

Раздел шестой
**ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЭНЕРГОУСТАНОВКИ ДЛЯ
 ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**
6.3. ТЕПЛО- И ЭЛЕКТРОСНАБЖАЮЩИЕ УСТАНОВКИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ
6.3.6. Оценка тепловой эффективности использования малых ТЭЦ

Ильин Е.Т. ЗАО «Комплексные энергетические системы»

В качестве критерия тепловой эффективности можно использовать суммарную экономию топлива, получаемую в течение года. Оценка годовой экономии топлива производится из условия сопоставления суммарных затрат условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии в течение года от установленных в котельной энергоагрегатов с годовыми затратами топлива на раздельный отпуск тепловой и электрической энергии того же количества электроэнергии и теплоты. Экономия получается за счет вытеснения конденсационных мощностей в энергосистеме выработкой электроэнергии на тепловом потреблении:

$$\Delta B_{\text{ЭК}}^{\Gamma} = B_{\text{ЭЭ}}^{\Gamma} + B_{\text{T}}^{\Gamma} - B_{\text{ЭК}}^{\Gamma}, \quad (6.13)$$

где $B_{\text{ЭЭ}}^{\Gamma}$ — годовые затраты условного топлива на отпуск электроэнергии при раздельном производстве электрической и тепловой энергии, т у.т. в год,

$$B_{\text{ЭЭ}}^{\Gamma} = \mathcal{E}_{\text{отп}} b_{\text{к.эс}}^{\text{cp}}; \quad (6.14)$$

$\mathcal{E}_{\text{отп}}$ — количество электроэнергии, отпускаемой от замещающей конденсационной станции, кВт·ч/год; $b_{\text{к.эс}}^{\text{cp}}$ — средний удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии от конденсационных электростанций [$b_{\text{к.эс}}^{\text{cp}} = 0,355$ кг/(кВт·ч)], принят на основании статистических данных; B_{T}^{Γ} — годовые затраты условного топлива на отпуск теплоты от котельной, равный отпуску тепловой нагрузки горячего водоснабжения $Q_{\text{Г.В}}$ из отборов турбин, устанавливаемых в котельной,

$$B_{\text{T}}^{\Gamma} = Q_{\text{Г.В}} b_{\text{T}}^{\text{cp}}; \quad (6.15)$$

b_{T}^{cp} — средний удельный расход условного топлива на отпущенную от котельной теплоту [$b_{\text{T}}^{\text{cp}} = 165$ кг/(Гкал·ч)] принят на основании данных [1]; $B_{\text{ЭК}}^{\Gamma}$ — годовой расход топлива электрогенерирующим оборудованием котельной, т у.т./год.

Суммарный отпуск электроэнергии электрогенерирующего оборудования определялся как сумма отпускаемой электроэнергии для каждой из зон характерного графика нагрузок для отопительного сезона $\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{от}}$ и для неотапительного сезона $\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{нот}}$. Для неотапительного сезона расчет производится для каждой из зон графика по характерным суточным графикам нагрузки с использованием характеристик оборудования:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{от}} + \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{нот}}. \quad (6.16)$$

Отпуск электроэнергии для отопительного сезона

$$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{от}} = \sum_1^{\tau_{\text{I-IV}}} (N_i - N_{\text{с.н.}i}) \tau_{\text{I-IV}}, \quad (6.17)$$

где N_i , $N_{\text{с.н.}i}$ — соответственно мощность на выводах генератора и мощность механизмов собственных нужд в отопительном сезоне; $\tau_{\text{I-IV}}$ — продолжительность отопительного сезона, ч.

Отпуск электроэнергии для неотапительного периода

$$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{нот}} = \sum_1^{n_{\text{V+VI}}} \mathcal{E}_{\text{V+VI}} n_{\text{V+VI}}, \quad (6.18)$$

где $\mathcal{E}_{\text{V+VI}}$ — отпуск электроэнергии в течение суток неотапительного сезона; $n_{\text{V+VI}}$ — число суток в неотапительном сезоне.

Отпуск электроэнергии за сутки любого дня неотапительного периода

$$\mathcal{E}_i = \int_0^T (N_i - N_{\text{с.н.}i}) dt, \quad (6.19)$$

где N_i — изменение мощности на выводах генератора в каждый момент времени [функция изменения мощности в течение суток рассчитывается по характеристикам турбоагрегата в зависимости от графика нагрузки (см. рис. 6.14)]; $N_{\text{с.н.}i}$ — изменение мощности собственных нужд в каждый момент времени суток; t — текущее время суток; T — продолжительность суток.

Аналогично рассчитывается и отпуск теплоты.

