

УДК 621.311.2 :65.011.56

И. Г. ШЕЛЕПОВ, канд. техн. наук, проф.

Т. И. БЫКОВА, старш. препод.

Украинская инженерно-педагогическая академия, г. Харьков

## О КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКЕ ВЛИЯНИЯ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ТЭС НА ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ

*В настоящее время нет единой методики оценки влияния надежности на показатели эффективности. Авторы предлагают методику, базирующуюся на методе оценки ущерба вследствие отказов в работе элементов ТЭС.*

*В теперішній час немає єдиної методики оцінювання впливу надійності на показники ефективності. Автори пропонують методику, що базується на методі оцінки збитку внаслідок відмов в роботі елементів ТЕС.*

### Введение

Как известно, надежность – это свойство объекта выполнять заданные функции, сохраняя свои эксплуатационные показатели производительности, экономичности, рентабельности и другие в заданных пределах в течение требуемого промежутка времени или требуемой наработки. Для стационарных теплоэнергетических установок представляющих собой крупные малосерийные ремонтируемые изделия с большим сроком службы, понятие надежности можно интерпретировать, как свойство отпускать нехранимую продукцию (энергию) по строго заданному режиму, при этом сохраняя эксплуатационные показатели в заданных пределах в течение требуемой длительной наработке[1].

### Основная часть

Известно, что к числу основных свойств теплоэнергетических установок, их агрегатов и элементов оборудования можно отнести следующие: безотказность, долговечность, исправность, неисправность, работоспособность, неработоспособность, предельное состояние.

Для характеристики надежности работы энергетического (ТЭС и АЭС) объекта, как правило используют следующие понятия:

повреждения – событие, заключающееся в нарушении исправности системы ее подсистем и элементов, вследствие влияния внешних воздействий, превышающих уровни, установленные в нормативно-технической документации на объекте;

отказ – событие, заключающееся в нарушении работоспособности энергоблока, вследствие неисправности подсистемы (котельной или турбинной установок), элементов (конденсатор, насосы, подогреватели и т. д.).

Отказы могут быть полные и частичные. После возникновения полного отказа подсистемы или элемента, энергоблок отключается. После возникновения частичного отказа энергоблок может оставаться в работе, но с меньшей эффективностью.

Надежность теплоэнергетической установки и входящих в нее элементов в принципе можно определить коэффициентом готовности  $K_g$ . Коэффициент готовности – это вероятность, того что энергоблок или его элементы окажутся работоспособными, т. е. готовыми нести проектную нагрузку в произвольный момент времени, кроме периодов его плановых установок.

Для определения коэффициента готовности может быть применена формула:

$$K_g = \frac{\tau_0}{\tau_0 + \tau_g}, \quad (1)$$

где,  $\tau_0$  – наработка на отказ (среднее число часов безотказной работы) ч;

$\tau_g$  – среднее время восстановления работоспособности, в результате полного  $N_g = 0$ , или частичного отказов,  $N_g > 0$ , ч.

Используемый в практике анализа надежности энергооборудования коэффициент готовности  $K_g$  – учитывает только полные отказы и не отражает частичных отказов.

Наиболее характерными являются частичные отказы.

Для определения величины частичного отказа, приводящего к недовыработке электроэнергии, можно использовать, коэффициент частичного отказа  $K_{\text{ч}}$  [1]

$$K_{\text{ч}} = \frac{\Delta \mathcal{E}}{\mathcal{E}_0} = \frac{\Delta N_{\text{эч}} \tau_{\text{ч}}}{N_{\text{эо}} \tau_0}, \quad (2)$$

где:  $\Delta \mathcal{E}$  – годовой недоотпуск электроэнергии, из-за частичных отказов, кВт·ч;

$\mathcal{E}_0$  – плановая годовая выработка электроэнергии, кВт·ч;

$\Delta N_{\text{эч}}$  – недовыдача мощности вследствие отказа, кВт;

$\tau_{\text{ч}}$  – продолжительность отказа, час;

$N_{\text{эо}}$  – проектная мощность, кВт;

$\tau_0$  – проектное число часов работы, час.

