

РАЗРАБОТКА И АПРОБАЦИЯ МЕТОДА ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ*

Ст. преподаватель М.М.СУТАНОВ¹; директор, зав. кафедрой, д.т.н., профессор В.С.КУЗЕВАНОВ¹
(Филиал ГОУ ВПО «Московский энергетический институт (технический университет)» в г.Волжском¹)

АННОТАЦИЯ.

Предложена методика эффективного распределения нагрузок между теплофикационными турбоагрегатами при комбинированном производстве тепла и электроэнергии на ТЭЦ. Проведен анализ результатов реализации предложенной методики, основанной на использовании энергетических характеристик оборудования ТЭЦ. С целью планирования режима работы и эффективного распределения тепловых нагрузок между турбоагрегатами, получена и предложена качественная режимная карта турбоустановок для использования ее персоналом генерирующих компаний.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: энергетические характеристики турбоагрегатов, коэффициент использования теплоты топлива, удельные затраты топлива, оптимальный режим работы теплофикационной турбины, удельные затраты тепла на выработку электроэнергии, удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении.

В настоящее время для оценки энергетической эффективности комбинированной генерации тепла и электроэнергии существует несколько методов и направлений. Современные технологические и экономические требования к работе ТЭЦ не позволяют назвать в качестве общепризнанного тот или иной способ определения эффективности теплофикации. Существующие для этого методики разделения топливных затрат, раскрытые в [4,5], не полностью отвечают экономическим задачам определения себестоимости продукции и формированию тарифов на энергоносители, а, следовательно, не могут обеспечить выбор оптимальных режимов работы и состав оборудования ТЭЦ [1].

Изложенное выше определило актуальность решения следующих основных задач для повышения эффективности генерации тепла и электричества:

- создание методики оценки энергетической эффективности генерирующих систем на основе энергетических характеристик оборудования этих систем;
- создание алгоритма выбора оптимальных режимов производства электрической и тепловой энергии на ТЭЦ с минимизацией топливных издержек;
- верификация результатов теоретических исследований в условиях работы действующего состава оборудования генерирующей системы;
- формулировка рекомендации по выбору оптимальных режимов эксплуатации теплофикационных турбин на ТЭЦ.

Для оценки эффективности работы ТЭЦ при решении задач оптимального распределения тепловой и электрической нагрузок между агрегатами ТЭЦ могут служить коэффициент использования теплоты топлива (КИТ), удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении и эксергетический коэффициент полезного действия (КПД) реального цикла [2].

Согласно методике, приведенной в [3], коэффициент использования теплоты топлива представлен в виде:

$$\eta_{ИТ} = \frac{N_E + Q_T}{Q_F^C}, \quad (1)$$

где N_E и Q_T - электрическая и тепловая мощности соответственно, МВт;

*Публикуется в порядке обсуждения. Приглашаем специалистов принять участие в дискуссии по этому вопросу.

¹404130, Волгоградская обл., г. Волжский, пр. Ленина, д. 69.

Q_F^C - теплота, выделенная при сжигании топлива в паровом котле, МВт.

В [3] при определении энергетических показателей любой ТЭЦ положен принцип разделения расхода топлива (B). Доли расхода топлива для производства электроэнергии (B_E) и тепла (B_T) по пропорциальному методу определяются следующими зависимостями:

$$\frac{B_E}{B} = \frac{N_E}{N_E + \bar{\eta} \cdot Q_T}, \quad (2)$$

$$\frac{B_T}{B} = \frac{\bar{\eta} \cdot Q_T}{N_E + \bar{\eta} \cdot Q_T}. \quad (3)$$

При этом КПД по выработке видов энергии пропорциональны КПД при их раздельной выработке (на КЭС и в котельных). В методе, предложенном АО «Фирма ОРГРЭС» (далее – метод ОРГРЭС), принят коэффициент пропорциональности:

$$\bar{\eta} = \frac{\eta_{КЭС}}{\eta_{кот}} = \frac{\eta_{TЭЦ}}{\eta_{TЭЦ}}, \quad (4)$$

где $\eta_{КЭС}$ и $\eta_{кот}$ - КПД выработки соответственно электроэнергии (на КЭС) и теплоты (в котельной);

$\eta_{TЭЦ}$ и $\eta_{TЭЦ}$ - КПД выработки соответственно электроэнергии и теплоты на ТЭЦ. В зависимости от конкретизации условий значения $\bar{\eta}$ лежат в диапазоне $\bar{\eta}=0,45-0,52$ [3].

