

УДК 621.311

DOI: 10.17212/1814-1196-2018-4-115-127

Устойчивость оптимальных параметров теплофикационных энергоблоков при разукрупнении графиков электрических и тепловых нагрузок*

П.А. ЩИННИКОВ^а, Д.С. СИНЕЛЬНИКОВ^б

630073, РФ, г. Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20, Новосибирский государственный технический университет

^а tes.nstu@gmail.com ^б sinelnikovden@hotmail.com

В России преимущественное распространение имеют централизованные системы теплоснабжения, при этом центральный источник теплоты в виде ТЭЦ, как правило, проектировался на максимальную тепловую нагрузку с перспективой ее дальнейшего роста. Такой подход позволял обеспечить заметную экономию топлива за счет комбинированной выработки электроэнергии и теплоты. Сегодня у теплоцентралей чаще всего нет не только перспективной тепловой нагрузки, но потеряна значительная доля производственного потребителя, что ведет к снижению их эффективности. Вместе с тем в последнее время активно развиваются так называемые распределенные (местные, локальные, децентрализованные) системы. Это связано с желанием собственников обособиться от монополюльно поставляемой теплоты от ТЭЦ. Указанные системы развиваются стихийно. Централизованные и распределенные системы сосуществуют вне строгих количественных оценок их рационального сочетания. Это приводит к избытку установленных мощностей, неэффективной загрузке оборудования, выходу на нерасчетные режимы работы, расхождению балансов энергии и мощности, повышенному расходу топлива, другим проблемам. Во всех случаях в конечном итоге страдает потребитель. Теплофикационные энергоблоки электростанций и сформированные из них и распределенных источников теплоты системы являются сложными объектами. Их изучение невозможно без применения математического моделирования. Задачи оптимизации подобных систем относятся к классу наиболее сложных. Целью настоящей работы является повышение эффективности работы централизованных источников теплоты, работающих в распределенных системах при зонировании температурного графика, а также проверка устойчивости полученных решений. Разделение графика на зоны предлагается по принципу регулирования отпуска теплоты.

Ключевые слова: эксергетический метод, зонирование температурного графика, оптимизация параметров, устойчивость, комбинированное теплоснабжение, теплофикация, моделирование

* Статья получена 08 сентября 2018 г.

ВВЕДЕНИЕ

Комбинированный способ производства электрической и тепловой энергии сохраняет свои преимущества перед отдельным, обеспечивая существенную экономию топлива. На каждом килограмме пара в секунду, который отпускается от ТЭЦ на теплоснабжение, экономится около 33 килограммов условного топлива в час по сравнению с котельной [1]. ТЭЦ, кроме термодинамических и энергетических преимуществ, обладает также надежными преимуществами перед другими способами энергоснабжения, так как имеют все виды резервирования: структурное, нагрузочное, функциональное, временное и системное.

Вместе с тем современная энергетика развивается по пути децентрализации, когда большое количество генерирующих источников – как правило, малой мощности – устанавливаются непосредственно у потребителя (или вблизи). Такие малые установки могут генерировать как электрическую, так и тепловую энергию, а их установленная мощность лежит в диапазоне от десятков киловатт до десятков мегаватт. Часто такие установки совмещают принцип когенерации, т. е. отпускают потребителю два вида продукции – теплоту и электроэнергию.

В этих условиях традиционные теплоцентрали теряют своего потребителя, а их экономичность снижается из-за снижения выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Другими словами, ТЭЦ начинает терять свое основное преимущество – комбинированную выработку тепловой и электрической энергии. Для преодоления этих сложностей предложены комбинированные системы теплоснабжения [2], когда в общем случае имеется два источника генерирующих теплоту. Указанные источники принято называть центральным и удаленным. Роль центрального источника выполняет традиционная ТЭЦ, а в качестве удаленного источника (этот источник удален от ТЭЦ и находится в непосредственной близости от потребителя) может выступать двигатель внутреннего сгорания (ДВС), газотурбинная установка (ГТУ), внутриквартальные мини-ТЭС, котельные, тепловые насосы и другие установки. Вопросы применения подобных комбинированных систем теплоснабжения достаточно широко освещены в печати [1, 3–19].

1. ПРИНЦИПЫ ЗОНИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА

Предлагается обеспечить зонирование теплового графика с одновременным отказом от традиционного регулирования отпуска теплоты от центрального источника (ТЭЦ). В этом случае стандартный температурный график 150/70 °С имеет три ярко выраженные зоны (периоды), которые характеризуют разные способы регулирования (рис. 1).

Период I отвечает за режим горячего теплоснабжения (ГВС) и начало отопительного сезона и характеризуется количественным способом регулирования. При этом способе увеличение количества отпускаемой тепловой энергии обеспечивается увеличением расхода при неизменной температуре прямой сетевой воды ($t_{пс}$). Период III начинается в точке максимальной теплофикационной нагрузки (точка M, рис. 1), обеспечивает отопительную нагрузку и характеризуется качественным регулированием, при котором уве-

личение количества отпускаемой теплоты обеспечивается увеличением температуры за счет увеличения давления в регулируемом отборе турбины. Одновременно с началом периода III вступает в работу пиковый водогрейный котел (ПВК) в стандартных схемах теплоснабжения ТЭЦ–ПВК–МТ–П (здесь МТ – магистральная теплосеть; П – потребитель теплоты). Коэффициент теплофикации становится меньше единицы ($\alpha_{ТЭЦ} < 1$).