### Пример 1

Для энергоблоков 300 МВт

$N_{\text{эо}} = 300 \cdot 10^3$ , кВт,

$\tau_0 = 5 \cdot 10^3$  час,

$\Delta N_{\text{эч}} = 50 \cdot 10^3$  кВт,

$\Delta \tau = 1 \cdot 10^3$  час,

$K_{\text{ч}} = 0,033$ ,  $K_g = 0,83$

Коэффициент частичного отказа, приводящего только к ухудшению технико-экономических показателей ТЭУ (теплоэнергетических установок), может быть определен по формуле (3)

$$K_{\text{эч}} = \frac{\Delta B}{B_0} = \frac{\Delta N_{\text{эч}} \tau_{\text{ч}} (B_{\text{ч}} - B_0)}{N_{\text{эо}} B_0 \tau_0} \quad (3)$$

где:  $\Delta B$  – перерасход топлива, вследствие отказа, кг;

$B_0$  – полный плановый расход, кг;

$B_{\text{ч}}$  – удельный расход топлива при частичном отказе, кг/кВт·ч;

$b_0$  – плановый удельный расход, кг/кВт ч;

$\tau_{\text{ч}}$ ,  $\tau_0$  – продолжительность отказа и проектное число часов работы в году, соответственно, час;

$\Delta N_{\text{эч}}$ ,  $\Delta N_{\text{эо}}$  – недовыдача мощности вследствие отказа и проектная мощность, кВт.

### Пример 2

Определить величину частичного отказа  $K_{\text{эч}}$  и перерасход топлива  $\Delta B$ , для следующих параметров:  $B_{\text{ч}} = 0,400$  г/кВт ч;  $B_0 = 0,30$  кг/кВт ч,  $\Delta N_{\text{эч}}$ ,  $\Delta N_{\text{эо}}$ ,  $\tau_{\text{ч}}$ ,  $\tau_0$  – см. пример 1

$$K_{\text{эч}} = \frac{\Delta N_{\text{эч}} \tau_{\text{ч}} (B_{\text{ч}} - B_0)}{N_{\text{эо}} B_0 \tau_0} = \frac{50 \cdot 10^3 \cdot 1 \cdot 10^3 (0,400 - 0,30)}{300 \cdot 10^3 \cdot 5 \cdot 10^3 \cdot 0,30} = \frac{50 \cdot 0,10}{450 \cdot 0,3} = 0,01$$

$$\Delta B = K_{\text{эч}} B_0 = 0,01 \cdot 450 \cdot 10^6 = 4,5 \cdot 10^6 \text{ кг} = 4,5 \cdot 10^3 \text{ т}$$

Глубина частичного отказа определяется не только долей понижения мощности установки  $\Delta N$  из-за отказа какого-либо элемента, но и режимов нагрузки энергоблока за период устранения отказа. В случае постоянной нагрузки значение недоотпуска энергии определяется из выражения:

$$\Delta \mathcal{E} = \sum \Delta N \tau_{\text{ч}}, \quad (4)$$

Если же задан переменный график нагрузки  $N$  ( $\tau$ ), то его необходимо аппроксимировать ступенчатой функцией, а значение  $\Delta \mathcal{E}$  определяется как суммарное:

$$\Delta \mathcal{E} = \sum j \Delta N_j \Delta \tau_j, \quad (5)$$

где  $\Delta N_j = (N_j - N_q)$  – мощность, недодаваемая на  $j$ -м прямолинейном участке аппроксимированного ступенчатого графика [кВт]:

$\Delta \tau$  – время, в течение которого нагрузка на  $j$ -м участке принята постоянной, т. е.

$N_j = \text{const}$ . За время  $\Delta \tau_j = (\tau_q - \Delta \tau)$  продолжается восстановление элемента, вызвавшего частичный отказ, но комплекс полностью обеспечивает заданный график нагрузки и недовыработка отсутствует.

В соответствии со сказанным показатели надежности и затраты должны определяться с учетом полных и частичных отказов комплекса.

Как было сказано выше, отказы оказывают влияние на технико-экономические показатели энергоблока, которые зависят от КПД.

Для оценки влияния частичного отказа на КПД ТЭУ воспользуемся формулой КПД ТЭС, АЭС, или энергоблока  $\eta_c$  которая имеет вид [2]:

$$\eta_c = \eta_{ку} \eta_{тр} \eta_{ту} \eta_r (1 - \alpha_{сн}), \quad (6)$$

где:

$\eta_{ку}$  – КПД котельной установки;

$\eta_{тр}$  – КПД транспорта;

$\eta_{ту}$  – КПД турбоустановки;

$\eta_r$  – КПД генератора;

$\alpha_{сн}$  – доля расхода электроэнергии на собственные нужды.

