

УДК 621.165

СЕНЕЦКИЙ А. В., кандидат технических наук
Институт проблем машиностроения им. А. Н. Подгорного НАН Украины
(г. Харьков, Украина, e-mail: aleksandr-seneckij@ukr.net)

ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ЭКОНОМИЧНОСТИ ТУРБИН НА РАЦИОНАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК МЕЖДУ НИМИ

Представлены результаты расчетных исследований с использованием программного комплекса, разработанного в ИПМаш НАН Украины, по определению рационального распределения нагрузок между тремя турбинами промышленного энергоузла. Расчеты выполнены на примере энергоузла Ясиновского коксохимического завода, состоящего из трех турбин различной мощности. Показано влияние технического состояния турбин на выбор рационального режима их эксплуатации.

Ключевые слова: *энергосбережение, турбина, нагрузка, тепловая схема, электрическая мощность, математическая модель, энергоузел, энергокомплекс, оптимизация.*

Наведено результати розрахункових досліджень з використанням програмного комплексу, розробленого в ИПМаш НАН України, по визначенню раціонального розподілу навантажень між трьома турбінами промислового енерговузла. Розрахунки виконувались на прикладі енерговузла Ясиновського коксохімічного заводу, на якому встановлено три турбіни різної потужності. Показано вплив технічного стану турбін на вибір раціонального режиму їх експлуатації.

Ключові слова: *енергозбереження, турбіна, навантаження, теплова схема, електрична потужність, математична модель, енерговузол, енергокомплекс, оптимізація.*

Введение

Современное состояние промышленного комплекса Украины характеризуется высокой стоимостью энергоносителей и ее постоянным увеличением, что влечет за собой рост топливной составляющей в себестоимости продукции.

Значительная часть потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на предприятиях различных отраслей приходится на энергогенерирующие узлы, входящие в состав этих предприятий. Одним из направлений снижения топливной составляющей в себестоимости продукции промышленных предприятий является определение рациональных режимов эксплуатации турбоустановок и энергокомплексов. Особенно актуальными являются такие задачи для ТЭЦ и промышленных энергоузлов в виду большого разнообразия тепловых и электрических нагрузок как отдельных турбоустановок, так и их групп [1].

Оптимизации распределения тепловых и электрических нагрузок между энергоблоками ТЭЦ постоянно уделяется большое внимание, так как решение этой задачи позволяет экономить топливные ресурсы без дополнительных капитальных вложений. Задача эта достаточно сложна и в настоящее время решена лишь в упрощенных постановках. Это связано, прежде всего, с недостаточной точностью используемых математических моделей, построенных, как правило, путем аппроксимации диаграмм режимов энергоблоков.

В [2, 3] достаточно подробно рассмотрены вопросы оптимального распределения электрических и тепловых нагрузок между двумя турбоустановками разной мощности на энергоузле коксохимического завода (КХЗ) с помощью разработанных в ИПМаш НАН Украины гибких и хорошо адаптируемых математических моделей энергоустановок [4–6]. В качестве базовых показателей эффективности турбоустановок принимались гарантийные показатели, зафиксированные в технических условиях.

Однако, в реальных условиях, фактические показатели функционирования турбоуста-

новок могут и, как правило (особенно для выработавших свой ресурс энергоустановок), существенно отличаются от гарантийных [7].

В связи с этим, представляет значительный интерес исследование влияния меняющихся во времени показателей эффективности отдельных энергоустановок на распределение тепловых и электрических нагрузок между ними.

Решение такой задачи для двух турбин представлено в [8]. В настоящей работе приведены результаты таких исследований на примере трех турбин, эксплуатируемых на ЯКХЗ.

1. Общая постановка задачи оптимизации

Общие подходы, постановка и методы решения задач оптимизации тепловых схем энергоустановок (ТСЭ) достаточно подробно изложены в [9], а теоретические аспекты рассматриваемой задачи в [8]. Задача структурной оптимизации энергоустановки является нелинейной, многофакторной, характеризуется большим (не менее сотни) количеством параметров оптимизации. Решение такой задачи, даже с учетом быстрых темпов развития вычислительной техники, является весьма трудоемким. Кратко напомним основные этапы ее реализации.