По методу ОРГРЭС работу ТЭЦ предлагается оценивать по показателям двух типов: суммарным за год показателям экономичности, позволяющим определить количество отпущенной потребителям электрической энергии и теплоты и суммарное количество расходуемого топлива на ТЭЦ, а также годовым коэффициентам полезного действия по отпуску электрической энергии и теплоты, годовым КПД использования теплоты топлива и годовой удельной выработке электроэнергии на тепловом потреблении.

Методика оценки энергетической эффективности режимов работы оборудования ТЭЦ.

Существующая организация планирования приоритетных режимов загрузки ТЭЦ в условиях работы на рынке электроэнергии и мощности диктуется действующими нормативными и регламентирующими

щими документами по определению затрат на производство тепла и электроэнергии на ТЭЦ – удельными затратами топлива, а также формированием заявок на генерацию плановых объемов электроэнергии на сутки вперед с расчетом себестоимости и маржинальной прибыли. В целях повышения эффективности энергопроизводства на ТЭЦ, планирования текущих и приоритетных режимов работы и, тем самым, снижения топливных издержек, предложена настоящая методика, базирующаяся на решении задачи эффективного распределения нагрузок между совместно работающими агрегатами ТЭЦ.

Зависимость (1) для текущих режимов работы отдельно взятого турбоагрегата с «n» задействованными в регулировании теплофикационными отборами можно представить в виде:

$$\eta_{\text{ИМТ}} = \frac{N_3^0 + (Q_T^0 - Q_{T\text{тек}}^0) \cdot \bar{\eta}^0 + Q_{T\text{тек}}^0}{B^0 \cdot Q_H^0}, \quad (5)$$

где

$$\bar{\eta}^0 = \bar{\eta}_0 \cdot \frac{\sum_{i=1}^n \bar{\eta}_i^0 \cdot (Q_T^0 - Q_{Ti}^0)}{Q_T^0 - Q_{T\text{тек}}^0}. \quad (6)$$

В соотношениях (5), (6) $\bar{\eta}^0$ и $\bar{\eta}_i^0$ – коэффициенты пропорциональности, определяющие изменение энергетической эффективности выработки электроэнергии турбоустановкой при частичных нагрузках отпуска тепла потребителям;

Q_T^0 , Q_{Ti}^0 – тепловая мощность регулируемых отборов турбины при исходном режиме с электрической мощностью N_3^0 и значением КИТТ, равным $\eta_{\text{ИМТ}}^0$;

$Q_{T\text{тек}}^0$, Q_{Ti}^0 – тепловая мощность регулируемых отборов турбины при текущем режиме;

B^0 – расход топлива для исходного и текущего режимов работы;

Q_H^0 – низшая теплота сгорания сжигаемого топлива.

Для решения задачи эффективного распределения тепловых нагрузок между совместно работающими турбоагрегатами при изменении режимов отпуска тепла потребителям достаточно определения изменения расхода топлива в условиях перехода на новый режим. Изменение расхода топлива при отклонении величины тепловой нагрузки регулируемых отборов от исходной может быть найдено через соотношение, вытекающее из выражений (1) и (5):

$$\Delta B = k \cdot \frac{\Delta N_3 + \Delta Q_T}{\bar{\eta}}. \quad (7)$$

Параметр k и коэффициенты пропорциональности $\bar{\eta}$, зависящие от задействованных отборов, могут быть определены по параметрам двух контрольных режимов. Примем в качестве контрольных номинальный режим (индекс «ном») и базовый режим (индекс «б»). В качестве базового режима работы определим такой режим, при котором значения электрической (N_3^0) и тепловой (Q_T^0) мощностей, соответствующие номинальным параметрам пара в регулируемых отборах, позволяют перевести турби-

ну на конденсационный режим работы (N_3^k) без изменения тепловой мощности источника теплоты и превышения предельной мощности электрогенератора и пропускной способности конденсатора турбины.

