перепад от начальных параметров пара до давления пара в регенеративном отборе, $\frac{\text{мдж}}{\text{кг}}$;

$\bar{t}_{\text{ПВ}}$ — энтальпия питательной воды, $\frac{\text{мдж}}{\text{кг}}$.

Сущность этого метода состоит в том, что реальную схему регенеративного подогрева можно заменить условной схемой, состоящей из

регенеративных смешивающих подогревателей (по одному подогревателю для каждого потока конденсата). Условная схема регенеративного подогрева, в общем случае для потоков конденсата из сетевых подогревателей, конденсатора при работе его на ухудшенный вакуум будет иметь вид, показанный на рис. 5.

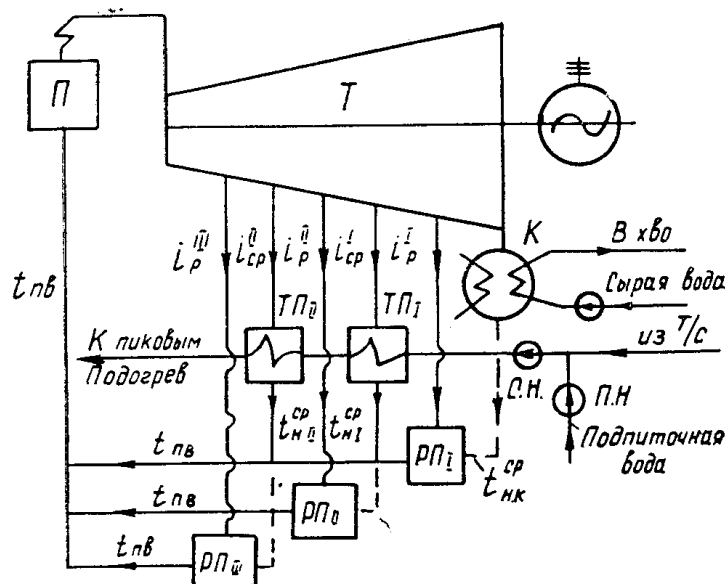


Рис. 5. Условная схема регенеративного подогрева конденсата на ТЭЦ

П — парогенератор; Т — турбина; ТП — теплофикационный подогреватель; РП — регенеративный подогреватель; К — конденсатор со встроенным пучком

В регенеративных смешивающих подогревателях потоки конденсата нагреваются от своей начальной температуры до температуры питающей воды. Температура насыщения греющего пара в каждом из регенеративных подогревателей t_p принимается равной

$$t_p = \frac{t_{II}^{cp} + t_{IIВ}}{2}, \text{ } ^\circ\text{C},$$

где t_{II}^{cp} — температура конденсата соответствующего потока пара, идущего для внешнего теплового потребления, $^\circ\text{C}$.

Она принимается равной средней за сезон температуре насыщенного пара. Величина t_{II}^{cp} определяется

$$t_{II}^{cp} = \frac{t_{II1} \cdot Q_1^T + t_{II2} \cdot Q_2^T + \dots + t_{II_n} \cdot Q_n^T}{Q_1^T + Q_2^T + \dots + Q_n^T}, \text{ } ^\circ\text{C},$$

где $t_{II1}, t_{II2}, \dots, t_{II_n}$ — температуры насыщенного пара при давлениях в отборах $P_1^T, P_2^T, \dots, P_n^T$. Находятся из графиков температур сетевой воды (рис. 3,4). Недогрев воды в подогревателях можно принимать 4—8 $^\circ\text{C}$. $Q_1^T, Q_2^T, \dots, Q_n^T$ — количество тепла, отпускаемого из отборов при давлениях $P_1^T, P_2^T, \dots, P_n^T$. Находятся из графиков расхода тепла по продолжительности, рис. 6.