Период II является переходным от количественного регулирования к качественному, но одновременно этот период характеризует работу ТЭЦ (центрального источника) в наиболее эффективном режиме, так как отопительная нагрузка уже подключена, а коэффициент теплофикации равен единице ($\alpha_{ТЭЦ} = 1$). В этом смысле зону II графика (рис. 1) можно считать базовой. Для регулирования отпуска теплоты в этой зоне предлагается применять качественно-количественный способ, когда задействованы и расход сетевой воды, и температура отборного пара.

Годовая теплофикационная нагрузка $Q_{ТЭЦ}$, полученная как интегральная характеристика с учетом времени τ стояния температуры $t_{вз}$, для условий зонирования температурного графика имеет три характерные зоны. Первая зона обусловлена количественным регулированием отпуска теплоты, вторая зона – качественно-количественным (смешанным) регулированием, третья – качественным.

Представляя комбинированную систему отпуска теплоты как единую технологическую цепь, содержащую центральный источник теплоты (ТЭЦ), магистральный теплопровод (МТ), удаленный источник теплоты (например, в виде газопоршневой установки (ГПУ) с когенерацией) и потребителя, можно записать расход топлива в такой системе, кг/с:

$$B_{\Sigma} = B_{ТЭЦ} + B_{ГПУ}; \quad (1)$$

где $B_{ТЭЦ}$, $B_{ГПУ}$ – расход топлива теплоцентралю и газопоршневой установкой соответственно.

Задача наивыгоднейшего сочетания всех ее элементов (ТЭЦ–МТ–ГПУ–П), включая параметры термодинамических циклов задействованных энерги-

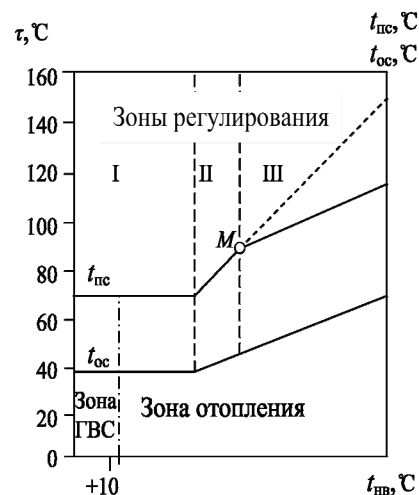


Рис. 1. Зонированный отопительно-бытовой температурный график 150/70 °С:

$t_{пс}$, $t_{ос}$, $t_{нв}$ – температура прямой, обратной сетевой воды и наружного воздуха соответственно

Fig. 1. The zoned heating and household temperature chart 150/70 °С:

t_{ps} , t_{os} , t_{vv} are direct, reverse network and outdoor air temperatures, respectively

ческих установок, может быть представлена как минимизация суммарного расхода топлива:

$$B_{\Sigma} \rightarrow \min. \quad (2)$$

Этот показатель может являться критерием оптимизации параметров $(p_0, t_0, t_{пп}, t_{пв}, p_k, \alpha_{ТЭЦ})$ энергоблоков ТЭЦ, работающих в комбинированной системе теплоснабжения при использовании известного подхода.

2. ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЭНЕРГОБЛОКОВ В УСЛОВИЯХ ЗОНИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА

Задачу оптимизации параметров энергоблоков ТЭЦ в условиях разукрупнения и зонирования температурного графика тепловых нагрузок можно сформулировать следующим образом: минимизация расхода топлива в системе теплоснабжения.

Нахождение решения для целевой функции, удовлетворяющее критерию поиска, обеспечивает наилучшие сочетания оптимизируемых параметров. Факторы внутренних связей и внешней среды обуславливают ограничения моделирования, которые выражаются в виде равенств и неравенств и отражают, с одной стороны, техническую достижимость, с другой – устойчивость оптимальных решений в изменяющихся условиях.

Ограничениями выступают технически достигаемые значения параметров в условиях реальной эксплуатации энергоблоков, с одной стороны, и ограничения на применяемые математические методы – с другой. На рис. 2 приведены оптимизированные параметры острого пара и промперегрева Т- и ПТ-энергоблоков ТЭЦ при зонировании температурного графика. Из рис. 1 видно, что при разработке специальных (оптимальных) энергоблоков для работы в составе ТЭЦ с зонированием температурного графика давление острого пара (начальное давление) для Т- и ПТ-энергоблоков без промперегрева должно приниматься на уровне 12 МПа, а с промперегревом – 24 Мпа, начальная температура (острого пара) на уровне 510 °С. Такие параметры обусловлены в первую очередь снижением давления в Т-отборе в течение всего отопительного периода. При этом пониженное по сравнению со стандартным давление (12 МПа) в сочетании с меньшим давлением в Т-отборе обеспечивало приемлемый теплоперепад на турбину при одновременном увеличении пропуска пара в ЦНД, что в итоге практически не изменяет отпуски электроэнергии и повышает коэффициент готовности энергоблоков. Вместе с тем при увеличении мощности энергоблоков без промперегрева за счет повышения начальной температуры пара по сравнению со стандартными значениями растет теплоперепад, что уменьшает расход пара на турбину, паропроизводительность котла и снижает расход топлива на котел при прочих равных условиях.