На основании приведенной выше методики были проведены расчеты для определения эффективности установки производства электроэнергии и тепла. В процессе расчетов было принято, что установки находятся в работе в течение 8390 ч в году. Остальное время связано с ремонтами оборудования и отключением теплотрасс. Условно было принято, что все эти работы производятся в течение VI сезона,

когда среднесуточная температура достигает +18 °С. В результате этого VI сезон сокращается до $\tau = 2016$ ч. Все расчеты были проделаны для установок ГТУ типа НК-37 и паровой турбины ПР-6-34/1,0/0,1-1. Рассмотрены два случая:

установка агрегатов производится по принципу обеспечения суммарной среднегодовой нагрузки горячего водоснабжения;

установка агрегатов производится по принципу обеспечения расчетной нагрузки горячего водоснабжения.

Результаты расчетов сведены в табл. 6.22 и 6.23.

Анализ результатов расчетов, представленных в табл. 6.22 и 6.23, показывает, что установка в котельной электрогенерирующего оборудования, работающего по комбинированному циклу в течение всего года дает существенную экономию топлива в энергосистеме. Величина экономии топлива определяется уменьшением его затрат на производство и отпуск электроэнергии. Поэтому большая экономия топлива достигается в том случае, когда обеспечивается большая выработка электроэнергии на тепловом потреблении. Экономия топлива при одинаковом отпуске теплоты находится в прямо пропорциональной зависимости от коэффициента выработки электроэнергии на тепловом потреблении и от эффективности работы самой генерирующей установки.

Результаты расчета, представленные в табл. 6.22, показывают, что приведенная к единице отпуска тепла годовая экономия топлива, полученная от установки в котельной ГТУ типа НК-37 в 3 раза выше, чем от установки паровой турбины ПТ-6-3,4/1,0/0,1-1. Это объясняется как раз тем фактом, что установка данной ГТУ обеспечивает выработку электроэнергии на тепловом потреблении в 3 раза большую, чем турбина с противодавлени-

ем.

Вместе с тем, эффективность использования тепла топлива турбин с противодавлением выше, чем ГТУ.

Оценка вариантов надстройки по тепловой экономичности не является окончательной. Для выбора оптимального варианта необходимо проведение технико-экономических расчетов, которые учитывали бы все факторы. В частности, срок службы ГТУ, как правило, равен или меньше 100 000 ч, а для ГТУ на базе авиадвигателей и того меньше — 40 000 ч, в то время как паровые турбины на начальные параметры $p_0 \leq 3,5$ МПа и $t_0 \leq 440$ °С могут эксплуатироваться свыше 300 000 ч.

Таблица 6.22. Оценка годовой экономии топлива при установке в котельной электрогенерирующего оборудования из условия обеспечения среднегодовой нагрузки горячего водоснабжения

Показатель	ПТ-6-3,4/1,0/0,1-1	ГТ-НК-37
Отпуск электроэнергии по сезонам, МВт·ч:		
I	949,4	5160,0
II	4046,2	21990,0
III	11746,6	60222,4
IV	10361,0	49928,2
V	5753,36	20620,2
VI	7933,2	27048,6
Отпуск тепловой энергии по сезонам, МВт:		
I	4532,2	5650,2
II	19314,5	25068,6
III	56072,8	74160,8
IV	49458,9	66455,8
V	25973,4	35253,4
VI	35822,4	48615,6
Отпуск электроэнергии в течение 1 сут неотапливаемого сезона, МВт·ч:		
V	89,34/107,2	310,85/408,4
VI	89,34/107,2	295,05/389,2
Отпуск тепловой энергии в течение 1 сут неотапливаемого сезона, МВт:		
V	388,48/493,9	544,9/663,4
VI	399,48/493,9	544,9/663,4
Годовой отпуск электроэнергии, МВт·ч	40789,7	184969,4
Годовой отпуск тепловой энергии, МВт	191174,2	255194,4
Суммарные годовые затраты условного топлива электрогенерирующими установками, т/год	32828,9	67463,0
Суммарные годовые затраты условного топлива на отпуск электроэнергии на замещающей КЭС, т/год	14480,3	65664,0
Суммарные годовые затраты условного топлива на отпуск тепловой энергии на замещающей котельной, т/год	27122,7	36205,57
Годовая экономия условного топлива, т	8774,1	34406,0
Коэффициент использования тепла топлива	0,868	0,801

Анализ результатов расчета, представленных в табл. 6.14, показывает возможность роста производства электрической энергии в котельной, вплоть до увеличения отпуска тепла из отборов паровых турбин до расчетного уровня нагрузки горячего водоснабжения. В климатиче-

ских зонах Севера и центральной европейской части России такое увеличение возможно, так как в течение всего отопительного периода обеспечивается полная нагрузка оборудования. Только в летний, неотапливаемый, период часть оборудования необходимо выводить в резерв, потому что обеспечить загрузку всего электрогенерирующего оборудования при работе по комбинированному циклу не удастся. Использование такого оборудования в автономном режиме, например ГТУ, экономически нецелесообразно.

