

# Проблемы энергосбережения сахарных заводов в аспекте энергоменеджмента

**В.Н. ФИЛОНЕНКО**, канд. техн. наук

Национальный университет пищевых технологий (e-mail: ipren@ukr.net)

**Д.Н. ЦЫГАНКОВ**

ООО «Техпроект» (e-mail: tehproekt\_kursk@mail.ru)

**А.А. ШВЕЦОВ**

ООО «Балашовский сахарный комбинат» (e-mail: sanbskingeneer@yandex.ru)

## Вступление

Снижение расхода тепловой энергии на переработку свёклы является приоритетным направлением в структуре работ в направлении энергосбережения для службы энергетического менеджмента сахарного завода, поскольку на производство тепловой энергии для предприятия расходуется от 73,5 до 76,5 % энергии топлива против 7,5–10,5 %, расходуемых на производство электрической энергии.

Энергоменеджменту предприятия необходимо учитывать то обстоятельство, что при реализации проектов энергосбережения могут достигаться различные соотношения между показателями эффективности тепло- и электропотребления заводов, соответственно удельного расхода тепловой энергии –  $q_{c,3}$ , Мкал/(т свёклы) и удельного расхода электроэнергии –  $e_{c,3}$ , кВт·ч/(т свёклы).

Как было отмечено в работе [3], достижение определённых соотношений  $q_{c,3}$  и  $e_{c,3}$  приводит ТЭЦ к необходимости эксплуатации турбоустановки или со сбросом части отработанного пара паровой турбины в атмосферу, или к его альтернативе – приёму (закупке) необходимого объёма электрической энергии от районной энергосистемы (РЭС). Перед сахарным заводом возникает проблема выбора режима эксплуатации ТЭЦ: работать в режиме либо «автономном», т. е. без закупки электроэнергии в РЭС, либо в «параллельном», т. е. с закупкой электроэнергии в РЭС, либо в «сбросном», т. е. с эксплуатацией турбоустановки со сбросом части отработанного пара паровой турбины в атмосферу. Результаты нашего исследования свидетельствуют о том, что указанный выбор определяется соотношением цен на топливо для ТЭЦ, на электроэнергию, закупаемую в РЭС, и себестоимостью электроэнергии собственной генерации.

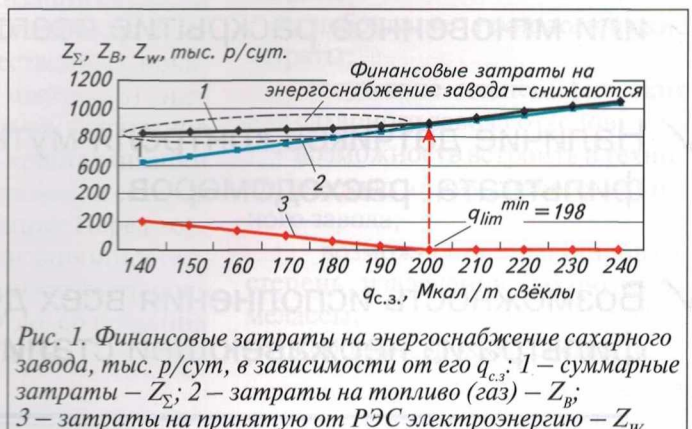
Собственный опыт и опыт других заводов в достижении низких удельных расходов тепловой энергии на переработку свёклы –  $q_{c,3}$ , Мкал/(т свёклы) свидетельствует о существенном снижении финансо-

вой выгоды от энергосбережения при переходе ТЭЦ от «автономного» режима эксплуатации к «параллельному», т. е. после достижения тепловой схемой сахарного завода значения  $q_{c,3}$ , равного предельно минимальному –  $q_{lim}^{min}$ , Мкал/(т свёклы), метод определения которого приведён в [2].

Рисунок 1 иллюстрирует указанное положение на примере сахарного завода мощностью 4 200 т свёклы в сутки.

На этапе реализации работ по снижению  $q_{c,3}$  от 240 до 140 Мкал/(т свёклы) имеет место высокий – 16 % темп ( $Z_{\Sigma}/q_{c,3}$ ) снижения финансовых затрат на энергообеспечение (закупку топлива) завода (линия 2). Однако после достижения  $q_{c,3}$  значения 198 Мкал/(т свёклы), являющегося предельно минимальным ( $q_{lim}^{min}$ ), и перехода ТЭЦ от «автономного» к «параллельному» режиму эксплуатации темп снижения затрат на энергообеспечение завода сокращается до 5,4 %, (линия 1), поскольку к затратам на покупку топлива добавляются возрастающие затраты на покупку электроэнергии в РЭС (линия 3).

Таким образом, энергосберегающие технические решения по тепловой схеме завода, реализуемые в «параллельном» режиме эксплуатации ТЭЦ, позволяют снизить теплопотребление завода и экономить



топливо, но эквивалентного снижения финансовых затрат на энергоснабжение завода не обеспечивают. Это обстоятельство при сложившемся соотношении цен на энергоресурсы приводит к двух-трёхкратному увеличению периода окупаемости эффективных технических решений по тепловой схеме завода.

Затраты на энергоснабжение завода при снижении удельного теплопотребления завода ниже уровня  $q_{lim}^{min}$  могут даже возрасти, несмотря на снижение расхода топлива в ТЭЦ. Так, при гипотетическом повышении на 20 % цены на электроэнергию в РЭС – суммарные затраты на энергообеспечение завода не уменьшаются, а увеличиваются с темпом 1,5 %, (рис. 2, линия 1).

Таким образом, существующее соотношение цен на природный газ и электроэнергию от РЭС (дешёвое топливо/дорогая электроэнергия) создаёт экономическое ограничение работ по снижению расхода топлива в ТЭЦ до уровня, не превышающего  $q_{lim}^{min}$ , несмотря на имеющийся потенциал энергосбережения тепловой схемы завода. Таким образом, финансовая целесообразность реализации проектов по снижению теплопотребления ниже  $q_{lim}^{min}$  исчезает. Поэтому службе энергоменеджмента завода необходимо, установив значение  $q_{lim}^{min}$  для своего завода, строить политику энергосбережения в зависимости от соотношения цен на энергоресурсы.

Изучение этого вопроса показало, что для каждого сахарного завода значение  $q_{lim}^{min}$  индивидуально и определяется рядом эксплуатационных параметров турбоустановки ТЭЦ и системы потребления электроэнергии завода.

В техническом плане реализация любых режимов ТЭЦ не создаёт проблем, поскольку обеспечена необходимым оборудованием и апробированными техническими решениями. Однако экономический аспект проблемы, позволяющий установить требуемый типоразмер турбоустановки и избрать наиболее экономичный режим эксплуатации ТЭЦ, по нашему мнению, освещён недостаточно в плане формирова-

ния научно обоснованных представлений об энергетических и финансовых закономерностях эксплуатации ТЭЦ сахарных заводов на всём диапазоне снижения удельного теплопотребления сахарного завода.

Полагаем, что содержание настоящей статьи расширит информационное поле по означенной проблеме.