Для произвольно выбранного режима (индекс «00») из (7) получаем:

$$B^{\text{ном}} - B^{00} = k \cdot \left[\frac{N_3^{\text{ном}} - N_3^{00}}{\bar{\eta}^{00}} + (Q_T^{\text{ном}} - Q_T^{00}) \right]. \quad (8)$$

Из базового режима

$$k = \frac{B^{\text{ном}} - B^0}{\frac{N_3^{\text{ном}} - N_3^0}{\bar{\eta}^0} + (Q_T^{\text{ном}} - Q_T^0)}. \quad (9)$$

Из соотношения (8) с учетом зависимости для k (9) получаем:

$$B^{00} = B^{\text{ном}} \cdot \left[1 - \frac{\bar{\eta}^0}{\bar{\eta}^{00}} \cdot \left(1 - \frac{B^0}{B^{\text{ном}}} \right) \times \frac{R^{\text{ном}} - R^{00} - (1 - \bar{\eta}^{00}) \cdot (Q_T^{\text{ном}} - Q_T^{00})}{R^{\text{ном}} - R^0 - (1 - \bar{\eta}^0) \cdot (Q_T^{\text{ном}} - Q_T^0)} \right]. \quad (10)$$

Здесь $R = N_3 + Q_T$, а индекс указывает на соответствие режиму нагрузки.

Для расчета расхода топлива B^{00} в исходном режиме необходимо найти значения коэффициентов пропорциональности $\bar{\eta}^0$ и $\bar{\eta}^{00}$ для базового и произвольного режима соответственно.

Для нахождения базового значения коэффициента пропорциональности $\bar{\eta}^0$ в расчетном регулировочном диапазоне работы турбоустановки используем показатели тепловой экономичности исследуемого турбоагрегата в условиях, соответствующих базовому режиму работы с регулируемыми отборами пара потребителям, и при отключении отборов (перевод на конденсационный режим).

После некоторых преобразований соотношений вида (1) и (5) для базового и конденсационного режимов можно получить следующее соотношение:

$$\bar{\eta}^0 = \bar{\eta}_0 \cdot \frac{\sum_{i=1}^n K_i \cdot (Q_{Ti}^{\text{ном}} - Q_{Ti}^0)}{Q_T^{\text{ном}} - Q_T^0}, \quad (11)$$

где $\bar{\eta}_0 = \frac{N_3^k - N_3^0}{\sum_{j=1}^m K_j \cdot Q_{Tj}^0}$ – коэффициент пропорциональности, определяемый параметрами базового режима;

$i=1, 2, \dots, n$ – число задействованных в регулировании расхода тепла отборов;

$K_j = \frac{1 - T_K / \gamma T_{\text{отб}j}}{1 - T_K / T_0}$ – поправочный коэффициент на

изменение параметров пара в проточной части турбины от входа до точки отбора; γ – коэффициент, определяемый параметрами базового режима; T_0 , $T_{\text{отб}j}$, T_K – абсолютные температуры пара перед турбиной, конденсата j – того регулируемого отбора, конденсата отработавшего пара соответственно;

$j=1,2,\dots,m$ – общее число отборов пара внешним потребителям.

Согласно зависимости (11) может быть представлен и коэффициент пропорциональности при изменении режима отпуска тепла с номинального до произвольного ($\bar{\eta}^{00}$) в виде:

$$\bar{\eta}^{00} = \bar{\eta}_0 \cdot \frac{\sum_{i=1}^n K_i \cdot (Q_{Ti}^{nom} - Q_{Ti}^{00})}{Q_T^{nom} - Q_T^{00}}. \quad (12)$$

Значения B^{00} , определяемые зависимостью (10), могут явиться главным элементом оценки эффективности режима распределения тепловых нагрузок между отборами и между теплофикационными турбоустановками.

Для последующей апробации теоретических исследований воспользуемся режимной картой турбоустановки (энергетическими характеристиками).

Методические особенности выбора оптимальных режимов работы турбоустановок ТЭЦ.

Реализация предложенной методики произведена на базе энергетических и эксплуатационных характеристик действующего состава паротурбинного оборудования Волжской ТЭЦ ОАО «Лукойл-Волгоградэнерго».

Согласно установленному режиму и утвержденной нормативно-технической документации по топливоиспользованию Волжской ТЭЦ начальные параметра пара принятые: давление $p_0 = 11,5$ МПа и температура $t_0 = 525^\circ\text{C}$. Средняя температура конденсата отработавшего пара при температуре охлаждающей воде перед конденсатором турбины $t_{OB1} = 20^\circ\text{C}$ принята $t_k = 33^\circ\text{C}$.

Основные характеристики оборудования Волжской ТЭЦ в номинальном и базовом режимах приведены в таблице 1.