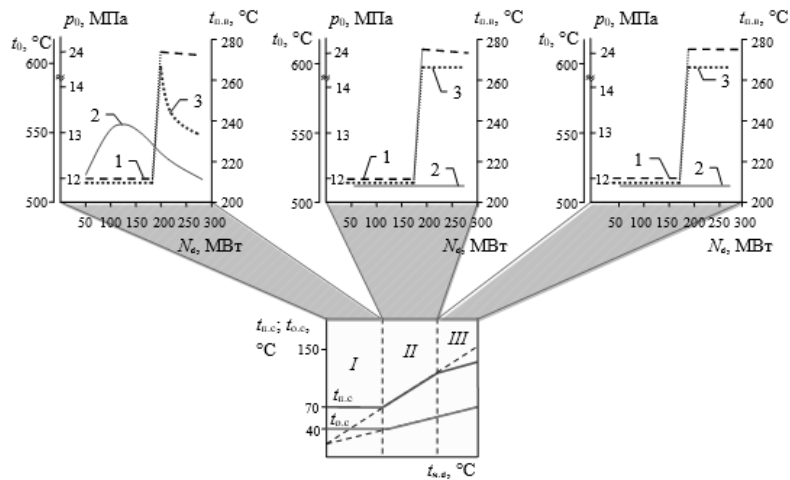


Рис. 2. Оптимальные параметры (p_0 , t_0 , $t_{п.в}$) теплофикационных энергоблоков в разных зонах температурного графика:

p_0 – давление острого пара (линия 1); t – температура острого пара (линия 2); $t_{п.в}$ – температура питательной воды (линия 3); I, II, III – зоны количественного, смешанного и качественного регулирования; N_e – единичная электрическая мощность теплофикационных энергоблоков; $t_{п.с}$ – температура прямой сетевой воды; $t_{о.с}$ – температура обратной сетевой воды; $t_{н.в}$ – температура наружного воздуха

Fig. 2. Optimal parameters (p_0 , t_0 , $t_{s.w.}$) of cogeneration power units in different zones of the temperature graph:

p_0 is direct steam pressure (line 1); t is the temperature of the live steam (line 2); $t_{s.w.}$ is the feed water temperature (line 3); I, II, III are zones of quantitative, mixed and qualitative regulation; N_e is the unit electrical power of the cogeneration power units; $t_{d.n.}$ is the temperature of direct network water; $t_{r.n.}$ is the return network water temperature; $t_{o.a.}$ is the outdoor temperature

Оптимальные энергоблоки с промперегревом имеют стандартное начальное давление пара на уровне 24 МПа при начальных температурах пара 510 °С. Такая температура пара обеспечивает приемлемые коэффициенты готовности энергоблоков, увеличение теплоперепадов по сравнению с традиционным способом расчета при уменьшении расходов пара на турбину. Вместе с тем параметры блоков с промперегревом обусловлены также более высоким по сравнению с традиционными блоками давлением и более низкой температурой промперегрева пара (рис. 2), при этом блоки без промперегрева имеют более низкие параметры давления и температуры по сравнению с традиционным методом расчета, что ведет к уменьшению затратной составляющей в виде капиталовложений при проектировании блока при сохранении номинальных энергетических характеристик и качества отпускаемой продукции. В итоге оптимальные энергоблоки в составе ТЭЦ с зонированием температурного графика имеют более высокую эксергетическую эффективность. Отметим, что ПТ-энергоблоки в составе ТЭЦ с зонированием температурного графика эксергетически более эффективны, чем Т-энергоблоки без промперегрева. Это обусловлено более высокой теплоэксергетической производительностью ПТ-энергоблоков по сравнению с Т-энергоблоками за счет П-отбора и меньшим влиянием режима с пониженным давлением Т-отбора.

Важным параметром, определяющим схему регенерации, является температура питательной воды. Оптимальная температура питательной воды (рис. 3) для оптимального энергоблока с промперегревом принимается на уровне $270\text{ }^{\circ}\text{C}$, что выше традиционной $t_{\text{пв}}$ на $30\text{...}50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Для обеспечения такой температуры питательной воды требуется установка четырех ПВД вместо трех, а паровая турбина должна иметь еще один отбор высокого давления.