Энтальпии пара в теплофикационных и регенеративных отборах найдутся

$$i_{cp}^T = i_0 - H_T \cdot \gamma_{\theta},$$

$$i_p = i_0 - H_P \cdot \gamma_{\theta}.$$

При давлениях ниже критического с достаточной для практических расчетов точностью адиабатные перепады расширения водного пара можно определить

$$H = a \Delta t_H, \frac{\text{мдж}}{\text{кг}},$$

где Δt_H — разность температур насыщения пара в начале и конце процесса адиабатного расширения, °С;

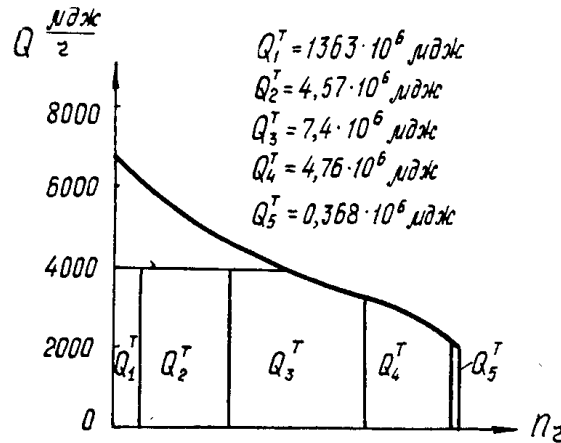


Рис. 6. График расхода тепла по продолжительности

a — постоянный коэффициент, зависящий от начальных параметров пара, $\frac{\text{мдж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{С}}$; его значения смотреть в [1], стр. 20;

i_0 — энтальпия пара перед турбиной, $\frac{\text{мдж}}{\text{кг}}$.

Расход топлива на замещаемой КЭС по выработке электроэнергии

$$\Delta B_{\text{КЭС}} = b_{\text{К}}^{\text{Э}} \Delta \mathcal{E} = \frac{\Delta \mathcal{E}}{10^3 \cdot Q_{\text{У.Т}} \cdot \eta_{\text{К.С}} \cdot \eta_{\text{ЭМ}} (\eta_i - 0,2 \text{ сК})}, \frac{\text{т}}{\text{сезон}},$$

где $\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_I - \mathcal{E}_{II}$ — разница в выработке электроэнергии на тепловом потреблении в сравниваемых вариантах, $\frac{\text{мдж}}{\text{сезон}}$;

η_i — внутренний абсолютный к. п. д. чисто конденсационной выработки электроэнергии.

При промежуточном перегреве

$$\eta_i = \frac{H_{\text{К}} \cdot \eta_{0i}}{(i_0 - \bar{t}_{\text{К}}) + \Delta t_{\text{ПП}}},$$

где $H_{\text{К}}$ — адиабатный перепад от параметров пара перед турбиной до давления в конденсаторе, $\frac{\text{мдж}}{\text{кг}}$;

$$H_{\text{К}} = H'_{\text{К}} + H''_{\text{К}};$$

$H'_{\text{К}}, H''_{\text{К}}$ — адиабатные перепады до и после промперегрева, $\frac{\text{мдж}}{\text{кг}}$;

$\bar{t}_{\text{К}}$ — энтальпия конденсата после конденсатора, $\frac{\text{мдж}}{\text{кг}}$;

c_K — отношение комбинированной выработки электроэнергии на внутреннем теплоснабжении к чисто конденсационной

$$c_K = \frac{H_P (\bar{t}_{ПВ} - \bar{t}_K)}{H_K (t_P - \bar{t}_{ПВ})}$$

Обозначения приведены выше.

Сравнение систем центрального регулирования показано на частном примере для условий г. Томска. Для сравнения принимаются:

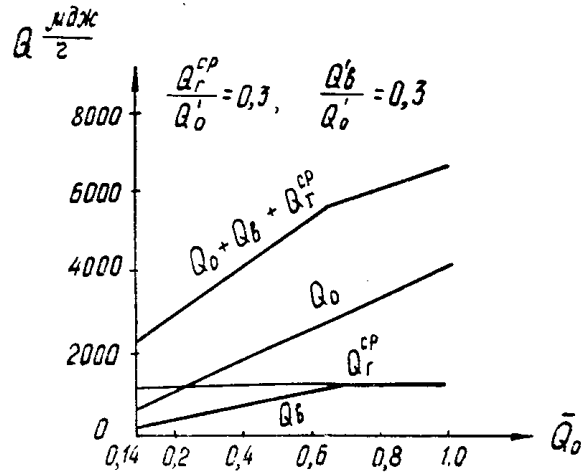


Рис. 7. Часовой график расхода тепла

а) центральное качественное регулирование по отопительной нагрузке (нормальный график температур сетевой воды),

б) центральное качественное регулирование по суммарной нагрузке отопления и горячего водоснабжения (повышенный график температур). Схема присоединения абонентов двухступенчатая последовательная. Величина тепловых нагрузок и их соотношение приведены на рис. 7.