Используя исходные и расчетные данные, приведенные в таблице 1, а также зависимости удельных затрат тепла на выработку электроэнергии в утвержденных нормативных характеристиках турбинного оборудования Волжской ТЭЦ, производим расчет фактического расхода топлива B и расход топлива при разных режимах отпуска тепла из регулируемых отборов турбины B^{00} . Для проведения расчетов и исследования диапазон изменения тепловых нагрузок определен для двухступенчатого режима теплофикации со следующими параметрами пара: для производственного отбора - 1,3 МПа; для теплофикационного отбора - 0,1 МПа.

Результаты расчета B и B^{00} приведены в таблице 2.

Как видно из таблицы 2, величина отклонения $(B^{00}-B)/B$ для турбин типа Т находится в пределах до 2%, но для турбин типа ПТ в некоторых режимах имеет большие значения отклонения. С целью минимизации значений отклонения $(B^{00}-B)/B$ возможно введение для турбин типа ПТ дополнительных поправочных коэффициентов для корректировки расчетных значений B^{00} . С учетом этого, можно говорить о простом варианте практического использования данной методики через создание матрицы расчетных значений B^{00} для режимов работы оборудования ТЭЦ, на основании которой оперативному персоналу можно принимать эффективное решение о выборе последовательности загрузки (разгрузки) П- и Т- отборов турбин, а также перераспределении тепловой энергии в пределах регулировочного диапазона нагрузок.

Таблица 1

Характеристики оборудования Волжской ТЭЦ (номинальный и базовый режимы)

№ п/п	Наименование	Обозначение	Тип турбоустановки			
			ПТ-65-130	ПТ-135-130	T-50-130	T-100-130
1. Номинальный режим						
1.1	Номинальная электрическая мощность, МВт	N_3^{nom}	65,000	135,000	50,000	100,000
1.2	Номинальная мощность производственного отбора, МВт	Q_{n1}^{nom}	93,040	174,450	-	-
1.3	Номинальная теплофикационная мощность, МВт	Q_{n2}^{nom}	69,780	139,560	93,040	186,080
1.4	Суммарная тепловая мощность потребителей, МВт	Q_m^{nom}	162,820	314,010	93,040	186,080
1.5	Удельный расход тепла на турбоустановку, кВт/кВтч	q_{T1}^{nom}	1,308	1,512	1,279	1,198
1.6	Теплота сгорания топлива, МДж/нм ³	Q_p^{nom}			35,100	
1.7	Расход топлива, нм ³ /с	B	7,832	16,372	4,961	9,665
1.8	КИТТ	q_{PT}^{nom}	0,829	0,781	0,821	0,843
2. Базовый режим						
2.1	Электрическая мощность, базовая, МВт	N_3^*	49,000	87,000	40,000	89,000
2.2	Мощность производственного отбора, базовая, МВт	Q_{n1}^*	58,150	87,225	-	-
2.3	Теплофикационная мощность, базовая, МВт	Q_{n2}^*	34,890	46,520	58,150	93,040
2.4	Суммарная тепловая мощность потребителей, базовая, МВт	Q_m^*	93,040	133,745	58,150	93,040
2.5	Удельный расход тепла на турбоустановку, кВт/кВтч	q_{T1}^*	1,597	2,210	1,721	1,838
2.6	Электрическая мощность, конденсационная, МВт	N_3^*	60,000	120,000	50,000	100,000
2.7	Мощность теплового источника, МВт	Q_{Ti}^*	173,882	381,567	140,860	284,584
2.8	Расход топлива для базового режима, нм ³ /с	B^*	4,954	10,301	4,013	8,108
2.9	Расход топлива для конденсационного режима при N_3^* , нм ³ /с	B^*	3,418	7,828	3,308	7,350
2.10	Поправочный коэффициент производственного отбора, верхний	K_1	0,594	0,594	-	-
2.11	Поправочный коэффициент теплофикационного отбора, верхний	K_2	0,291	0,291	0,291	0,291
2.12	Поправочный коэффициент теплофикационного отбора, нижний	K_3	-	0,216	0,216	0,216