### Режимы эксплуатации ТЭЦ сахарных заводов

Существующий, по нашей оценке, потенциал снижения удельного расхода тепловой энергии на переработку свёклы –  $q_{c.3}$  от среднего по промышленности уровня – 208,0 до уровня 122,0 Мкал/(т свёклы), который позволяет современная теплотехнология сахарного производства, составляет 41 %. Этот потенциал эквивалентен снижению удельного расхода природного газа в ТЭЦ от 36,7 до 23,5 м<sup>3</sup>/(т свёклы) и является существенным аргументом в снижении себестоимости товарного сахара.

Считаем целесообразным использовать значения  $q_{lim}^{min}$  в качестве границы раздела «автономных» и «параллельных» эксплуатационных режимов ТЭЦ.

«Автономными» режимами эксплуатации ТЭЦ следует считать режимы, при которых единственным источником энергии для завода является топливо. При этом турбоустановка (ТУ) «вписывается» в уравнение балансовой взаимосвязи между потреблением заводом тепловой и электрической энергии и не создаёт необходимости приёма электроэнергии от РЭС. При этом ТУ ТЭЦ вырабатывает дешёвую электроэнергию и полностью обеспечивает электрическую нагрузку завода электроэнергией собственной генерации. Тепловая нагрузка завода обеспечивается выработкой отработанного пара паровыми турбинами совместно с паром от редуционно-охладительной установки (РОУ). Существование «автономных» режимов работы ТЭЦ гарантируется выполнением сахарным заводом условия  $q_{c.3} > q_{lim}^{min}$ .

«Параллельными» режимами эксплуатации ТЭЦ являются режимы, при которых источником энергии для ТЭЦ является не только топливо, но и электроэнергия от РЭС. При этом турбоустановка (ТУ) «не вписывается» в уравнение балансовой взаимосвязи между потреблением заводом тепловой и электрической энергии и создаёт для ТЭЦ необходимость принимать электроэнергию от РЭС. «Параллельные» режимы работы ТЭЦ формируются при условии  $q_{c.3} < q_{lim}^{min}$ .

### Предельно минимальные удельные расходы тепловой энергии на переработку свёклы

Значение  $q_{lim}^{min}$ , Мкал/(т свёклы), сформированное в [2] и использованное в [3], следует рассчитывать по формуле

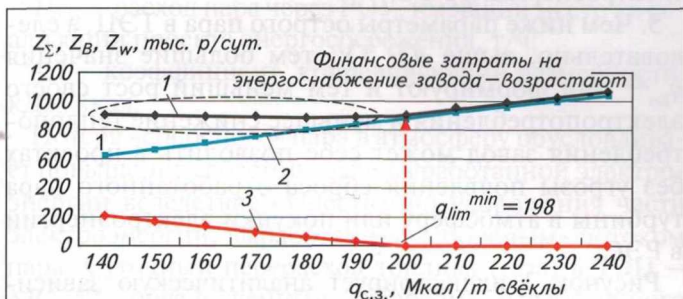


Рис. 2. Финансовые затраты на энергоснабжение сахарного завода, тыс. р/сут, при повышенной на 20 % цене электроэнергии в РЭС: 1 – суммарные затраты –  $Z_{\Sigma}$ ; 2 – затраты на топливо (газ) –  $Z_B$ ; 3 – затраты на электроэнергию от РЭС –  $Z_W$

Таблица 1. Зависимость  $q_{lim}^{min}$  от эксплуатационных параметров завода и ТЭЦ

$d_o^{TY}$ , кг/(кВт×ч) / ( $p_o/t_o/p_n$ )	Удельный расход электроэнергии $e_{c,3}$ , кВт×ч/(т свёклы)										
	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
	Предельно минимальный удельный расход тепловой энергии – $q_{lim}^{min}$ , Мкал/(т свёклы)										
6,2 (85/525°/3)	100,7	105,1	109,5	113,8	118,2	122,6	127,0	131,3	135,7	140,1	144,5
8,6 (35/435°/3)	124,4	129,8	135,2	140,6	146,0	151,4	156,8	162,2	167,7	173,1	178,5
9,3 (35/435°/5)	134,5	140,4	146,2	152,1	157,9	163,7	169,6	175,4	181,3	187,1	193,0
11,2 21/370°/3	160,5	167,5	174,5	181,5	188,5	195,4	202,4	209,4	216,4	223,4	230,3

$$q_{lim}^{min} = 0,521 \times e_{c,3} \times d_o^{TY} \times (1 + j_{OY}) / (1,0 - K_{3,3}^{c.n.ТЭЦ}), \quad (1)$$

где  $e_{c,3}$  – эксплуатационный удельный расход электроэнергии в сахарном заводе на переработку свёклы, включающий в себя все потребители электроэнергии собственной генерации ТЭЦ, кВт×ч/(т свёклы);

$d_o^{TY}$  – эксплуатационное значение удельного расхода острого пара на выработку электроэнергии в турбоустановке ТЭЦ, кг/(кВт×ч). Определяется по его номинальному значению с учётом эксплуатационной электрической мощности турбоустановки;

$j_{OY}$  – коэффициент, учитывающий увеличение расхода отработанного пара в охлаждающей установке (ОУ) турбины, ед. Принимается равным от 0,03 до 0,08 соответственно при низких и высоких параметрах острого пара в ТЭЦ;

$K_{3,3}^{c.n.ТЭЦ}$  – коэффициент, учитывающий потребление электроэнергии системой собственных нужд ТЭЦ. Принимается от 0,08 до 0,18 соответственно при низких и высоких параметрах острого пара в ТЭЦ в зависимости от режима эксплуатации оборудования и КПД электродвигателей;

0,521 – коэффициент, коррелирующий размерности параметров, составляющих структуру формулы.

В табл. 1 приведены уточнённые нами значения  $q_{lim}^{min}$  в зависимости от  $e_{c,3}$  и  $d_o^{TY}$  при  $j_{OY} = 1,05$  и  $K_{3,3}^{c.n.ТЭЦ} = 0,13$ . Данные таблицы могут быть использованы службой энергоменеджмента завода при определении типоразмера турбоустановки и формирования приемлемого режима эксплуатации ТЭЦ.

Полученные результаты позволяют сформировать следующие практические рекомендации для энергоменеджеров сахарных заводов, курирующих проекты достижения минимальных значений удельных расходов тепловой энергии на переработку свёклы.

1. Режим «автономной» эксплуатации ТЭЦ гарантирует соблюдение условия  $q_{c,3} > q_{lim}^{min}$ , режим

«параллельной» эксплуатации ТЭЦ (или его альтернатива – «сбросной» режим) формируется при условии  $q_{c,3} < q_{lim}^{min}$ .

2. Чем ниже сложившееся на заводе удельное электропотребление ( $e_{c,3}$ ), тем меньшее значение  $q_{lim}^{min}$  оно формирует, и тем большее снижение удельного теплопотребления завода может быть предусмотрено проектом энергосбережения без угрозы появления сброса части отработанного пара турбины в атмосферу или покупки электроэнергии в РЭС.

3. Чем выше сложившееся на заводе удельное теплопотребление завода ( $q_{c,3}$ ), тем большее увеличение электропотребления завод может себе позволить в проектах энергосбережения без угрозы появления сброса части отработанного пара турбины в атмосферу или покупки электроэнергии в РЭС.