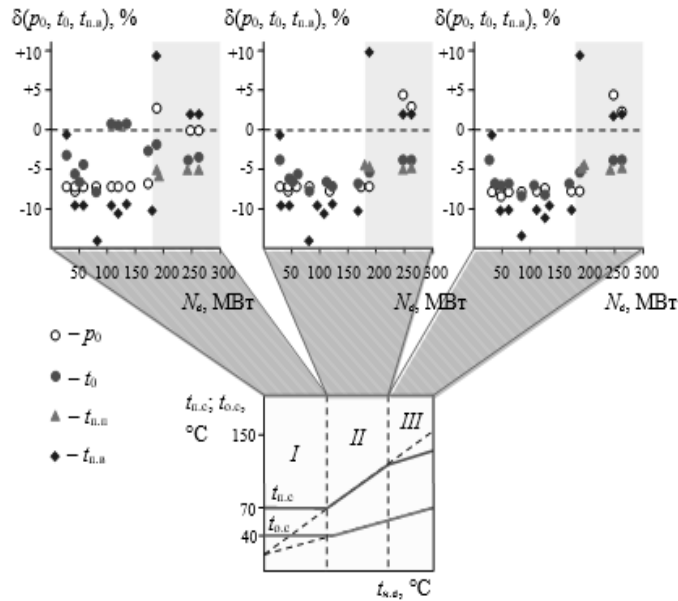


Рис. 3. Отклонения δ параметров p_0 , t_0 , $t_{\text{п.в}}$ от номинального значения при оптимизации в условиях зонирования температурного графика в зависимости от единичной мощности теплофикационных энергоблоков (N_e – единичная электрическая мощность теплофикационных энергоблоков)

Fig. 3. Deviations δ of the parameters p_0 , t_0 , $t_{\text{s.w}}$ from the nominal value during optimization in the conditions of zoning of the temperature graph depending on the unit capacity of the cogeneration units (N_e is the unit electrical power of the heat generating units)

Важно отметить, что для блоков без промперегрева оптимальная температура питательной воды (рис. 3) ниже стандартных значений на $15\text{...}30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Так, для этих энергоблоков целесообразно принимать схему регенеративного подогрева без ПВД или с одним ПВД. При этом уменьшается количество острого пара на турбину на $5\text{...}15\text{ }%$ и соответственно снижается производительность котлов. Для этих турбин t_0 на $30\text{...}40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ниже стандартного значения. В итоге коэффициент готовности выше, чем при стандартных параметрах, что уменьшает коэффициент резерва в энергосистеме при вводе ТЭЦ с зонированием температурного графика с такими турбинами на $6\text{...}14\text{ }%$ по сравнению с традиционными ТЭЦ. Понятно, что при таких параметрах эксер-

гетический КПД парогенерирующей части будет меньше, чем при стандартных параметрах. Однако уменьшатся и капиталовложения в котел в среднем на 10 %, а общий эксергетический КПД блока будет расти.

3. УСТОЙЧИВОСТЬ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ЗОНЫ КОЛИЧЕСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА

Оценка устойчивости оптимальных параметров энергоблоков с технологией ТЭЦ с зонированием температурного графика проведена по внешним (по отношению к исследуемому энергоблоку) параметрам и показателям в условиях разуплотнения графиков нагрузок для первой зоны температурного графика путем изменения электрической нагрузки. В качестве объектов исследования определены энергоблоки на базе турбин Т-50, Т-110, Т-120, Т-175, Т-180, Т-250, Т-265, ПТ-30, ПТ-50, ПТ-65, ПТ-80 и ПТ-135.

Исходные данные для расчета показателей устойчивости приведены в табл. 1, нагрузка горячего водоснабжения составляет 15 % от номинальной нагрузки, производственные отборы пара нагружены полностью.

Исходные данные для расчета устойчивости

Baseline for calculating stability

Турбины	I серия $N = 0,85N_{\text{ном}}$		II серия $N = 0,7N_{\text{ном}}$		III серия $N = 0,55N_{\text{ном}}$	
	Q , МВт	N , МВт	Q , МВт	N , МВт	Q , МВт	N , МВт
Т-50	42,5	50	35	50	27,5	50
Т-110	93,5	110	77	110	60,5	110
Т-120	102	120	84	120	66	120
Т-175	148,75	175	122,5	175	96,25	175
Т-180	153	180	126	180	99	180
Т-250	212,5	250	175	250	137,5	250
Т-265	225,25	265	185,5	265	145,75	265
ПТ-30	25,5	30	21	30	16,5	30
ПТ-50	42,5	50	35	50	27,5	50
ПТ-65	55,25	65	45,5	65	35,75	65
ПТ-80	68	80	56	80	44	80
ПТ 135	114,75	135	94,5	135	74,25	135

На рис. 4 показано изменение оптимальных параметров энергоблоков с технологией ТЭЦ с зонированием температурного графика (p_0 , t_0 , $t_{\text{ПВ}}$, $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$) в зависимости от электрической нагрузки. При этом оптимальные

давления p_0 для практически всех рассмотренных турбин устойчивы во всем диапазоне мощности турбин и принимают значения для энергоблоков без промперегрева около 12 МПа, для энергоблоков с промперегревом – на уровне стандартных. Изменений коэффициента теплофикации для $\alpha_{ТЭЦ}$ ПТ энергоблоков не наблюдается (рис. 4).