Снижение КПД вследствие отказа, можно определить, как разность:

$$\Delta \eta_{сч} = \eta_c - \eta_{сч} \quad (7)$$

где:  $\eta_c$  – проектный КПД, при номинальных нагрузках ( $N_{зо}$ );

$\eta_{сч}$  – КПД при частичном отказе ( $\Delta N_{эч}$ ).

Известно, что КПД  $\eta_c$  можно определить и с помощью уравнения энергетического баланса [2]

$$\eta_c = \frac{3600 \cdot N_{зо}}{Q_c} \quad (8)$$

где:

$N_{зо}$  – проектная мощность, кВт.

$Q_c = V Q_H^p$  – теплота сжигаемого топлива, к Дж/кг;

$V$  – проектный часовой расход топлива, кг/ч;

$Q_H^p$  – теплота сгорания сжигаемого топлива, кДж/кг.

### Пример 3

$N_{зо} = 300 \cdot 10^3$  кВт,  $Q_H^p = Q = 29,3 \cdot 10^3$  кДж/кг,

$V = 99 \cdot 10^3$  кг/ч,  $\eta_c = 0,37$ .

КПД при частичном отказе может быть определен с учетом формулы (9) (для мощности  $N_{эч} < N_{зо}$ ),

$$\eta_{сч} = \frac{3600 \cdot N_{сч}}{Q_c} \quad (9)$$

### Пример 4

Определить величины КПД, в случае частичного отказа  $\eta_{сч}$ , и коэффициент частичного отказа  $K_{эч}$  для энергоблока 300 МВт, для параметров принять из примеров 2 и 3:

Принимаем  $Q_c = \text{const}$ . Данные для расчета принимаем из примеров 1-3

$$\eta_c = \frac{3600 \cdot 2,5 \cdot 10^5}{9,9 \cdot 10^4 \cdot 2,93 \cdot 10^4} = 0,31.$$

В результате снижения мощности  $N_{эч} < N_{эо}$ , КПД снизился на:

$$\Delta\eta_{сч} = \eta_{с} - \eta_{сч} = 0,37 - 0,31 = 0,06.$$

Относительное снижение КПД

$$\Delta\eta_{сч} = \frac{3600 \cdot 50 \cdot 10^3}{Q_c} = \frac{\Delta\eta_{сч}}{\eta_c} = \frac{0,06}{0,37} = 0,017.$$

Это соответствует энергетическим характеристикам  $\eta_c = f(N_o)$ .

Коэффициент частичного отказа для данного случая

$$K_{эч} = \frac{\Delta N_{эч} t_{ч} (b_{ч} - b_o)}{N_{эо} b_o t_o} = \frac{50 \cdot 10^3 \cdot 1 \cdot 10^3 (0,400 - 0,30)}{300 \cdot 10^3 \cdot 5 \cdot 10^3 \cdot 0,30} = \frac{50 \cdot 0,10}{450 \cdot 0,3} = 0,01.$$

То есть коэффициент  $K_{эч} \cong \Delta\eta_{сч}$

Величину недовыдачи мощности вследствие отказа можно определить, как разность мощностей:

$$\Delta N_{эч} = N_{эо} - N_{эч}, \text{ кВт} \quad (10)$$

где  $N_{эч}$  – величина снижения мощности вследствие отказа, кВт.

Для сложных технологических систем, к числу которых относятся энергоблоки ТЭС и АЭС, оценку влияния отказов в отдельных элементах можно произвести с использованием метода декомпозиции. При этом полагаем, что коэффициент готовности энергоблока

$$K_r = K_r^{KY} * K_r^{TP} * K_r^{TY} * K_r^{TG}, \quad (11)$$

есть произведение коэффициентов готовности отдельных элементов, что справедливо для систем с последовательным протеканием процессов в отдельных элементах и подсистемах (рис. 1). Общее снижение мощности энергоблока, представляет сумму снижения мощностей отдельных элементов и подсистем

$$\Delta \bar{N} = \frac{\Delta N_o}{N_o}; \Delta N_o = f(\Delta P_i, \Delta t_i), \quad (12)$$