1.1. Назначение критерия эффективности

На энергоузле промышленного предприятия эксплуатируется котельное и турбинное оборудование. Для обеспечения всех потребителей заданным объемом теплоты (паром, водой) и электроэнергии, нагрузка (в зависимости от ситуации) может распределяться различным образом между эксплуатируемыми элементами тепловой схемы. При этом в качестве критерия эффективности эксплуатации в общем случае могут использоваться: максимальный объем вырабатываемой электроэнергии – N_{sum} , минимальные суммарные приведенные затраты – Z_{Σ} , минимальный срок окупаемости проекта расширения ТЭЦ – $\tau_{\text{ок}}$ и др.

Рассматривая случай энергокомплекса КХЗ, в качестве критерия при оценке эффективности его работы выбран критерий максимальной выработки электроэнергии – N_{sum} .

1.2. Выбор исходной математической модели энергоустановки

Структура уравнений для всей установки и ее внешних связей имеет следующий вид [9]:

– уравнение баланса энергии для каждого k -го элемента оборудования

$$\sum_{j=1}^{J_k-N_k} (\eta_n \cdot G \cdot h)_j + \sum_{n=1}^{N_k} (\eta_n \cdot P)_n = 0; \quad (1)$$

– уравнение баланса расходов для каждого l -го энергоносителя k -го элемента оборудования

$$\sum_{j=1}^{J_{kl}} G_j = 0; \quad (2)$$

– уравнение гидравлического (газодинамического) баланса

$$(p' \pm \Delta p - p'')_{kl} = 0; \quad (3)$$

– уравнение изменения энтальпии

$$(h' \pm \Delta h - h'')_{kl} = 0 \quad (4)$$

$$(k = 1, 2, \dots, K; j = 1, 2, \dots, J_{kl}; l = 1, 2, \dots, L_k; n = 1, 2, \dots, N_k),$$

где G – расход энергоносителя;

P – мощность электрической или механической связи;

p, h – давление и энтальпия энергоносителя на исходящей (') и входящей (") связи элемента; $\Delta p, \Delta h$ – характеристики изменения давления и энтальпии процессов в элементе;

η_n – коэффициент, учитывающий потери энергии потока в окружающую среду;

J – общее число связей;

N – число однопараметрических связей.

Устанавливаются характеристики процессов и конструкций в зависимости от совокупности параметров связей и конструктивных параметров установки. Более подробно структура уравнений описана в [5, 9].

Принципиальная тепловая схема (ПТС) представляет единый технический комплекс разнородного оборудования со сложной системой технологических связей. Многообразие элементов оборудования и их структурных соединений, сложные процессы в оборудовании с большим числом режимных и технических ограничений, особенно при выработке разных видов энергии, определяют сложность и многообразие режимов работы паротурбинных установок (ПТУ). Детально исследовать эти режимы без применения компьютерной техники практически невозможно.

Используемая математическая модель энергоустановки (ММЭ) позволяет реализовать расчет тепловой схемы с необходимой степенью точности (детализации), что дает возможность решать задачи оптимизации энергоустановки. Применяемая ММЭ обеспечивает моделирование ТС различных энергоустановок, а также включение новых элементов ТС; ориентирована на решение задач как анализа состояний этих установок, так и их синтеза (задач оптимизации), позволяет учитывать множество факторов, влияющих на показатели энергоустановок в их взаимодействии. Для реализации режима работы такой модели в оперативном режиме должна обеспечиваться возможность моделирования изменений структуры энергоблоков как пользователем в диалоговом режиме, так и в перспективе по данным, поступающим от информационной системы энергоблока.

Технологические операции по настройке разработанной общей ММЭ ТС под условия конкретной энергоустановки реализуются специалистом на персональном компьютере с использованием средств диалогового языка TURBOGRAF [2–5].

1.3. Метод решения оптимизационной задачи

Задача оптимизации решалась с использованием известных, апробированных и хорошо зарекомендовавших себя программных средств, основанных на применении методов теории планирования эксперимента [10]. Использование же гибких, адаптируемых математических моделей для формирования векторов наблюдений, позволило существенно повысить достоверность полученных результатов. При использовании последних удается в диалоговом режиме с минимальным количеством обращений к вычислению функции цели и ограничений решить задачу оптимизации.