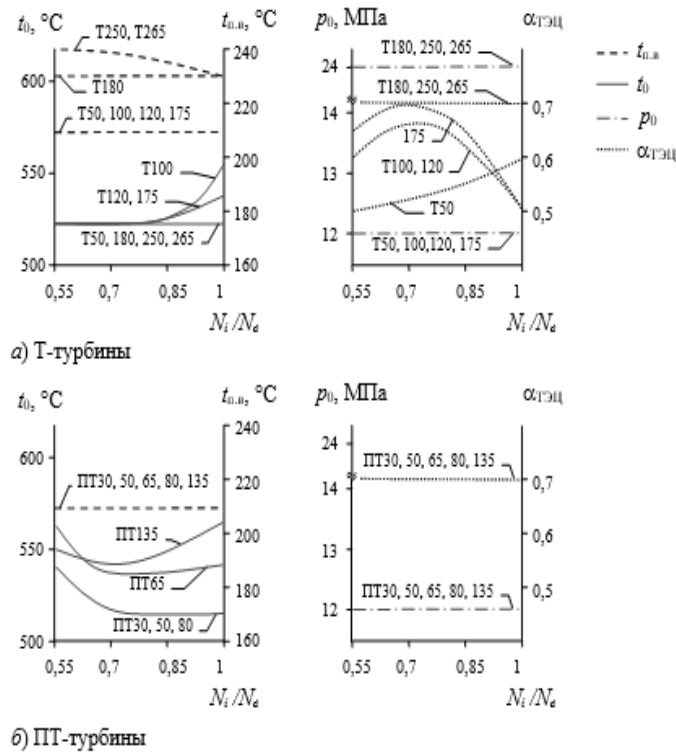


Рис. 4. Изменение оптимальных параметров теплофикационных энергоблоков в зависимости от электрической нагрузки (разукрупнение электрического графика нагрузки) для зоны 1 температурного графика

Fig. 4. Changes in the optimal parameters of cogeneration units depending on the electrical load (disaggregation of the electrical load graph) for zone 1 of the temperature graph

Температура острого пара t_0 для отдельных типов Т-энергоблоков имеет незначительные отклонения, не превышающие 15 °С, однако стоит отметить что для турбины Т-180 на номинальной нагрузке отклонение составляет 25 °С. Температура острого пара для энергоблоков ПТ-30, ПТ-50, ПТ-80 с увеличением мощности снижается относительно стандартных параметров на 40 °С, для ПТ-65 – на 25 °С. Интересно отметить поведение энергоблока ПТ-135: при увеличении нагрузки можно видеть незначительное снижение температуры острого пара на 5 °С, затем имеет место рост на 15 °С.

Удельные расходы топлива b , как видно из рис. 5, для ПТ-энергоблоков изменяются мало при переходе на технологию ТЭЦ с зонированием температурного графика. Более того, перевод ПТ-энергоблоков стандартных параметров на пониженное давление острого пара приводит даже к некоторому увеличению b . Это вызвано снижением удельного расхода топлива на отпускаемое теплофикационное тепло. Вместе с тем для Т-энергоблоков оптимизация в зоне количественного регулирования дает ощутимый эффект. Понятно, что удельный расход условного топлива тем меньше, чем выше относительная мощность энергоблока: для Т-50 удельный расход условного топлива составляет 0,05 кг у.т/кВт·ч эксергии; для Т-100, Т-120 и Т-175 – 0,1 кг у.т/кВт·ч; для Т-180, Т-250 и Т-265 – 0,01 кг у.т/кВт·ч при увеличении относительной мощности энергоблока с 0,55 до 1.

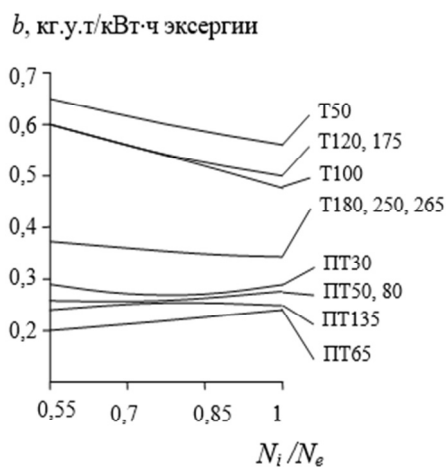


Рис. 5. Удельный расход условного топлива (b) на произведенную энергоблоком эксергию при разукрупнении графика электрической нагрузки в зоне I температурного графика (количественное регулирование)

Fig. 5. Specific consumption of reference fuel (b) for the exergy produced by the power units when the electrical load diagram is disaggregated in the zone I of the temperature graph (quantitative regulation)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Получены оптимальные параметры теплофикационных энергоблоков в различных зонах температурного графика.