Средняя удельная линейная потеря давления в главной магистрали в суще-

ствующем варианте принимается $R_1 = 100 \frac{H}{M^2 \cdot M}$. Коэффициент местных гидравлических потерь $\alpha = 0,25$. Начальные параметры пара на ТЭЦ: $880 \frac{H}{M^2}$, $535^\circ C$,

$$t_{ПВ} = 215^\circ C, \text{ на КЭС } 1275 \frac{H}{M^2}, \quad 565^\circ C, \quad t_{ПВ} = 230^\circ C,$$

промперегрев при $314 \frac{H}{M^2}$, $565^\circ C$. Среднегодовое давление пара в конденсате $0,392 \frac{H}{M^2}$

$$\eta_{КТ} = \eta_{КК} = 0,9; \quad \eta_{0iТ} = 0,78; \quad \eta_{0iК} = 0,8; \quad \eta_{ЭМТ} = 0,95;$$

$$\eta_{ЭМК} = 0,98; \quad Z_T^{ТЭЦ} = 3,81 \frac{руб}{т}; \quad Z_T^{КЭС} = 2,01 \frac{руб}{т}$$

В качестве замещающей КЭС принята Беловская КЭС. При сравнении вариантов приняты турбины с одним отопительным отбором. В результате проведенных расчетов получено:

Суммарные расходы при регулировании

а) по отопительной нагрузке

$$S_I = S_T^II + S_{ТП} + S_G = 25,5 + 122,5 + 1190 = 1338 \frac{руб}{сезон};$$

б) по суммарной нагрузке

$$S_{II} = S_T^II + S_{ТП} + S_T = 15,2 + 138 + 1241 = 1394 \frac{руб}{сезон}$$

Заключение

1. Энергетическое сравнение систем центрального регулирования для закрытой тепловой сети, проведенного для частного примера, когда доля нагрузки горячего водоснабжения составляет значительную величину $\frac{Q_r^{cp}}{Q_0^1} = 0,3$, показывает, что, несмотря на уменьшение расчетного расхода воды при повышенном графике температур против расчетного расхода при нормальном графике на 24%, суммарные затраты при повышенном графике больше на 4%, чем при нормальном.

Таким образом, по полученным результатам расчетов экономически целесообразным оказался вариант центрального регулирования по отопительной нагрузке. Согласно же условиям выбора систем регулирования, приведенных в [1], стр. 26, при $\frac{Q_r^{cp}}{Q_0^1} = 0,3$, рекомендуется применение регулирования по суммарной нагрузке. Последнее говорит о том, что для существующих сетей, когда диаметры трубопроводов тепловой сети в сравниваемых вариантах одинаковы, рекомендации, даваемые в [1], не дают правильного решения. Поэтому выбор систем центрального регулирования в существующих системах теплоснабжения нужно производить на основе их энергетического сравнения.

2. Следует отметить, что в приведенном частном примере удельные линейные потери давления для главной магистрали при регулировании по отопительной нагрузке приняты на 25% выше максимально допустимых по нормам проектирования тепловых сетей. Однако такое повышение удельных линейных потерь давления не повело к заметному увеличению суммарных затрат, так как расходы на топливную составляющую по перекачке теплоносителя от суммарных расходов составляют всего 1—2%. Это указывает на то, что не нужно бояться увеличения скоростей теплоносителя сверх нормативных.

ЛИТЕРАТУРА

1. Е. Я. Соколов. Теплофикация и тепловые сети. ГЭИ, 1963.
2. Сравнительные технико-экономические показатели по добыче и транспорту топлива по районам СССР. М., «Наука», 1964.