Далее представлено решение задачи распределения тепловых и электрических нагрузок между турбинами на ТЭЦ, состоящей из двух противодавленческих турбин Р-6 и турбины с промышленным и теплофикационным отборами ПТ-12.

2. Решение задачи рационального распределения нагрузки между турбинами ТЭЦ

2.1. Постановка задачи рационального распределения нагрузки между турбинами

Энергоузлы с поперечными связями, на которых установлены турбины небольшой мощности, описываются простой тепловой схемой (рис. 1), возможные конфигурации которой реализуются достаточно просто и при решении задачи распределения нагрузок можно ограничиться решением задач параметрической оптимизации [3].

Определение рационального распределения нагрузок между турбинами ТЭЦ заключается в совместном допустимом изменении параметров, характеристик и структуры исходного состояния ТС в направлении оптимального значения критерия эффективности.

Согласно сказанного ранее, процесс решения этой задачи с использованием «гибкой» ММЭ предполагает выполнение следующих действий (осуществляются специалистом на компьютере с использованием средств диалогового языка TURBOGRAF) [8]:

- I. Создание описания базового состояния ТС ТЭЦ.*
- II. Создание описания исходного состояния ТС.*
- III. Настройка вычислительной среды для решения задачи оптимизации.*
- IV. Оптимизация режимов ТЭЦ.*
- V. Анализ и уточнение показателей оптимального варианта.*

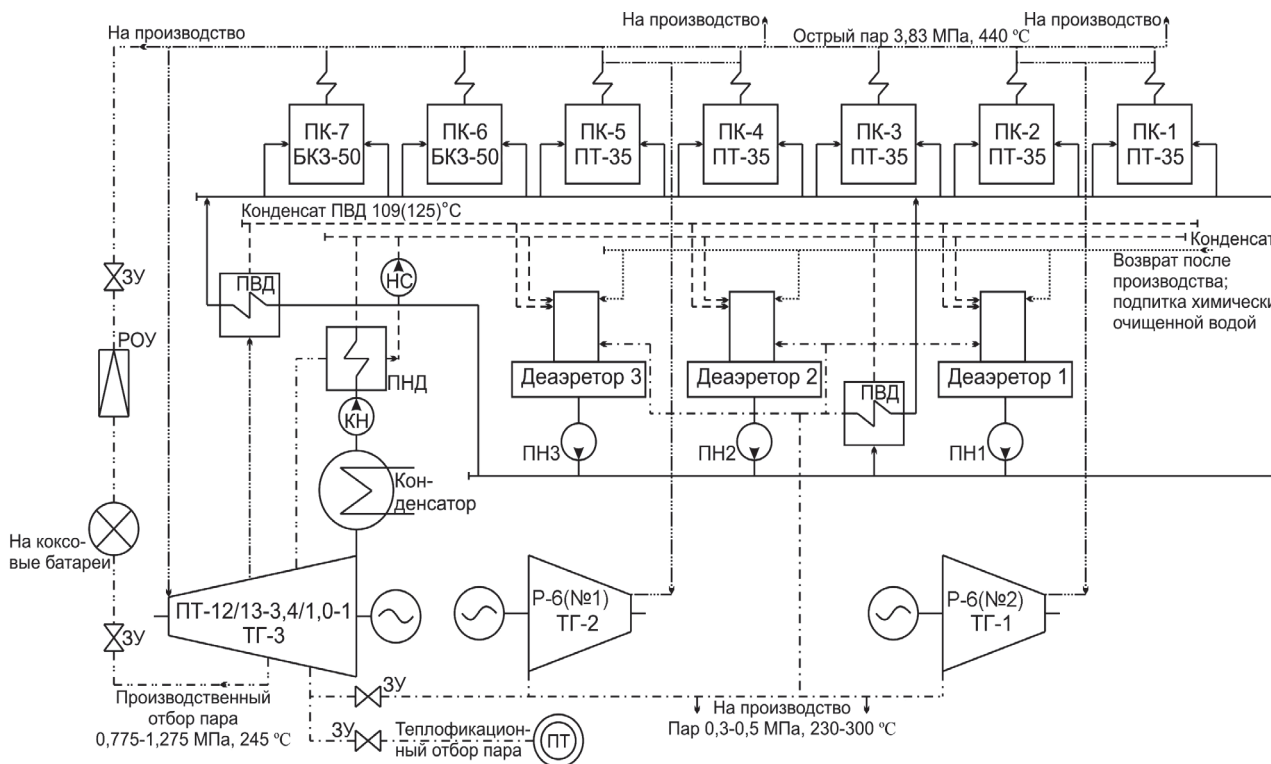


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема ТЭЦ ОАО «Ясиновский КХЗ» после расширения