Таблица 6.23. Оценка годовой экономии топлива при установке в котельной электрогенерирующего оборудования из условия обеспечения суммарной расчетной нагрузки горячего водоснабжения

Показатель	2хПТ-6-3,4/1,0/0,1-1	2хГТ-НК-37
Отпуск электроэнергии по сезонам, МВт·ч:		
I	1898,8	10320,0
II	8092,4	43980,0
III	23493,2	120448,8
IV	20722,0	99856,4
V	5753,36	20620,2
VI	7933,2	27048,6
Отпуск тепловой энергии по сезонам, МВт:		
I	9064,4	11300,4
II	38629,0	50137,2
III	112145,6	148321,6
IV	98917,8	132911,6
V	25973,4	35253,4
VI	35822,4	48615,6
Отпуск электроэнергии в течение 1 сут неотапливаемого сезона, МВт·ч:		
V	89,34/107,2	310,85/408,4
VI	89,34/107,2	295,05/389,2
Отпуск тепловой энергии в течение 1 сут неотапливаемого сезона, МВт:		
V	388,48/493,9	544,9/663,4
VI	399,48/493,9	544,9/663,4
Годовой отпуск электроэнергии, МВт·ч	67892,96	322274
Годовой отпуск тепловой энергии, МВт	320552,6	426539,8
Суммарные годовые затраты условного топлива электрогенерирующими установками, т/год	54831,18	114604,2
Суммарные годовые затраты условного топлива на отпуск электроэнергии на замещающей КЭС, т/год	24102,0	114407,27
Суммарные годовые затраты условного топлива на отпуск тепловой энергии на замещающей котельной, т/год	52891,18	70379,07
Годовая экономия условного топлива, т	22162	70182,14
Коэффициент использования тепла топлива	0,8702	0,8011

Вывод части оборудования в резерв на период всего неотапливаемого сезона позволяет сохранить показатели тепловой экономичности на высоком уровне и обеспечить существенную экономию топлива.

Для оценки экономии топлива в среднем по России была проведена оценка возможных масштабов установки различного типа паровых и газовых турбин для надстрой-

ки котельных. Установка предполагалась только на нагрузку горячего водоснабжения. В табл. 6.24 представлены результаты оценочных расчетов.

Анализ результатов расчетов показывает, что на существующих мощностях котельных можно установить в виде паровых турбин $N_p = 14,26$ тыс. МВт. Установка ГТУ в котельных малой мощности затруднена, поэтому возможность установки ГТУ рассматривалась только для котельных мощностью выше 50 МВт. Суммарная установленная мощность ГТУ в таком случае может составить $N_y^{ГТУ} = 24,7$ тыс. МВт.

А максимально-возможная мощность паровых и газовых турбин, которая может быть установлена в целом по России составит $N_y^{сум} = 28,6$ тыс. МВт. В результате, при использовании электрогенерирующего оборудования, устанавливаемого в котельной, можно получить существенную экономию топлива за счет вытеснения выработки электроэнергии на конденсационных станциях с паровыми турбинами. Результаты расчета сведены в табл. 6.25.

Таким образом, установка паровых турбин в котельных для выработки электрической энергии на нагрузке горячего водоснабжения позволяет получить экономию условного топлива $\Delta B_{п.т} = 17,422$ млн т/год или в пересчете на газовое топливо $\Delta B^{газ} = 15,245$ млрд м³/год.

При установке газовых турбин эта экономия возрастает, так как увеличивается выработка электрической энергии на той же нагрузке горячего водоснабжения. В этом случае суммарная экономия условного топлива составит $\Delta B_{ГТУ} = 33,991$ млн т/год или в пересчете на газовое топливо $\Delta B_{ГТУ}^{газ} = 29,742$ млрд м³/год.

Более полно нагрузку горячего водоснабжения позволяет использовать комбинация паровых и газовых турбин. В этом случае суммарная экономия условного топлива составит $\Delta B_{сум} = 36,271$ млн т/год или в пере-

счете на газ $\Delta B_{сум}^{газ} = 31,737$ млрд м³/год.

Таблица 6.24. Оценка возможных масштабов установки электрогенерирующего оборудования в котельных

Тип котельных	Установ - ленная мощность,	Мощность, пригодная для над-	Мощность, тыс. МВт	
			паровых турбин	ГТУ
Централизованные	85	85	4,28	10,2
Децентрализован- ные, мощностью выше 50 МВт	121,6	121,6	6,08	14,5
Децентрализован- ные, мощностью меньше 50 МВт	236,7	118,9	3,9	-
Итого	443,3	325,5	14,26	24,7

Таблица 6.25. Выработка электроэнергии и экономия топлива электрогенерирующими агрегатами устанавливаемыми в котельных

Вид силовой установки	Выработка элек- троэнергии на уста- новленной мощности Σ_r , млрд кВт·ч/год	Экономия топлива, млн т у.т/год
Паровые турбины ($N_y = 14,26$ тыс. МВт)	81,0355	17,422
ГТУ ($N_y = 24,7$ тыс. МВт)	182,7479	33,991
ГТУ и паровые турбины $N_y^{сум} = 28,6$ тыс. МВт)	193,3532	36,271