2. Показано, что при зонировании температурного графика для зоны смешанного и качественного регулирования оптимальные параметры энергоблоков соответствуют стандартным значениям на уровне 12 МПа, 510 °С для блоков без промперегрева и 24 МПа, 510 °С – для блоков с промперегревом.

3. Показана устойчивость оптимальных решений для зоны количественного регулирования температурного графика при разукрупнении графика электрической нагрузки. Показано, что турбины типа ПТ в этих условиях более устойчивы благодаря постоянной загрузке производственного отбора пара.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пугач Л.И., Ноздренко Г.В. Развитие теплофикации в рыночных условиях // Экологически перспективные системы и технологии: сборник научных трудов. – Новосибирск, 1999. – С. 44–48.
2. Андриященко А.И. Комбинированные системы энергоснабжения // Теплоэнергетика. – 1997. – № 5. – С. 2–7.

3. Андрющенко А.И. Новые высокоэффективные системы теплоснабжения // Материалы Межвузовского научного семинара по проблемам теплоэнергетики: сборник научных трудов. – Саратов: СГТУ, 1996. – С. 19–21.
4. Андрющенко А.И. Проблемы развития энергетики России // Проблемы повышения эффективности и надежности систем теплоэнергоснабжения. – Саратов: СГТУ, 1999. – С. 3–6.
5. Петрушкин А.В. Эффективность комбинированных систем теплоснабжения: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Саратов, 1998. – 18 с.
6. Методы повышения эффективности и обеспечения надежности систем теплоэнергоснабжения / А.Ф. Печников, Е.А. Ларин, А.В. Щурихин, Р.В. Замоторин // Проблемы повышения эффективности и надежности систем теплоэнергоснабжения. – Саратов: СГТУ, 1999. – С. 89–91.
7. Печников А.Ф., Ларин Е.А. Методики расчета экономии топлива в комбинированных системах теплоснабжения // Вопросы совершенствования региональных энергетических систем и комплексов. – Саратов: СГТУ, 1999. – С. 103–110.
8. Андрющенко А.И. Экономия топлива от применения теплонасосных установок в системах теплоснабжения // Вопросы совершенствования региональных энергетических систем и комплексов. – Саратов: СГТУ, 1999. – С. 4–9.
9. Монакова Т.И. Анализ схемы использования сбросной теплоты ТЭС методом сравнения потерь эксергии // Теплоэнергетика. – 1984. – № 9. – С. 35–37.
10. Николаев Ю.Е. Эффективность различных источников энергоснабжения для покрытия малых тепловых нагрузок // Проблемы повышения эффективности и надежности систем теплоэнергоснабжения. – Саратов: СГТУ, 1999. – С. 35–38.
11. Франк М.И. Выбор рациональной стратегии развития автономных энергосистем: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Иркутск, 1999. – 23 с.
12. Grossmann U. Thermodynamische und wirtschaftliche Bewertung bivalenter Heizsysteme. – Hannover, 1985. – 155 p.
13. District heating and cooling utilizing temperature differences of Chicago waters / D.J. Santini, A.A. Frigo, G.T. Kartsounes, W. Harrison // Energy use management: proceedings of the International Conference, Tucson, Arizona, 1977. – New York: Pergamon Press, 1977. – Vol. 2. – P. 425–430.
14. Svedinger B., Simonsson B. Effective energy system med ny method för dimensionering av värmelager // VVS och energy. – 1986. – N 12. – P. 48–52.
15. Utility taps waste heat // Engineering News-Record. – 1981. – N 11. – P. 15.
16. Огуречников Л.А. Обоснование направлений развития низкотемпературных энергосберегающих технологий: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Новосибирск, 1999. – 36 с.
17. Петин Ю.М. Накоряков В.Е. Тепловые насосы // Проблемы энергосбережения и рационального использования энергоресурсов в Сибирском регионе. – Новосибирск, 1999. – С. 54–64.
18. Комплексное исследование систем централизованного теплоснабжения с использованием внутриквартальных абсорбционных тепловых насосов и одно- и двухмагистральных тепловых сетей / В.Г. Томилов, Г.В. Ноздренко, П.А. Щинников, Ю.Л. Пугач // Теплоэнергетика: физико-технические и экологические проблемы, новые технологии, технико-экономическая эффективность. – Новосибирск, 2000. – С. 169–186.
19. Обоснование оптимального коэффициента теплофикации малых ТЭЦ с регенеративными ГТУ при включении их в системы теплоснабжения городов / Ю.Е. Николаев, А.Б. Дубилин, А.Н. Мракин, С.В. Сирдюков // Проблемы теплоэнергетики. – Саратов: СГТУ, 2012. – Вып. 2. – С. 135–139.