2.2. Проведение исследований

Как и в [8], из факторов, приводящих к снижению технико-экономических показателей турбоустановок (износ элементов проточных частей, наличие протечек в запорной арматуре и др.) в качестве анализируемого принят в данном исследовании один, интегрально характеризующий эффективность турбины, ее КПД.

Работа энергоузла охарактеризуется следующими параметрами:

Значения G_0 , G_{CHL} , G_{CHh} , P_h , P_L в общем случае зависят от производственно-технологических режимов функционирования предприятия, мало изменяются на протяжении достаточно больших промежутков времени (сезон), и могут приниматься неизменными при решении задачи оптимизации.

Характеризовать состояние энергоузла удобно с использованием следующих параметров:

$G_{0 ПТ-12}$, $G_{0 P-6(№1)}$, $G_{0 P-6(№2)}$ – количество пара на турбины ПТ-12, P-6(№1) и P-6(№2);
 $G_{CH ПТ-12}$, $G_{CH P-6(№1)}$, $G_{CH P-6(№2)}$ – количество пара низкого давления (НД) на собственные нужды (СН) от ПТ-12, P-6(№1) и P-6(№2), соответственно;

$N_{ПТ-12}$, $N_{P-6(№1)}$, $N_{P-6(№2)}$ – мощность турбин ПТ-12, P-6(№1) и P-6(№2);

$N_{Э сум}$ – суммарная мощность трех турбин.

Анализ ММ тепловой схемы ТЭЦ ОАО «Ясиновский КХЗ» показывает, что независимой переменной является только один из перечисленных параметров $G_{0 ПТ-12}$. Параметры $G_{CH ПТ-12}$, $G_{0 P-6(№1)}$, $G_{0 P-6(№2)}$, $G_{CH P-6(№1)}$, $G_{CH P-6(№2)}$ определяются в процессе численного эксперимента с использованием соотношений, а параметры $N_{ПТ-12}$, $N_{P-6(№1)}$ и $N_{P-6(№2)}$ – с помощью полной ММЭ с использованием ИММ турбин ПТ-12 и P-6, сформированных с применением операторов эквивалентирования, $N_{Э сум} = N_{ПТ-12} + N_{P-6(№1)} + N_{P-6(№2)}$.

В процессе исследований решалась задача поиска оптимального распределения тепловых и электрических нагрузок между тремя турбинами при изменении следующих условий:

$$Q_T^{мин} \leq Q_T \leq Q_T^{макс} \text{ – тепловая нагрузка внешних потребителей;}$$

$$n_T^{мин} \leq n_T \leq n_T^{макс} \text{ – количество турбин, которое эксплуатируется;}$$

- $G_0^{мин} \leq G_0 \leq G_0^{макс}$ – различные варианты суммарного расхода пара на турбины;
- $\eta_{ТУ}^{мин} \leq \eta_{ТУ} \leq \eta_{ТУ}^{макс}$ – КПД проточной части турбин при изменении их экономичности;
- $G_{СНЛ}^{мин} \leq G_{СНЛ} \leq G_{СНЛ}^{макс}$ – количество пара на теплотребление (низкого давления);
- $G_{СНв}^{мин} \leq G_{СНв} \leq G_{СНв}^{макс}$ – количество технологического пара высокого давления;
- $N_{Э}^{мин} \leq N_{Э} \leq 1,1 \times N_{Э}^{ном}$ – мощность каждой из турбин.
- $P_L = const$ – давление в нижнем отборе ПТ-12 и на выхлопе Р-6 (0,3 МПа);
- $P_h = const$ – давление в верхнем отборе ПТ-12 (1,0 МПа).