4. Чем выше параметры острого пара в ТЭЦ, а следовательно, ниже  $d_o^{TY}$  ТУ, тем меньшее значение  $q_{lim}^{min}$  они формируют и тем больший рост своего электропотребления и большее снижение теплопотребления завод может себе позволить в проектах энергосбережения без угрозы появления сброса части отработанного пара турбины в атмосферу или покупки электроэнергии в РЭС.

5. Чем ниже параметры острого пара в ТЭЦ, а следовательно, выше  $d_o^{TY}$  ТУ, тем большие значения  $q_{lim}^{min}$  они формируют и тем меньший рост своего электропотребления и меньшее снижение теплопотребления завод может себе позволить в проектах без угрозы появления сброса отработанного пара турбины в атмосферу или покупки электроэнергии в РЭС.

Рисунок 3 иллюстрирует аналитическую зависимость (1).

Выше расчётной линии имеет место «автономный» режим эксплуатации ТЭЦ. Ниже расчётной линии – «параллельный» режим эксплуатации ТЭЦ или его альтернатива – «сбросной» режим.

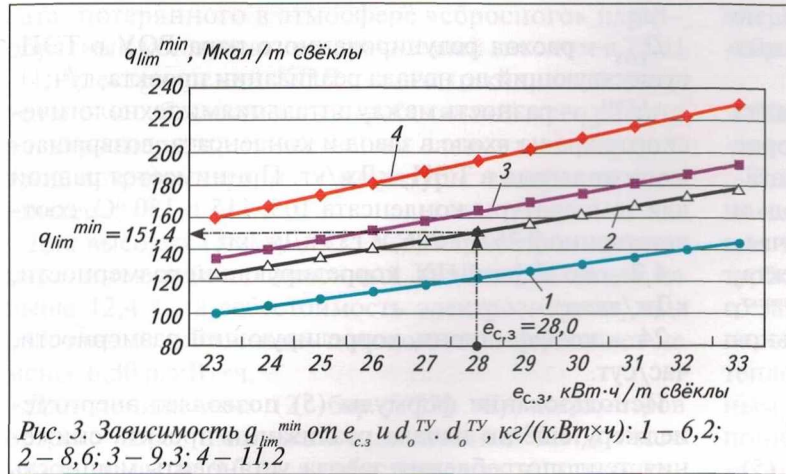


Рис. 3. Зависимость  $q_{lim}^{min}$  от  $e_{c,3}$  и  $d_0^{TY}$ .  $d_0^{TY}$ , кг/(кВт×ч): 1 – 6,2; 2 – 8,6; 3 – 9,3; 4 – 11,2

Как следует из формулы (1) и рис. 3, наличие высоких параметров острого пара в ТЭЦ сахарных заводов ставит их в более выгодные условия реализации проектов по снижению энергоёмкости производства и затрат на его энергообеспечение.

При снижении проектного удельного расхода тепловой энергии  $q_{c,3}^{проект}$  ниже  $q_{lim}^{min}$  система автоматического регулирования турбоустановки, обеспечивая электрическую нагрузку завода, сформирует сброс части отработанного пара в атмосферу, расход которого  $D_{TY}^{атм}$ , т/ч, предлагаем рассчитывать по формуле

$$D_{TY}^{атм} = 4,2 \times (q_{lim}^{min} - q_{c,3}^{проект}) \times A_{c,3} / (24 \times \Delta h_{c,3}) - D_{РОУ}, \quad (2)$$

где

$A_{c,3}$  – производственная мощность сахарного завода, т свёклы/сут;

$\Delta h_{c,3}^{ТЭЦ}$  – разность между энтальпиями технологического пара, поступающего от ТЭЦ в завод, и конденсата, возвращаемого в ТЭЦ, кДж/кг. Принимается равной от 2 330 до 2 095 кДж/кг, для температур конденсата соответственно 105 и 135 °С;

$D_{РОУ}$  – расход пара через РОУ, имевший место до реализации проекта энергосбережения, т/ч;

4,2 – коэффициент, коррелирующий размерности, кДж/ккал.

Потеря «сбросного» пара в атмосферу обуславливает повышение себестоимости выработанной электроэнергии вследствие существенно удорожания части электроэнергии, выработанной «сбросным» потоком пара. Суточный перерасход топлива (газа) в ТЭЦ –  $\Delta B_{ТЭЦ}^{атм}$ , обусловленный «сбросом» отработанного пара турбины в количестве  $D_{TY}^{атм}$  тыс. м<sup>3</sup>/сут, предлагаем рассчитывать по формуле

$$\Delta B_{ТЭЦ}^{атм} = (b_T^{ТЭЦ} / K_{y,T}^{газ}) \times D_{TY}^{атм} \times (\Delta h_{c,3}^{ТЭЦ} / 4,2) \times 24 \times 10^{-6}, \quad (3)$$

где

$b_T^{ТЭЦ}$  – удельный расход условного топлива на отпущенную от ТЭЦ тепловую энергию, кг у. т/Гкал. Равен, по нашей оценке, 165,0 – 174,0 кг у. т/Гкал;

$K_{y,T}^{газ}$  – коэффициент пересчёта теплоты сгорания газа в теплоту сгорания условного топлива. Равен 1,13–1,15;

4,2; 24;  $10^{-6}$  – коэффициенты, коррелирующие размерности, соответственно кДж/ккал, ч/сут, ккал/Гкал.

Не допустить перспективу «сброса» отработанного пара турбины в атмосферу  $D_{TY}^{атм}$ , сохранив проектное снижение расхода топлива в ТЭЦ, можно, снизив эксплуатационную мощность турбоустановки ТЭЦ. А недовыработанную электроэнергию компенсировать приёмом электроэнергии от РЭС.

Мощность принимаемой от РЭС электроэнергии, предотвращающей сброс части отработанного пара в атмосферу  $W_{РЭС}^{прием}$ , кВт, предлагаем рассчитывать по формуле

$$W_{РЭС}^{прием} = D_{TY}^{атм} \times 10^3 / d_0^{TY}, \quad (4)$$

где  $10^3$  – коэффициент, коррелирующий размерность, кг/т.

Рисунок 4 является графической интерпретацией формулы (4).

Формула (4) и рис. 4 свидетельствуют о том, что чем выше параметры острого пара в ТЭЦ (ниже  $d_0^{TY}$ ), тем больше потребность в закупке электрической энергии в РЭС, устраняющей сброс отработанного пара паровой турбины.

Таким образом, приём (закупка) в РЭС электроэнергии является экономическим фактором, содействующим реализации проектов по снижению удельного теплотребления сахарного завода, но при ус-

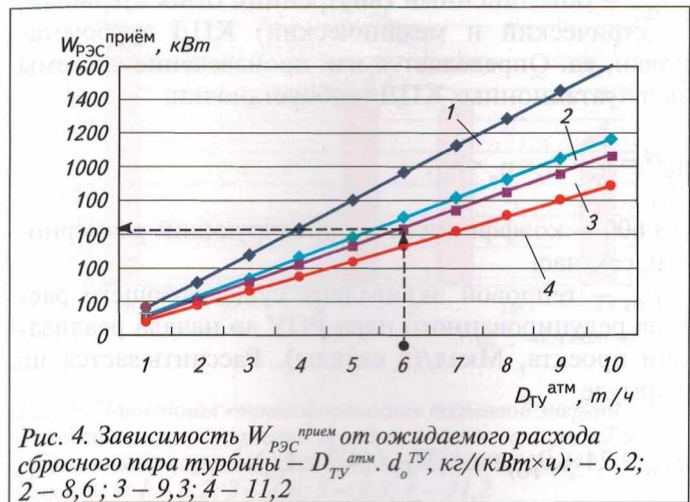


Рис. 4. Зависимость  $W_{РЭС}^{прием}$  от ожидаемого расхода сбросного пара турбины –  $D_{TY}^{атм}$ .  $d_0^{TY}$ , кг/(кВт×ч): – 6,2; 2 – 8,6; 3 – 9,3; 4 – 11,2

ловии: затраты на покупку электроэнергии от РЭС не должны превышать экономии средств, полученных от снижения затрат на топливо.