Щинников Павел Александрович, доктор технических наук, профессор Новосибирского государственного технического университета. Основные направления научных исследований: новые технологии в теплоэнергетике и рациональные сферы их применения, исследование перспектив развития электроэнергетики Сибири и Дальнего Востока. Имеет более 200 публикаций. E-mail: tes.nstu@gmail.com

Синельников Денис Сергеевич, студент кафедры тепловых электрических станций Новосибирского государственного технического университета. Основное направление научных исследований – теплоэнергетика, новые технологии. Имеет 35 публикаций. E-mail: sinelnikovden@hotmail.com

Shchinnikov Pavel Alexandrovich, D.Sc. (Eng.), professor, Novosibirsk State Technical University. His research interests are focused on new technologies in heat and power engineering and fields of their smart use as well as study of prospects of power engineering development in Siberia and the Far East. He is the author of more than 200 publications. E-mail: tes.nstu@gmail.com

Sinelnikov Denis Sergeevich, a student at the department of heat power stations in Novosibirsk State Technical University. The main fields of his research are heat and power engineering and new technologies. He has published 35 research papers. sinelnikovden@hotmail.com

DOI: 10.17212/1814-1196-2018-4-115-127

Stability of optimal parameters of CHPPs with the zoning of electrical and temperature charts^{*}

P.A. SHCHINNIKOV^a, D.S. SINELNIKOV^b

Novosibirsk State Technical University, 20, K. Marx Prospekt, Novosibirsk, 630073, Russian Federation

^a tes.nstu@gmail.com ^b sinelnikovden@hotmail.com

Abstract

In Russia combined heat and power plants (CHPP) are widely used. At the same time, the central heat source in the form of CHPP, as a rule, was designed for a maximum heat load with the view of its further increase. Such an approach provided significant fuel saving due to the combined generation of electricity and heat. Today, not only do heating plants lack a continuous heat load, but also a significant share of industrial consumers is lost, which leads to an increase in their efficiency. At the same time, recently, the so-called distributed (local, decentralized) systems have actively been developed. This is due to the desire of owners to isolate from the monopoly-supplied heat from CHPPs. These systems develop spontaneously. Centralized and distributed systems coexist outside the strict quantitative estimates of their rational combination. This leads to a surplus of resources, inefficient loading of equipment, access to off-design operating modes, divergence of energy and power balances, increased fuel consumption, and other problems. In all cases, it is the consumer who ultimately suffers. The study of heat and power units is impossible without the use of mathematical modeling. The task of optimization of such systems is among the most complex problems. The purpose of this work is to increase the efficiency of centralized heat sources operating in distributed systems with zoning the temperature chart, as well as checking the stability of solutions. The division of the schedule into zones is proposed according to the principle of regulation of heat supply.

Keywords: exergy approach, zoning of temperature chart, optimization parameters, stability, combined heat and power supply, heating, modelling

^{*} *Received 20 November 2018.*

REFERENCES

1. Pugach L.I., Nozdrenko G.V. Razvitie teplofikatsii v rynochnykh usloviyakh [The development of district heating market conditions]. *Ekologicheskii perspektivnye sistemy i tekhnologii* [Ecologically perspective systems and technologies]. Novosibirsk, 1999, pp. 44–48.
2. Andryushchenko A.I. Kombinirovannye sistemy energosnabzheniya [Combined heating systems]. *Teploenergetika – Thermal Engineering*, 1997, no. 5, pp. 2–7. (In Russian).
3. Andryushchenko A.I. [New highly efficient heat supply systems]. *Materialy Mezhdunarodnogo nauchnogo seminara po problemam teploenergetiki* [Materials of the interuniversity scientific seminar on the problems of power engineering]. Saratov, SSTU Publ., 1996, pp. 19–21. (In Russian).
4. Andryushchenko A.I. Problemy razvitiya energetiki Rossii [Problems of energy development in Russia]. *Problemy povysheniya effektivnosti i nadezhnosti sistem teploenergospobzheniya* [Problems of increasing the efficiency and reliability of heat and power supply systems]. Saratov, SSTU Publ., 1999, pp. 3–6.
5. Petrushkin A.V. *Effektivnost' kombinirovannykh sistem teplosnabzheniya*. Avtoref. diss. kand. tekhn. nauk [Efficiency of combined heat supply systems. Author's abstract of PhD eng. sci. diss.]. Saratov, 1998. 18 p.
6. Pechnikov A.F., Larin E.A., Shchurikhin A.V., Zamotorin R.V. Metody povysheniya effektivnosti i obespecheniya nadezhnosti sistem teploenergospobzheniya [Methods to improve the efficiency and reliability of heat and power supply systems]. *Problemy povysheniya effektivnosti i nadezhnosti sistem teploenergospobzheniya* [Problems of increasing the efficiency and reliability of heat and power supply systems]. Saratov, SSTU Publ., 1999, pp. 89–91.
7. Pechnikov A.F., Larin E.A. Metodiki rascheta ekonomii topliva v kombinirovannykh sistemakh teplosnabzheniya [Methods for calculating fuel economy in combined heat supply systems]. *Voprosy sovershenstvovaniya regional'nykh energeticheskikh sistem i kompleksov* [Issues of improving regional energy systems and complexes]. Saratov, SSTU Publ., 1999, pp. 103–110.
8. Andryushchenko A.I. Ekonomiya topliva ot primeneniya teplonasosnykh ustanovok v sistemakh teplosnabzheniya [Economy of fuel from use of heat pump installations in systems of heat supply]. *Voprosy sovershenstvovaniya regional'nykh energeticheskikh sistem i kompleksov* [Issues of improving regional energy systems and complexes]. Saratov, SSTU Publ., 1999, pp. 4–9.
9. Monakova T.I. Analiz skhemy ispol'zovaniya sbrosnoi teploty TES metodom sravneniya potter' eksergii [Analysis of the scheme of using the waste heat of thermal power plants by comparing exergy losses]. *Teploenergetika – Thermal Engineering*, 1984, no. 9, pp. 35–37. (In Russian).
10. Nikolaev Yu.E. Effektivnost' razlichnykh istochnikov energospobzheniya dlya pokrytiya malykh teplovykh nagruzok [Efficiency of various power supply sources to cover low heat loads]. *Problemy povysheniya effektivnosti i nadezhnosti sistem teploenergospobzheniya* [Problems of increasing the efficiency and reliability of heat and power supply systems]. Saratov, SSTU Publ., 1999, pp. 35–38.
11. Frank M.I. *Vybor ratsional'noi strategii razvitiya avtonomnykh energosistem*. Avtoref. diss. kand. tekhn. nauk [Choosing a rational strategy for the development of autonomous power systems. Author's abstract of PhD eng. sci. diss.]. Irkutsk, 1999. 23 p.
12. Grosmann U. *Thermodynamische und wirtschaftliche Bewertung bivalenter Heizsysteme*. Hannover, 1985. 155 p.
13. Santini D.J., Frigo A.A., Kartsounes G.T., Harrison W. District heating and cooling utilizing temperature differences of Chicago waters. *Energy use management: proceedings of the International Conference*, Tucson, Arizona, 1977, vol. 2, pp. 425–430.
14. Svedinger B., Simonsson B. Effective energy system med ny metod för dimensionering av värmelager. *VVS och energy*, 1986, no. 12, pp. 48–52.
15. *Utility taps waste heat*. Engineering News-Record, 1981, no. 11, p. 15.
16. Ogurechnikov L.A. *Obosnovanie napravlenii razvitiya nizkotemperaturnykh energospobzheniya tekhnologii*. Avtoref. diss. dokt. tekhn. nauk [Rationale for the development of low-temperature energy-saving technologies. Author's abstract of Dr. eng. sci. diss.]. Novosibirsk, 1999. 36 p.