Используемая математическая модель учитывает изменение КПД турбины в связи с частичным нагружением.

На рассматриваемом энергетическом узле промышленного предприятия, при соответствующей величине потребления пара на производственные нужды, возможна работа трех турбин (1 – ПТ-12 и 2 – Р-6). В зависимости от тепловой нагрузки потребителей турбины могут эксплуатироваться как в комплексе, так и индивидуально.

При выполнении расчетных исследований суммарное количество пара на энергокомплекс принималось $G_0 = 180$ т/ч; параметры и расходы пара на производство и на теплотребление: $G_{СНЛ} = 90$ т/ч; $P_L = 0,3$ МПа; $G_{СНв} = 50$ т/ч; $P_h = 1,0$ МПа.

Экономичность турбин ПТ-12 и Р-6, варьировалась в диапазоне от базовой до уменьшенной на 10 % относительно номинальной для каждой из турбин. В действительности КПД может быть значительно ниже, что может оказать еще более существенное влияние на экономическую целесообразность изменения оптимального распределения нагрузок между действующими энергетическими установками.

Вариант 1. Проведен сравнительный анализ распределения расхода пара между эксплуатируемыми турбинами при снижении экономичности турбины Р-6(№2) (от номинального до сниженного на 10 %), КПД остальных турбин принимается номинальным. Полученные величины рационального распределения расходов пара и соответствующие им электрические мощности турбин приведены в табл. 1.

Таблица 1

Оптимальное распределение нагрузок между турбинами ПТ-12, Р-6(№1) и Р-6(№2)

Характеристики	Обознач.	Размерн.	Показатели		
			-10	-5	0
Изменение КПД турбины Р-6(№2) относительно номинального	$\Delta\eta_{oi}^{P-6(№2)}$	%	-10	-5	0
Оптимальная величина расхода пара на турбину ПТ-12	G_0 ПТ-12	т/ч	100	99,7	91
Расход пара на турбину Р-6(№1)	G_0 Р-6(№1)	т/ч	50	48,3	39,5
Расход пара на турбину Р-6(№2)	G_0 Р-6(№2)	т/ч	30	32	49,5
Расход пара на СН НД* от ПТ-12	$G_{СН}$ ПТ-12	т/ч	26,64	26,4	19,51
Расход пара на СН НД* от Р-6(№1)	$G_{СН}$ Р-6(№1)	т/ч	39,6	38,25	31,28
Расход пара на СН НД* от Р-6(№2)	$G_{СН}$ Р-6(№2)	т/ч	23,76	25,35	39,21
Мощность турбины ПТ-12	$N_{ПТ-12}$	МВт	10,081	10,03	8,573
Мощность турбины Р-6(№1)	$N_{Р-6(№1)}$	МВт	6,188	5,928	4,558
Мощность турбины Р-6(№2)	$N_{Р-6(№2)}$	МВт	2,865	3,267	6,112
Суммарная мощность двух турбин	$N_{Э сум}$	МВт	19,134	19,225	19,243

* – собственные нужды низкого давления

На рис. 2 представлены графики, построенные по результатам проведенных исследований, представленных в табл. 1.

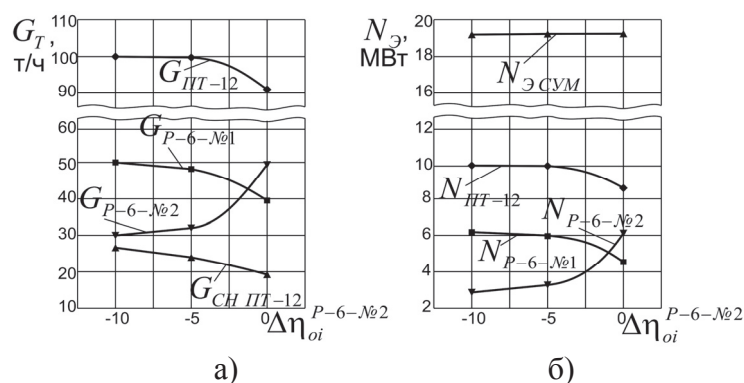


Рис. 2. Распределение нагрузок между турбинами ПТ-12, Р-6(№1) и Р-6(№2) в зависимости от изменения экономичности турбины Р-6(№2): а) расход пара на турбины; б) мощности турбин.