Для использования в практике энергоменеджмента предлагается уравнение «эквивалентности», которое устанавливает соотношение между макропоказателями теплоэнергетики комплекса «ТЭЦ – Завод» и необходимой мощностью электроэнергии, получаемой от РЭС –  $W_{\text{РЭС}}^{\text{прием}}$ , кВт, при реализации проекта, предполагающего снижение  $q_{\text{с.з}}^{\text{исход}}$  до уровня  $q_{\text{с.з}}^{\text{проект}}$ , значение которого ниже  $q_{\text{lim}}^{\text{min}}$ , т. е. для «параллельного» режима эксплуатации ТЭЦ:

$$W_{\text{РЭС}}^{\text{прием}} = 4,2 \times 10^3 \times A_{\text{с.з}} \times (q_{\text{lim}}^{\text{min}} - q_{\text{с.з}}^{\text{проект}} - q_{\text{РОУ}}) / (24 \times \gamma_{\text{ОУ}} \times \Delta h_{\text{Завод}}^{\text{ТЭЦ}} \times d_{\text{о}}^{\text{ТЭЦ}}), \quad (5)$$

где

$A_{\text{с.з}}$  – производственная мощность сахарного завода для планируемого периода, т свёклы/сут;

$q_{\text{с.з}}^{\text{исход}}$  – существующее удельное теплотребление завода перед началом реализации проекта совершенствования тепловой схемы, Мкал/(т свёклы);

$q_{\text{с.з}}^{\text{проект}}$  – проектное удельное теплотребление завода, Мкал/(т свёклы);

$\gamma_{\text{ОУ}}$  – коэффициент увеличения расхода отработанного пара в ОУ паровой турбины, ед. Принимается равным от 1,03 до 1,05;

$d_{\text{о}}^{\text{ТЭЦ}}$  – удельный расход острого пара на выработку электроэнергии в турбоустановке ТЭЦ, кг/(кВт×ч). Определяется в соответствии с реальными параметрами острого и отработанного пара в ТЭЦ по формуле

$$d_{\text{о}}^{\text{ТЭЦ}} = 3600 / [(H_{\text{п.а}}) \times \eta_{\Sigma}^{\text{ТЭЦ}}], \quad (6)$$

где

$H_{\text{п.а}}$  – адиабатная разность энтальпий между острым и отработанным паром паровой турбины, кДж/кг;

$\eta_{\Sigma}^{\text{ТЭЦ}}$  – объединённый (внутренний относительный, электрический и механический) КПД турбоустановки, ед. Определяется как произведение системы эксплуатационных КПД турбоустановки:

$$\eta_{\Sigma}^{\text{ТЭЦ}} = \eta_{\text{oi}} \times \eta_{\text{e}} \times \eta_{\text{м}} \times \eta_{\text{др}};$$

3600 – коэффициент, коррелирующий размерности, сек/час;

$q_{\text{РОУ}}$  – тепловой эквивалент существующего расхода редуцированного пара РОУ до начала реализации проекта, Мкал/(т свёклы). Рассчитывается по формуле

$$q_{\text{РОУ}} = 24 \times D_{\text{РОУ}} \times \Delta h_{\text{с.з}}^{\text{ТЭЦ}} / (4,2 \times A_{\text{с.з}}), \quad (7)$$

где

$D_{\text{РОУ}}$  – расход редуцированного пара РОУ в ТЭЦ, существующий до начала реализации проекта, т/ч;

$\Delta h_{\text{с.з}}^{\text{ТЭЦ}}$  – разность между энтальпиями технологического пара на входе в завод и конденсата, возвращаемого от завода в ТЭЦ, кДж/кг. Принимается равной для температуры конденсата 105, 115 и 130 °С, соответственно 2252, 2206, 2135 кДж/кг;

4,2 – коэффициент, коррелирующий размерности, кДж/ккал;

24 – коэффициент, коррелирующий размерности, час/сут.

Использование формулы (5) позволяет энергоменеджеру ещё до начала реализации проекта снижения теплотребления завода установить мощность электрической энергии, необходимость закупки которой в РЭС предполагает тот или иной уровень снижения удельного теплотребления завода. А дальнейшая оценка экономии затрат на покупку топлива для ТЭЦ и затрат на покупку электроэнергии позволит установить размер финансовой привлекательности предложенного проекта.

### Стоимость электроэнергии как фактор энергосбережения

Система эксплуатационных параметров ТЭЦ сахарных заводов, которыми оперирует энергоменеджмент, включает в себя себестоимость трёх видов электрической энергии:

- электроэнергии собственной генерации, выработанной потоком пара, направляемым на теплотребление завода;

- электроэнергии, выработанной «сбросным» потоком отработанного в турбине пара, отведённым в атмосферу;

- электроэнергии, принимаемой от РЭС.

Себестоимость электроэнергии, выработанной турбоустановкой ТЭЦ при условии потребления всего отработанного пара турбины заводом, т. е. выработанной на «тепловом потреблении» завода, не зависит ни от начальных, ни от конечных параметров пара и является самой низкой, поскольку вырабатывается в «теплофикационном» цикле, имеющем самый высокий (не ниже 90 %) станционный электрический КПД среди существующих турбоустановок. При цене топлива (природного газа) 6,3 тыс. р/(тыс. м<sup>3</sup>) её заводская себестоимость составляет не более 1,20 р/(кВт×ч).

Себестоимость электроэнергии, выработанной «сбросным» потоком пара, значительно (в 6–8 раз) выше, поскольку эта часть электроэнергии вырабатывается, по существу, в «конденсационном» цикле, в котором роль конденсатора для сбросного пара выполняет окружающая среда, а роль конден-

сата, потерянного в атмосфере «сбросного» пара — обратный конденсат, возвращаемый заводом в ТЭЦ [1]. Электрический КПД такого цикла, а следовательно, и себестоимость выработанной в его рамках электроэнергии, существенно зависит от параметров острого пара и температуры возвращаемого конденсата.

Для высоких (35 бар / 435 °С/) параметров острого пара, имеющего стационарный КПД этого цикла не выше 12,4 %, а себестоимость электроэнергии, выработанной «сбросным» потоком пара составляет не менее 6,30 р/кВт×ч.

Для пониженных (21 бар / 370 °С/) параметров острого пара, имеющего стационарный КПД этого цикла не выше 9,7 %, а себестоимость электроэнергии, выработанной «сбросным» потоком пара, составляет не менее 8,1 р/кВт×ч.

Стоимость электроэнергии, получаемой от РЭС, как известно, определяется энергорынком региона и составляет 5,5 р/(кВт×ч).