Таблица 2

Результаты расчета B и B^{00} для вариантов режимов работы турбоустановок

№ п/п	Тип турбоустановки	Вариант	Исходный режим			Расход топлива		$\frac{B^{00} - B}{B}$
						Фактический	Расчетный	
			N_g^0 МВт	Q_n^0 МВт	Q_f^0 МВт	нм ³ /с	нм ³ /с	
1	ПТ-65-130	1.1	35	23,26	23,26	3,888	4,042	0,040
		1.2	45	46,52	34,89	5,185	5,223	0,007
		1.3	55	46,52	46,52	5,992	6,142	0,025
		1.4	65	69,78	34,89	6,998	6,978	-0,003
2	ПТ-135-130	2.1	75	58,15	93,04	9,380	10,484	0,116
		2.2	90	116,30	69,78	11,354	11,379	0,002
		2.3	105	0	69,78	9,730	10,955	0,126
		2.4	120	116,30	93,04	13,451	13,837	0,029
3	Т-50-130	3.1	40	-	69,78	4,087	4,132	0,011
		3.2	40	-	58,15	4,013	4,013	0,000
		3.3	50	-	81,41	4,906	4,843	-0,013
		3.4	50	-	69,78	4,814	4,724	-0,019
4	Т-100-130	4.1	40	-	23,26	4,087	4,055	-0,008
		4.2	70	-	46,52	6,358	6,373	0,002
		4.3	85	-	93,04	7,844	7,825	-0,002
		4.4	100	-	69,78	8,600	8,692	0,011

Действия оператора при принятии решения очень просты:

- фиксация текущего значения расчетного параметра $B_{тек,jj}^{00}$ для всех турбоустановок (индекс $i=1,2\dots$) с отборами (индекс $j=1,2\dots$), которые могут быть задействованы в регулировании нагрузки;
- фиксация значений расчетного параметра $B_{нов,jj}^{00}$ при переходе турбины "i" в новый режим путем изменения расходов тепла в отборах "j" данной турбины;
- реализация перехода на новый режим по $|\delta B| = |B_{тек,jj}^{00} - B_{нов,jj}^{00}|$, причем, если нагрузка увеличивается, то приоритетным вариантом является вариант перехода на новую нагрузку с $|\delta B|^{min}$; если нагрузка уменьшается, то выбираемый вариант должен иметь $|\delta B|^{max}$.

Планирование режимов работы ТЭЦ на оптовом рынке «на сутки вперед» осуществляется с учетом минимального и максимального диапазона несения электрической нагрузки ТЭЦ в целом без предоставления технико-экономических показателей работающих турбоагрегатов в отдельности. В таких условиях выбор состава действующего оборудования и оптимальное распределение нагрузок между агрегатами согласно предлагаемому методу является простым и удобным в использовании персоналом генерирующих компаний.

Представленный выше метод управления режимами работы оборудования ТЭЦ позволяет изменить практический подход к использованию энергетических характеристик турбинного оборудования ТЭЦ, и создать, используя параметр B^{00} , по существу, упрощенную режимную карту турбоустановки с качественной информацией об эффективности планируемых режимов генерации тепла и электроэнергии на ТЭЦ.

В качестве вывода отметим, что в отличие от существующих методик оптимизации режимов работы электростанций, предлагаемый метод может хорошо моделироваться для турбоустановок конкретных ТЭЦ и не потребует постоянных трудоемких испытаний, вычислений и расчетов по разработке новых энергетических характеристик. При этом в случаях проведения модернизации проточной части турбины или изменения граничных условий эксплуатации основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ вопрос о разработке энергетических характеристик турбоагрегатов упрощается. Решение задачи выбора оптимального режима работы теплофикационной турбины и эффективного управления режимами работы оборудования ТЭЦ определяется по зависимости (10) при наличии результатов испытания по трем контрольным точкам режимов работы (номинальный, базовый и конденсационный для базовых условий).

ЛИТЕРАТУРА.

1. Султанов М.М., Кузеванов В.С., Грига А.Д. Методика оценки энергетической эффективности генерирующих мощностей ТЭЦ // Пятнадцатая международная научно-техническая конференция студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика»: тезисы докладов в 3-х т. Т.3.– Москва: ГОУ ВПО «МЭИ (ТУ)», 2009. С.206-207.
2. Андрющенко А.И. О разделении расхода топлива и формировании тарифов на ТЭЦ // Теплоэнергетика. 2004. №8.
3. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М.: Издательство МЭИ, 2002. 574с.
4. Киселев Г.П. Варианты расчета удельных показателей эффективности работы ТЭЦ. М.: Издательство МЭИ, 2003. 31 с.
5. Грига А.Д., Грига С.А., Султанов М.М., Куланов В.А. Сравнение методов оценки эффективности работы ТЭЦ при совместном производстве тепловой и электрической энергии / Грига А.Д. [и др.]. // Сборник научных трудов. Известия ВолГТУ: «Процессы преобразования энергии и энергетические установки».– Волгоград: ВолГТУ. 2008. №6. С.51-54.