Вариант 2. Проведен сравнительный анализ распределения расхода пара между эксплуатируемыми турбинами при сниженной экономичности турбины Р-6(№2) (на 5 % относительно номинального), а также при сниженном КПД ПТ-12 (на 5 % от номинального). Исследование проводилось при $G_{CH L} = 90$ т/ч, $G_{CH h} = 30, 40, 50$ т/ч. Полученные оптимальные величины расходов пара и соответствующие им электрические мощности приведены в табл. 2.

Таблица 2

Оптимальное распределение нагрузок между турбинами ПТ-12, Р-6(№1) и Р-6(№2)

Характеристики	Обознач.	Размерн.	Показатели		
			30	40	50
Изменение расхода пара высокого давления	$G_{CH h}$	т/ч	30	40	50
Расход пара на турбину ПТ-12	$G_{0 ПТ-12}$	т/ч	96	93,3	94,9
Расход пара на турбину Р-6(№1)	$G_{0 Р-6(№1)}$	т/ч	47	44,5	46,7
Расход пара на турбину Р-6(№2)	$G_{0 Р-6(№2)}$	т/ч	37	42,2	38,4
Расход пара на СН НД* от ПТ-12	$G_{CH ПТ-12}$	т/ч	23,47	21,33	22,6
Расход пара на СН НД* от Р-6(№1)	$G_{CH Р-6(№1)}$	т/ч	37,22	35,24	37
Расход пара на СН НД* от Р-6(№2)	$G_{CH Р-6(№2)}$	т/ч	29,31	33,43	30,4
Мощность турбины ПТ-12	$N_{ПТ-12}$	МВт	12,522	10,426	8,902
Мощность турбины Р-6(№1)	$N_{Р-6(№1)}$	МВт	5,728	5,341	5,681
Мощность турбины Р-6(№2)	$N_{Р-6(№2)}$	МВт	4,026	4,812	4,239
Суммарная мощность двух турбин	$N_{Э СУМ}$	МВт	22,276	20,579	18,822

* – собственные нужды низкого давления

По результатам проведенных исследований (табл. 2) построим графики (рис. 3).

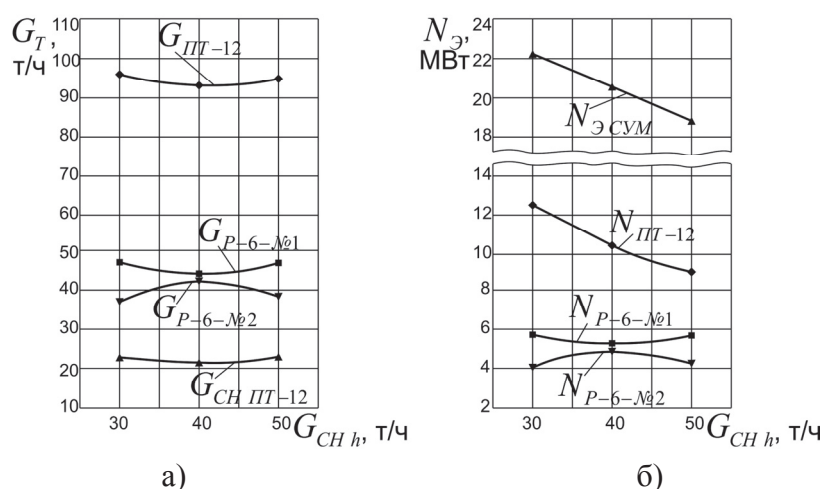


Рис. 3. Распределение нагрузок между турбинами ПТ-12, Р-6(№1) и Р-6(№2) в зависимости от изменения величины расхода пара высокого давления из отбора турбины ПТ-12: а) расход пара на турбины; б) мощности турбин

Как показывают результаты, представленные на рис. 2 и 3, решение задачи распределения нагрузок между тремя турбинами, находящимися в эксплуатации, при учете изменения их экономичности, позволяет оценить величины расхода пара индивидуально на каждую из турбин для определения экономичного режима работы энергоузла в целом.