Рисунок 5 иллюстрирует соотношение стоимостей различных видов электроэнергии собственной генерации в ТЭЦ сахарных заводов при цене топлива 6,4 тыс. р/(тыс.×м³). Именно соотношение между указанными стоимостями электроэнергии и стоимостью топлива для ТЭЦ лежит в основе формирования рекомендаций энергоменеджмента по выбору рационального режима эксплуатации ТЭЦ сахарного завода.

Как видно из рис. 5, лишь небольшое (на 14,5 %) повышение стоимости электроэнергии в РЭС практически уравнивает по финансовым затратам на энергоснабжение сахарного завода «параллельный» режим эксплуатации ТЭЦ с покупной от РЭС электро-

энергией и энергозатратный «сбросной» режим — со «сбросом» части отработанного пара в атмосферу.

**РОУ — индикатор  
экономической эффективности ТЭЦ**

Технологическое назначение РОУ (редукционно-охладительной установки) ТЭЦ — компенсация недостачи отработанного пара, произведённого турбоустановкой для технологических нужд сахарного завода. Поскольку после прохождения через РОУ паровой поток сохраняет неизменным количество тепловой энергии, то РОУ не является энергозатратным элементом тепловой схемы ТЭЦ. Однако РОУ, понижая удельную энтальпию острого пара до уровня технологического пара, обесценивает его тепловую энергию, лишая возможность выработки им высоко стоимостью электрической энергии.

Таким образом, наличие постоянно действующей РОУ не следует рассматривать как элемент энергетического несовершенства ТЭЦ. РОУ следует рассматривать как индикатор финансового несовершенства ТЭЦ, сущность которого состоит в недовыработке электрической энергии на тепловом потреблении завода и в отсутствии финансовой выгоды от её продажи в РЭС. «Трансформация» РОУ в выработку избыточной электроэнергии собственной генерации возможна при соблюдении четырёх условий: наличия резерва установленной мощности турбоустановки ТЭЦ, наличия технической и законодательной возможностей отпуска в РЭС избытка электроэнергии, а также наличия приемлемой цены на отпускаемую в РЭС электроэнергию.

Мощность электроэнергии, полученной от «трансформации» потока острого пара через РОУ —  $D_{\text{РОУ}}^{\circ}$

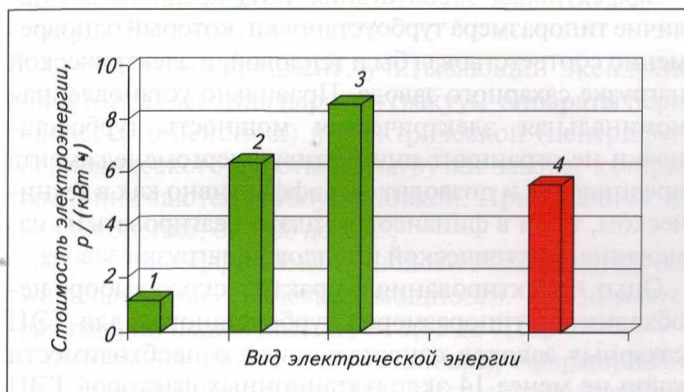


Рис. 5. Соотношение цен на электроэнергию собственной генерации ТЭЦ сахарного завода. Себестоимость электроэнергии, выработанной: 1 — острым паром на «тепловом потреблении» при любых параметрах острого пара; 2 — «сбросным» паром при высоких параметрах острого пара; 3 — «сбросным» паром при низких параметрах острого пара; 4 — стоимость электроэнергии в РЭС

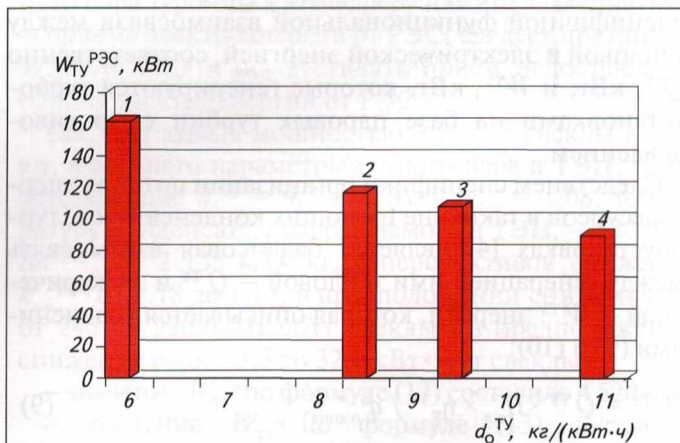


Рис. 6. Потенциал «трансформации» тепловой энергии в электрическую энергию 1 т редуцированного пара в ТЭЦ с различными параметрами острого пара в ТЭЦ.  $d_0^{TY}, \text{кг}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ : 1 — 6,2; 2 — 8,6; 3 — 9,3; 4 — 11,2

в избыточную электроэнергию турбоустановки ТЭЦ –  $W_{\text{ТУ}}^{\text{РЭС}}$  предлагаем рассчитывать по формуле

$$W_{\text{ТУ}}^{\text{РЭС}} = D_{\text{РОУ}}^{\circ} \times 10^3 / d_o^{\text{ТУ}}, \quad (8)$$

где

$W_{\text{ТУ}}^{\text{РЭС}}$  – мощность электрической энергии, отпускаемой в РЭС, в результате «трансформации» потока острого пара через РОУ в электроэнергию в турбоустановке ТЭЦ, кВт;

$D_{\text{РОУ}}^{\circ}$  – эксплуатационный расход острого пара через РОУ, т/ч. Определяется расчётом ТЭЦ как разность между потребностью завода в технологическом паре и охлажденным в ОУ отработанным паром турбины, расход которого «продиктован» потребностью завода в электрической энергии;

$10^3$  – коэффициент, коррелирующий размерности, кг/т.

Рисунок 6 иллюстрирует формулу (8).

Таким образом, оптимальной в экономическом аспекте следует считать схему ТЭЦ, в которой высокоэнтальпийный поток острого пара максимально «трансформируется» в высоко стоимостную электрическую энергию, а расход пара через РОУ минимизирован.

Как следует из формулы (8) и рис. 6, чем ниже  $d_o^{\text{ТУ}}$  турбоустановки (т. е. выше параметры острого пара в ТЭЦ), тем в больший объём электроэнергии собственной генерации может быть трансформирован существующий в ТЭЦ пропуск пара через РОУ.

### Взаимосвязь эксплуатационных параметров турбоустановки ТЭЦ

Существование взаимосвязи между параметрами тепло- и электропотребления сахарного завода –  $q_{\text{lim}}^{\text{min}}$  и  $e_{\text{с.з.}}$ , в формуле (1) «обязано» существованием специфичной функциональной взаимосвязи между тепловой и электрической энергией, соответственно  $Q^{\text{ТУ}}$ , кВт, и  $W^{\text{ТУ}}$ , кВт, которые генерируются турбоустановками на базе паровых турбин с противодавлением.