Коэффициенты готовности  $K_r$  и частичного отказа  $K_{ч}$  энергоблока, как сложной технологической системы, может быть определен на основании его структурной схемы (рис.1). Схема (ТЭУЭС) – теплоэнергетической установки электростанции включает подсистемы: котельную установку (КУ), трубопроводы (ТР), турбоагрегаты (ТА). Эти подсистемы, в свою очередь состоят из подсистем и элементов. Более подробную структуру рассмотрим на примере декомпозиции турбоагрегата. В состав ТА принято относить турбогенератор (ТГ) и турбоустановку (ТУ). В свою очередь ТУ включает регенеративную систему (РС), турбину (Т) и низкопотенциальный комплекс (НПК). НПК включает в свой состав – последнюю ступень ЦНД (ПС), конденсационную установку (КУТ), систему технического водоснабжения (СТВ), и подогреватели низкого давления (ПНД). КУТ – состоит из элементов: конденсатор (К), конденсационные насосы (КН), эжекторные установки (ЭЖ). СТВ включает – циркуляционные насосы (ЦН), охладители циркуляционной воды (ОЦ) и водоводы (ВВ) (подача и обратная).

Дополнительные потери, возникающие в результате отказов оборудования ТЭС и АЭС, определяются, по разности между фактическими технико-экономическими показателями отказавшего и замещающего его в период отказа оборудования. Под замещающим оборудованием в данном случае понимается наиболее экономичное современное оборудование, которое может быть установлено на имеющейся площади реконструируемой электростанции или для компенсации недовыработки, вследствие отказов.

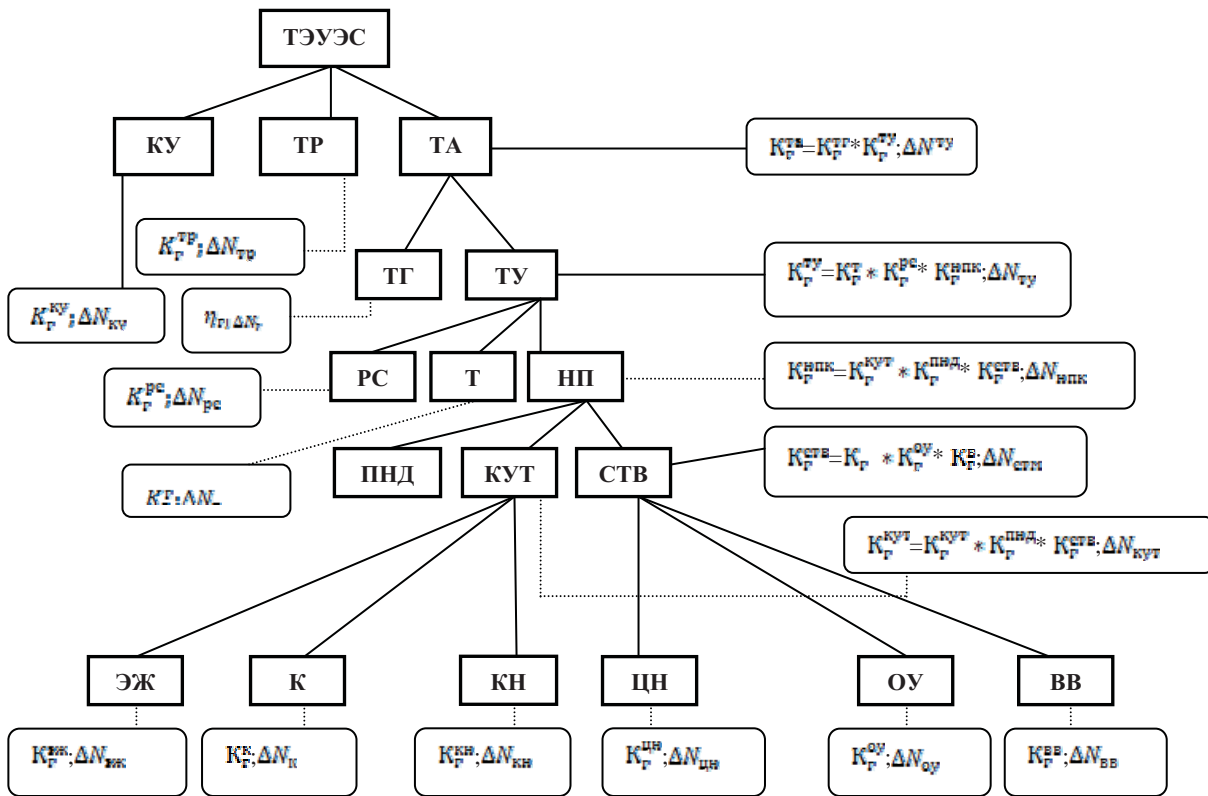


Рисунок 1. Структурная схема декомпозиции показателей надежности энергоблоков ТЭС и АЭС