Подобные исследования могут быть проведены и для других величин расходов и показателей экономичности, однако представленных результатов уже достаточно, чтобы сделать выводы, что экономичность турбины является важным фактором при определении оптимального распределения тепловых и электрических нагрузок между эксплуатируемыми энергоблоками ТЭЦ.

Выводы

Показаны широкие возможности используемого программного комплекса, позволяющего проводить многовариантные расчеты рациональной загрузки оборудования энергоузла промышленного предприятия при разных условиях его эксплуатации.

Проведенные исследования показали необходимость учета не только внешних условий функционирования энергокомплекса, но и внутренних, фактических показателей эффективности и состояния оборудования турбоустановок для решения задачи распределения между ними тепловых и электрических нагрузок. Выигрыш в суммарной мощности в этом случае может дополнительно достигать 2,5–3 % от установленной мощности энергоузла.

При снижении экономичности одной из турбин, перераспределение нагрузок, очевидно, изменяется в сторону турбины с большей экономичностью, однако, величину такого изменения можно получить только расчетным путем.

Список литературы

1. Андрушин А. В. Алгоритм распределения нагрузок ТЭЦ со сложным составом, схемами отпуска тепла и электроэнергии [Текст] / А. В. Андрушин, В. А. Макарьян, А. Н. Черняев // Повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем. Труды Всероссийской научно-практической конференции. – М.: МЭИ, 2010. – Т. 1. – С. 33–35.
2. Лыхвар Н. В. Гибкие математические модели энергоустановок для оптимизации режимов ТЭЦ [Текст] / Н. В. Лыхвар // Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования: Сб. научн. трудов – Харьков: Ин-т проблем машиностроения им. А. Н. Подгорного НАН Украины, 2003. – Т. 2. – С. 413–419.
3. Лыхвар Н. В. Решение задачи рационального распределения нагрузок между турбинами промышленного энергоузла [Текст] / Н. В. Лыхвар, Н. Ю. Бабак // Пробл. машиностроения. – 2008. – № 5-6. – С. 11–19. – ISSN 0131-2928.
4. Лыхвар Н. В. Математическое моделирование и оптимальное проектирование паротурбинной установки [Текст] / Н. В. Лыхвар, Ю. Ф. Косяк // Теплоэнергетика. – 1986. – № 2. – С. 69–72.
5. Лыхвар Н. В. Моделирование теплоэнергетических установок с использованием интерактивной схемной графики [Текст] / Н. В. Лыхвар, Ю. Н. Говорущенко, В. А. Яковлев // Пробл. машиностроения. – 2003. – № 1. – С. 30–41. – ISSN 0131-2928.
6. Когенерационные технологии в энергетике на основе применения паровых турбин малой мощности [Текст] / А. Л. Шубенко, В. А. Маляренко, А. В. Сенецкий, Н. Ю. Бабак. – НАН Украины, Институт проблем машиностроения. – Харьков, 2014. – 320 с.
7. Решение вопросов энергосбережения на коксохимических предприятиях на примере расширения энергоузла «Ясиновский коксохимический завод» [Текст] / Н. Ю. Бабак, Н. В. Лыхвар, С. А. Медянцева [и др.] // Проблемы машиностроения, 9, № 1, – 2007. – С. 4–12. – ISSN 0131-2928.
8. Шубенко А. Л. Рациональное распределение нагрузок между турбинами энергоузла промышленного предприятия в процессе эксплуатации. [Текст] / А. Л. Шубенко, Н. В. Лыхвар, А. В. Сенецкий // Энергосбережение · Энергетика · Энергоаудит. – 2009 г. – № 12 (70). – С. 26–34. – ISBN 978-966-02-7059-6.

9. Попырин Л. С. Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок. [Текст] / Л. С. Попырин. – М.: Энергия, 1978. – 416 с.

10. Аэродинамический расчет и оптимальное проектирование проточной части турбомашин [Текст] / А. В. Бойко, Ю. Н. Говорущенко, С. В. Ершов [и др.] // Харьков: НТУ «ХПИ», 2002. – 356 с. – ISBN 966-593-228-4.