Следствием специфики организации потоков энергоресурсов в таких, не имеющих конденсаторов, турбоустановках [4] является балансовая взаимосвязь между генерацией ими тепловой –  $Q^{\text{ТУ}}$  и электрической –  $W^{\text{ТУ}}$  энергий, которая описывается уравнениями (9) и (10):

$$W^{\text{ТУ}} = Q^{\text{ТУ}} \times H_{\text{п.а}} \times \eta_{\Sigma}^{\text{ТУ}} / q_{\text{о.конд}}^{\text{п}}, \quad (9)$$

$$Q^{\text{ТУ}} = W^{\text{ТУ}} \times q_{\text{о.конд}}^{\text{п}} / (H_{\text{п.а}} \times \eta_{\Sigma}^{\text{ТУ}}), \quad (10)$$

где

$H_{\text{п.а}}$  – адиабатная разность энтальпий между острым и отработанным паром паровой турбины, кДж/кг;

$q_{\text{о.конд}}^{\text{п}}$  – разность энтальпий отработанного пара и конденсата, возвращаемого от завода в ТЭЦ, кДж/кг;  
 $\eta_{\Sigma}^{\text{ТУ}}$  – объединённый (внутренний относительный, электрический и механический) КПД турбоустановки, ед.

Указанная взаимосвязь в производственных условиях создаёт проблему «выхода» турбоустановки за пределы указанных уравнений в случае независимого друг от друга изменения потребления тепловой и электрической энергий сахарным заводом, т. е. на грузки турбоустановки.

Проявление «выхода» турбоустановки из балансовой взаимосвязи проявляется:

– в виде недостатка выработанной электрической энергии либо отработанного пара;

– или в избытке отработанного пара либо электроэнергии собственной генерации.

Именно с целью приведения во взаимное согласование потребности завода и возможности турбоустановки в структуру ТЭЦ сахарного завода включены редуционно-охладительная установка технологического пара (РОУ) и трансформатор связи с РЭС. Назначение этих элементов состоит в поддержании тепло- и электропотребления сахарного завода на регламентном уровне при любых изменениях потребления сахарным заводом тепловой и электрической энергии. Их функционирование вносит дополнительные экономические составляющие в энергообеспечение сахарного завода, а именно плату за принятую или прибыль за отпущенную в РЭС электроэнергию, недополученную прибыль от эксплуатации РОУ и в значительной мере формируют экономическую эффективность ТЭЦ.

### Типоразмер турбоустановки ТЭЦ

Эффективная эксплуатация ТЭЦ предполагает наличие типоразмера турбоустановки, который одновременно соответствовал бы и тепловой, и электрической нагрузке сахарного завода. Правильно установленная номинальная электрическая мощность турбоустановки не ограничит инициативу энергоменеджмента предприятия и позволит ему эффективно как в техническом, так и в финансовом плане реагировать на изменения электрической и тепловой нагрузки завода.

Опыт проектирования и практического выбора необходимого типоразмеров турбоустановок для ТЭЦ сахарных заводов свидетельствует о необходимости учёта не менее 14 эксплуатационных факторов ТЭЦ и завода, а именно:

- эксплуатационного, с учётом перспективы развития завода, удельного потребления тепловой энергии;
- эксплуатационного, с учётом перспективы развития завода, удельного потребления электроэнергии заводом;

- параметров острого пара в ТЭЦ;
- удельного расхода острого пара в турбоустановке;
- предельно минимального удельного теплотребования завода;
- наличия (отсутствия) трансформаторов связи ТЭЦ с РЭС;
- наличия (отсутствия) законодательной возможности отпуска в РЭС избытка электроэнергии собственной генерации;
- вида топлива для ТЭЦ и его стоимости;
- внутростанционной паровой нагрузки турбин;
- эксплуатационной мощности, потребляемой системой собственных нужд ТЭЦ;
- заводской себестоимости электроэнергии собственной генерации в ТЭЦ;
- цены электроэнергии в РЭС;
- цены продажи электроэнергии собственной генерации в РЭС.

Мы предлагаем метод выбора номинальной электрической мощности турбоустановки, учитывающий, по нашему мнению, максимальное число эксплуатационных параметров ТЭЦ и сахарного завода.

Требуемый типоразмер турбоустановки и его номинальная электрическая мощность —  $W_{\text{ТУ}}^{\text{ном}}$ , кВт, устанавливается в соответствии с номенклатурой оборудования того или иного производителя по условию

$$W_{\text{ТУ}}^{\text{ном}} \geq W_{\text{ТУ}}^{\text{эспл}}, \quad (11)$$

где  $W_{\text{ТУ}}^{\text{эспл}}$  — эксплуатационная мощность турбоустановки, удовлетворяющая всем регламентным режимам эксплуатации в производственных условиях, кВт. Предлагаем рассчитывать её по формуле

$$W_{\text{ТУ}}^{\text{эспл}} = k_{\text{ТУ}}^{\text{запас}} \times k_{\text{ТУ}}^{\text{колеб}} \times W_{\text{ТУ}}^{\text{баз}}, \quad (12)$$

где  $k_{\text{ТУ}}^{\text{колеб}}$  — коэффициент, учитывающий эксплуатационные колебания паровой (вакуум-аппараты периодического действия) и электрической (центрифуги периодического действия) нагрузки завода, которые воспринимаются турбоустановкой. Принимается, по нашей оценке, от 1,08 до 1,15;

$k_{\text{ТУ}}^{\text{запас}}$  — коэффициент технологического запаса номинальной электрической мощности. Принимается равным, по нашей оценке, от 1,05 до 1,10;

$W_{\text{ТУ}}^{\text{баз}}$  — мощность турбоустановки, сформированная сложившимся соотношением макропоказателей энергопотребления завода  $q_{\text{с.з}}$  и  $e_{\text{с.з}}$ , кВт и «диктуемых» ими электрическими мощностями турбоустановки, соответственно  $W_{\text{ТУ}}^q$ , кВт, и  $W_{\text{ТУ}}^e$ , кВт.

Значение  $W_{\text{ТУ}}^e$  — электрической мощности проектируемой турбоустановки, удовлетворяющей условию её эксплуатации по «электрическому» графику с

учётом потребления электроэнергии агрегатами собственных нужд ТЭЦ, кВт, рекомендуем рассчитывать по формуле

$$W_{\text{ТУ}}^e = e_{\text{с.з}} \times A_{\text{с.з}} \times k_{\text{с.н}}^{\text{ТЭЦ}} / 24. \quad (13)$$

Значение  $W_{\text{ТУ}}^q$  — электрической мощности проектируемой турбоустановки, удовлетворяющей её эксплуатации по «тепловому» графику, кВт, предлагаем рассчитывать по формуле

$$W_{\text{ТУ}}^q = 4,2 \times 10^3 \times A_{\text{с.з}} \times q_{\text{с.з}} / (24 \times \gamma_{\text{ОУ}} \times \Delta h_{\text{с.з}}^{\text{ТЭЦ}} \times d_0^{\text{ТУ}}). \quad (14)$$

Выбор режима эксплуатации турбоустановки либо по «тепловому», либо по «электрическому» графику осуществляется службой энергоменеджмента сахарного завода. Определяющим фактором выбора является наличие или отсутствие связи завода с РЭС, при которой турбоустановка может отпускать в РЭС избыток, а завод принимать от РЭС недостаток электроэнергии.