17. Petin Yu.M., Nakoryakov V.E. Teplovye nasosy [Heat pumps]. *Problemy energosbere-zheniya i ratsional'nogo ispol'zovaniya energoresursov v Sibirskom regione* [Problems of energy saving and rational use of energy resources in the Siberian region]. Novosibirsk, 1999, pp. 54–64.

18. Tomilov V.G., Nozdrenko G.V., Shchinnikov P.A., Pugach Yu.L. Kompleksnoe issledo-vanie sistem tsentralizovannogo teplosnabzheniya s ispol'zovaniem vnutrikvartal'nykh ab-sorbtsionnykh teplovykh nasosov i odno- i dvukhmagistral'nykh teplovykh setei [Comprehensive study of district heating systems with the use of intra-absorption heat pumps and single- and double-line heating networks]. *Teploenergetika: fiziko-tekhnicheskie i ekologicheskie problemy, novye tekhnologii, tekhniko-ekonomicheskaya effektivnost'* [Thermal engineering: physico-technical and environmental problems, new technologies, technical and economic efficiency]. Novosibirsk, 2000, pp. 169–186.

19. Nikolaev Yu.E., Dubilin A.B., Mrakin A.N., Sirdyukov S.V. Obosnovanie optimal'nogo koeffitsienta teplofikatsii malyykh TETs s regenerativnymi GTU pri vkluchenii ikh v sistemy teplos-nabzheniya gorodov [Substantiation of the optimal coefficient of heat supply of small CHP plants with regenerative gas turbines when they are included in the heat supply systems of cities]. *Problemy teploenergetiki* [Problems of heat power system]. Saratov, SSTU Publ., 2012, vol. 2, pp. 135–139.

Для цитирования:

Щинников П.А., Синельников Д.С. Устойчивость оптимальных параметров теплофикаци-онных энергоблоков при разукрупнении графиков электрических и тепловых нагрузок // Науч-ный вестник НГТУ. – 2018. – № 4 (73). – С. 115–127. – doi: 10.17212/1814-1196-2018-4-115-127.

For citation:

Shchinnikov P.A., Sinelnikov D.S. Ustoichivost' optimal'nykh parametrov teplofikatsionnykh energoblokov pri razukrupnenii grafikov elektricheskikh i teplovykh nagruzok [Stability of optimal parameters of CHPPs with zoning of electrical and temperature charts]. *Nauchnyi vestnik Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta – Science bulletin of the Novosibirsk state technical university*, 2018, no. 4 (73), pp. 115–127. doi: 10.17212/1814-1196-2018-4-115-127.