EFFECT OF CHANGES IN EFFICIENCY OF TURBINES ON RATIONAL DISTRIBUTION OF LOADS AMONG THEM

SENETSKYI O. V., Candidate of Technical Sciences

A. N. Podgorny Institute for Mechanical Engineering Problems of the National Academy of Sciences of Ukraine

(Kharkiv, Ukraine, e-mail: aleksandr-seneckij@ukr.net)

The paper presents the results of computational studies using the software package developed by IPMash, NAS of Ukraine, to define rational distribution of loads among three turbines of an industrial power generation unit. The calculations were performed using Yasinovka coking plant, consisting of three turbines with different capacity as a case study. It shows impact of turbines technical condition on the choice of the rational mode of their operation.

Key words: energy saving, turbine, load, cycle diagram, electric output, mathematical model, power generation unit, power generation complex, optimization.

1. Andryushin, A. V., Makarchyan, V. A., Cherniayev, A. N. (2010), "An algorithm for load distribution CHP with complex composition, schemes heat output and electricity" ["Algoritm raspredeleniya nagruzok TETS so slozhnyimi sostavom, shemami otpuska tepla i elektroenergii"], *Improving the reliability and efficiency of operation of power plants and power systems*, MEI, Moscow, V. 1, p.p. 33–35.

2. Lykhvar, N. V. (2003), "Flexible mathematical models of power installations for optimization of regimes CHP" ["Gibkie matematicheskie modeli energoustanovok dlya optimizatsii rezhymov TETS"], *Improving turbines by methods of mathematical and physical modeling*, *Collection of scientific papers*, V. 2, p.p. 413–419.

3. Lykhvar, N.V., Babak, N. Yu. (2008), "Solution to the problem of rational of load distribution between the turbines of industrial energy unit" ["Reshenie zadachi ratsional'nogo raspredeleniya nagruzok mezhdur turbinami promyshlennogo energouzla"], *Engineering problems*, No. 5–6, p.p. 11–19.

4. Lykhvar, N. V., Kocyak Yu. F. (1986), "Mathematical modeling and optimal design of steam turbine installation" ["Matematicheskoe modelirovanie i optimal'noe proektirovanie paroturbinnoy ustanovki"], *Teploenergetika*, No. 2, p.p. 69–72.

5. Lykhvar, N. V., Govorushchenko, Yu.N., Yakovlev, V.A. (2003), "Modeling of thermal power units by using the interactive of scheme graphics" ["Modelirovanie teploenergeticheskikh ustanovok s ispol'zovaniem interaktivnoy shemnoy grafiki"], *Problems of engineering*, No. 1, p.p. 30–41.

6. Shubenko, O. L., Malyarenko, V. A., Senetskyi, O. V., Babak, N. Yu. (2014), *Cogeneration technologies in energy based on the use of small power steam turbines [Kogeneratsionnye tehnologii v energetike na osnove primeneniya parovykh turbin maloy moshchnosti]*, Institute for Mechanical Engineering Problems, Kharkov, Ukraine, 320.

7. Babak, N. Yu., Lykhvar, N. V., Medyantsev, S. A., etc. (2007), "Resolution of questions of energy saving on coking plants on example expansion of energy unit "Yasinovskiy coke chemical plant" ["Reshenie voprosov energosberezheniya na koksohimicheskikh predpriyatiyah na primere rasshyreniya energouzla "Yasinovskiy koksohimicheskizavod"]], *Problems of Mechanical Engineering*, 9, No. 1, p.p. 4-12.

8. Shubenko, O. L., Lyhvar, N. V., Senetskyi, O. V. (2009), "Rational distribution of loads between the turbines of energy unit of industrial enterprise while in service" ["Ratsional'noe raspredelenie nagruzok mezhdur turbinami energouzla promyshlennogo predpriyatiya v protsesse ekspluatatsii"], *Energy saving. Energy. Energy audit*, No. 12(70), p.p. 26-34.

9. Popyrin, L. S. (1978), *Mathematical modeling and optimization of thermal power plants*, Energia, Moscow, 416 p.

10. Boiko, A. V., Govorushchenko, U. N., Ershov, S. V., etc. (2002), *Aerodynamic calculation and optimal design of flow part turbomachinery*, NTU "KPI", Kharkiv, 356 p.

Поступила в редакцию 13.04 2014 г.