При сложившемся на заводе условии  $W_{\text{ТУ}}^q > W_{\text{ТУ}}^e$ , являющимся признаком эксплуатации РОУ или её альтернативы — трансформации РОУ в выработку избытка электроэнергии, следует принимать:

—  $W_{\text{ТУ}}^{\text{баз}} = W_{\text{ТУ}}^e$  при отсутствии (технической или законодательной) возможности отпуска в РЭС избытка электроэнергии собственной генерации и эксплуатировать турбоустановку в автономном режиме совместно с РОУ;

—  $W_{\text{ТУ}}^{\text{баз}} = W_{\text{ТУ}}^q$  при наличии возможности осуществлять отпуск избытка электроэнергии собственной генерации в РЭС;

При сложившемся на заводе условии  $W_{\text{ТУ}}^e > W_{\text{ТУ}}^q$ , являющегося признаком «сброса» части отработанного пара турбины в атмосферу или его альтернативы — приёма электроэнергии от РЭС, следует принимать  $W_{\text{ТУ}}^{\text{баз}} = W_{\text{ТУ}}^q$  и осуществлять приём недостающего объёма электроэнергии от РЭС.

Так, для завода мощностью 3 тыс. т свёклы в сутки, имеющего параметры острого пара в ТЭЦ, соответствующие  $d_0^{\text{ТУ}} = 9,3$  кг/кВт×ч,  $\gamma_{\text{ОУ}} = 1,08$ , температуру конденсата, возвращаемого в ТЭЦ, — 130 °С и  $\Delta h_{\text{с.з}}^{\text{ТЭЦ}} = 2135$  кДж/кг, с перспективой снижения  $k_{\text{с.н}}^{\text{ТЭЦ}}$  от 1,18 до 1,13, в предположении снижения  $q_{\text{с.з}}$  от 246 до 220,0 Мкал/(т свёклы), в предположении снижения  $e_{\text{с.з}}$  от 33,5 до 32,0 кВт×ч/(т свёклы):

— значение  $W_{\text{ТУ}}^e$  по формуле (12) составило 4 520 кВт;

— значение  $W_{\text{ТУ}}^q$  по формуле (13) составило 5 386 кВт;

— значение  $W_{\text{ТУ}}^{\text{баз}}$  по условию  $W_{\text{ТУ}}^q > W_{\text{ТУ}}^e$  составило 4 520 кВт;

— значение  $W_{\text{ТУ}}^{\text{эспл}}$  по формуле (11) составило 5 360 кВт.

В качестве турбоустановки для сахарного завода выбран и эксплуатируется турбоагрегат номинальной электрической мощностью 6 тыс. кВт на базе паровой турбины «Р-6-35/5» производства Калужского турбинного завода.

### Экономика «параллельного» режима эксплуатации ТЭЦ

Несмотря на то что электрическая энергия в структуре энергопотребления сахарного завода занимает не более 11,0 % энергии использованного топлива, стоимость покупной электроэнергии в «параллельном» режиме работы ТЭЦ существенным образом влияет на формирование финансовых затрат на энергообеспечение завода и выбора стратегии энергосбережения предприятия.

Снижение финансовых затрат на закупку топлива при снижении удельного теплотребления завода от  $q_{c.3}^{\text{исход}}$  до  $q_{lim}^{\text{min}}$ , т. е. в «автономном» режиме эксплуатации ТЭЦ —  $\Delta Z_I$ , тыс. р/сут, не вызывает трудностей и рассчитывается по формуле

$$\Delta Z_I = C_B \times (q_{c.3}^{\text{исход}} - q_{lim}^{\text{min}}) \times (b_T^{\text{ТЭЦ}} / K_{y.T}^{\text{газ}}) \times A_{c.3} \times 10^{-6}, \quad (15)$$

где  $C_B$  — цена топлива (газа) для ТЭЦ, тыс. р/тыс. м<sup>3</sup>.

Предлагаемые ниже соотношения позволяют службе энергоменеджмента сахарного завода установить экономическую целесообразность капиталовложений в снижение удельного теплотребления завода до  $q_{c.3}^{\text{проект}}$  при условии  $q_{c.3}^{\text{проект}} < q_{lim}^{\text{min}}$ , закупки электроэнергии в РЭС и эксплуатации ТЭЦ в «параллельном» режиме.

Снижение финансовых затрат на закупку топлива и электроэнергии, т. е. в «параллельном» режиме эксплуатации ТЭЦ —  $\Delta Z_{II}$ , тыс. р/сут, при снижении удельного расхода тепловой энергии от  $q_{lim}^{\text{min}}$  до  $q_{c.3}^{\text{проект}}$  предлагаем рассчитывать по формуле

$$\Delta Z_{II} = \Delta Z_B^{\text{ТЭЦ}} - \Delta Z_W^{\text{РЭС}}, \quad (16)$$

где  $\Delta Z_W^{\text{РЭС}}$  — увеличение затрат, обусловленное закупкой электроэнергии в РЭС, тыс. р/сут, следует рассчитать по формуле

$$\Delta Z_W^{\text{РЭС}} = C_W^{\text{РЭС}} \times W_{\text{РЭС}}^{\text{приём}} \times 24 \times 10^{-3}, \quad (17)$$

где  $C_W^{\text{РЭС}}$  — цена электроэнергии в РЭС, р/кВт×ч;

$W_{\text{РЭС}}^{\text{приём}}$  — мощность электроэнергии, закупаемой в РЭС. Рассчитывается по уравнению (5);

$\Delta Z_B^{\text{ТЭЦ}}$  — снижение затрат на закупку топлива в ТЭЦ, обусловленное проектным уменьшением удельного теплотребления завода и уменьшением электрической нагрузки турбоустановки, тыс. р/сут.

Рассчитывается по формуле

$$\Delta Z_B^{\text{ТЭЦ}} = C_B \times (\Delta B_q^{\text{ТЭЦ}} + \Delta B_w^{\text{ТУ}}), \quad (18)$$

где

$\Delta B_q^{\text{ТЭЦ}}$  — снижение расхода топлива в ТЭЦ вследствие снижения  $q_{c.3}$ , тыс. м<sup>3</sup>/сут. Рекомендуем рассчитывать по формуле

$$\Delta B_q^{\text{ТЭЦ}} = (q_{lim}^{\text{min}} - q_{c.3}^{\text{проект}}) \times (b_T^{\text{ТЭЦ}} / K_{y.T}^{\text{газ}}) \times A_{c.3} \times 10^{-6}. \quad (19)$$

$\Delta B_w^{\text{ТУ}}$  — снижение расхода топлива (газа) в ТЭЦ, обусловленное уменьшением электрической нагрузки турбоустановки на величину принимаемой электрической мощности от РЭС, тыс. м<sup>3</sup>/сут, предлагаем рассчитывать по формуле

$$\Delta B_w^{\text{ТУ}} = \Delta W_{\text{ТУ}} \times (b_e^{\text{ТЭЦ}} / K_{y.T}^{\text{газ}}) \times 24 \times 10^{-6}, \quad (20)$$

где

$\Delta W_{\text{ТУ}}$  — снижение эксплуатационной мощности турбоустановки ТЭЦ, обусловленное приёмом электроэнергии от РЭС, тыс. м<sup>3</sup>/сут. Соответствует мощности электроэнергии, принимаемой от РЭС, кВт:

$$\Delta W_{\text{ТУ}} = W_{\text{РЭС}}^{\text{приём}}; \quad (21)$$

$b_e^{\text{ТЭЦ}}$  — удельный расход условного топлива на отпущенную от ТЭЦ электроэнергию, г у. т/кВт×ч. По нашей оценке, 165–174;

$10^{-6}$  — коэффициент, коррелирующий размерности, г у. т/т у. т.

Так, для завода мощностью 2 750 т свёклы в сутки, имеющего  $e_{c.3} = 32,0$  кВт×ч/(т свёклы),  $d_0^{\text{ТУ}} = 10,2$  кг/кВт×ч,  $D_{\text{РЭУ}} = 4,9$  т/час и  $q_{lim}^{\text{min}} = 204,0$  Мкал/(т свёклы), реализация проекта по снижению  $q_{c.3}$  от 204 до 170 Мкал/(т свёклы) и перспектива получения существенного (от 110,5 до 85,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут) снижения расхода газа в ТЭЦ потребует приёмки 680 кВт электроэнергии от РЭС, т. е. будет сопряжено с покупкой в РЭС 16,3 тыс. кВт×ч в сутки.

По итогам технической — по формулам (5–7) — и финансовой — по формулам (15–21) — оценки проекта установлено:

— на этапе снижения  $q_{c.3}$  от 224 до 204 Мкал/(т свёклы) будет достигнуто 7 % экономии средств на энергоснабжение завода — от 696 до 648,1 тыс. р/сут (на закупку 110,5 тыс. (м<sup>3</sup> газа)/сут для ТЭЦ;

— на этапе снижения  $q_{c.3}$  от 204 до 170 Мкал/(т свёклы) будет достигнуто только 2 % экономии средств на энергоснабжение завода — от 641,8 до 629 тыс. р/сут (на закупку 85,6 (тыс. м<sup>3</sup> газа)/сут газа

для ТЭЦ и 16,3 тыс. кВт·ч/сут электроэнергии для завода).

Оценив соотношение капиталовложений в реконструкцию тепловой схемы завода, принимаем решение ограничиться снижением удельного расхода тепловой энергии на переработку свёклы до уровня  $q_{lim}^{min} = 204$  Мкал/(т свёклы), поскольку капиталовложения в дальнейшее повышение эффективности производства до уровня  $q_{c,3}^{проект} = 170,0$  Мкал/(т свёклы) не окупятся в приемлемые сроки.

### **Выводы**

Установлены уточнённые значения предельно минимальных удельных расходов тепловой энергии на переработку свёклы —  $q_{lim}^{min}$ , Мкал/(т свёклы).

Сформирован метод определения финансовых затрат на энергоснабжение для всех режимов эксплуатации ТЭЦ сахарного завода.

Сформирован метод расчёта мощности электроэнергии, принимаемой от РЭС, в зависимости от проектного уменьшения удельного расхода тепловой энергии на переработку свёклы, позволяющее оценить финансовую привлекательность проекта энергосбережения.

Предложен метод определения типоразмера турбоустановки ТЭЦ сахарного завода, удовлетворяющего удельным показателям тепло- и электропотребления сахарного завода.

Работы по снижению расхода тепловой энергии на переработку свёклы следует сопровождать работами по снижению расхода электроэнергии, соблюдая соотношение  $q_{c,3} > q_{lim}^{min}$ . Выполнение этого условия гарантирует режим эксплуатации турбоустановки ТЭЦ без «сброса» отработанного пара в атмосферу и приёма электроэнергии от РЭС.

### **Список литературы**

1. Рыжкин, В.Я. Тепловые электрические станции / В.Я. Рыжкин. — М.: Энергия, 1968. — 496 с.
2. Філоненко, В.М. Энергозбереження для цукрових заводів з низькими параметрами пари в ТЕЦ / В.М. Філоненко, Д.Г. Бірюков // Наукові праці НУХТ. — 2002. — № 11. — С. 46–49.
3. Філоненко, В.Н. К вопросу достижения европейского уровня потребления топлива / В.Н. Філоненко, В.И. Михайлов, А.П. Ветров // Сахар. — 2008. — № 10. — С. 34–37.
4. Щегляев, А.В. Паровые турбины / А.В. Щегляев // М.: Энергия, 1967. — 368 с.

**Аннотация.** Предложен метод выбора режима эксплуатации турбоустановок тепловых электростанций сахарных заводов (ТЭЦ) на базе предельно минимальных удельных

расходов тепловой энергии на переработку свёклы. Получила финансовое обоснование необходимость сопровождать работы по снижению расхода тепловой энергии на переработку свёклы с работами по снижению расхода электроэнергии, соблюдая условие  $q_{c,3} > q_{lim}^{min}$ . Выполнение этого условия гарантирует режим эксплуатации турбоустановки без «сброса» отработанного пара турбины в атмосферу и приёма заводом электроэнергии от энергосистемы района. Сформирован метод определения необходимого для завода объёма электроэнергии, принимаемого от энергосистемы района, в зависимости от проектного уменьшения удельного расхода тепловой энергии на переработку свёклы. Метод позволяет оценить финансовую привлекательность проекта энергосбережения. Предложена методика определения финансовых затрат на энергоснабжение сахарного завода для всех режимов эксплуатации турбоустановки сахарного завода. Установлено влияние стоимости электроэнергии в энергосистеме района на выбор режима эксплуатации турбоустановок ТЭЦ. Предложен метод определения типоразмера турбоустановки ТЭЦ сахарного завода, удовлетворяющего удельным показателям тепло- и электропотребления сахарного завода. Представленная информация позволит службе энергоменеджмента сахарного завода оперативно формировать соответствующие режимы эксплуатации турбоустановки ТЭЦ, обеспечивающие минимизацию финансовых затрат на энергоснабжение предприятия.

**Ключевые слова:** сахарный завод, теплоэлектроцентраль, турбоустановка, эффективность теплопотребления, эффективность электропотребления, финансовые затраты, предельное теплопотребление, закупка энергоресурсов.  
**Summary.** A method is proposed for selecting the mode of operation of turbine units of thermal power plants of sugar plants (CHP) based on the maximum-minimum specific heat distribution rates for beet processing. Has received a financial justification for the need to accompany work to reduce the consumption of thermal energy for beet processing with work to reduce the consumption of electricity, observing the condition:  $q_{sug,f} > q_{lim}^{min}$ . The fulfillment of this condition ensures the operating mode of the turbine installation without «dumping» the steam turbine into the atmosphere and without receiving the electric power from the power system of the district. A method has been developed for determining the amount of electricity necessary for the plant to be received from the district's power system, depending on the projected reduction in the specific heat consumption for beet processing. The method makes it possible to assess the financial nature of the energy saving project. A method for determining the financial costs for the energy supply of the sugar factory for all operating modes of the turbine installation of the sugar plant is proposed. The influence of the cost of electric power in the power system of the district on the choice of the operation mode of the turbo-turbines of the CHPP is established. A method is proposed for determining the standard size of a turbine installation of a CHP plant, which meets the specific heat and electricity indicators of the sugar plant. The presented information will allow the energy management service of the sugar factory to promptly form the appropriate operating modes of the turbo-power plant, ensuring the minimization of financial costs for the power supply of the enterprise.

**Keywords:** sugar factory, heat and power plant, turbine unit, heat consumption efficiency, energy efficiency, financial costs, marginal heat consumption, financial costs, purchase of energy resources.