Суммарный ущерб вследствие отказа элементов оборудования блочных ТЭС за рассматриваемый период (чаще всего за один год) можно представить в виде суммы [2]:

$$U = U_T + U_{\text{нед}} + U_{\text{ав.рем}} + U_{\text{пуск}} + U_{\text{выб}} + U_{\text{сн, грн}}, \tag{13}$$

где  $U_T$  – ущерб от перерасхода топлива вследствие отказа оборудования, грн;

$U_{\text{нед}}$  – ущерб ТЭС от недоотпуска энергии из-за технологических отказов оборудования, грн;

$U_{\text{ав.рем}}$  – ущерб, вызванный проведением аварийных ремонтов, вызванных отказом оборудования, грн;

$U_{\text{пуск}}$  – ущерб, вызванный внеплановыми пусками, вследствие отказов вызванных старением оборудования, грн;

$U_{\text{выб}}$  – ущерб от увеличения выбросов в атмосферу загрязняющих веществ, вызванных отказом, грн;

$U_{\text{сн}}$  – ущерб вследствие увеличения расхода энергии на собственные нужды, грн.

Для определения слагаемых (13) авторами предлагаются апробированные ими и приведенные ниже формулы.

Перерасход топлива при частных отказах оборудования  $V_{\text{пер}}$  представляет собой разность между фактическими расходами топлива на аварийном  $V_y$  и замещающем оборудовании  $V_3$  (или по проектным данным  $V_0$ ):

$$\Delta V_{\text{пер}} = V_y - V_3, \text{т} \tag{14}$$

То есть ущерб от перерасхода топлива при эксплуатации энергоблока с отказавшим оборудованием составляет:

$$U_T = C_T (V_y - V_3), \text{грн/год} \tag{15}$$

где  $C_T$  – цена одной тонны условного или натурального топлива, грн/т.

### Пример 5

Оценить ущерб вследствие снижения вакуума в конденсаторе энергоблока К – 300-240 на  $\Delta P_K = 0,01$ , согласно [2], снижение вакуума  $\Delta P_K = + 0,01$  приводит к снижению мощности  $\Delta N_{\Sigma} \cong 0,01$  (1%) и приращение удельного расхода топлива энергоблоком  $\Delta b_i = (0,01 \div 0,02)b_0$ .

Для энергоблока К – 300-240  $b_0 = 340$  г/кВт ч, тогда при  $b = 0,02$ :

$\Delta b_i = 340 \cdot 0,02 = 6,8$  г/кВт ч, т.е.  $b_i = b_0 + \Delta b_i = 346,8$  г/кВт·ч;

$N_{\Sigma 0} = 300 \cdot 10^3$  кВт,  $\Delta N_{\Sigma i} = 0,01 \cdot 300 \cdot 10^3 = 3000$  кВт;

$N_{\Sigma i} = 300 \cdot 10^3 - 3 \cdot 10^3 = 297 \cdot 10^3$  кВт;

Число часов отказа  $\tau = 1000$  часов;

Недовыработка  $\Delta \Sigma = 1 \cdot 10^3 \cdot 3 \cdot 10^3 = 3 \cdot 10^6$  кВт·ч;

Перерасход топлива  $\Delta B = 3 \cdot 10^6 \cdot 6,8 = 21$  тонн;

Ущерб при цене топлива  $C_T = 50 \cdot 5 = 250$  грн/т;

$U_T = 250 \cdot 21 = 5250$  грн;

Ущерб ТЭС в результате недоотпуска электрической и тепловой энергии, вызванного технологическими отказами оборудования, выражаются в снижении прибыли от реализации ее и, соответственно увеличении затрат топлива [2].

Ущерб ТЭС вследствие недоотпуска электрической и тепловой энергии, отказов, длительности ремонта по устранению продолжительности, межремонтного периода оборудования, по сравнению с замещающими его (нахождением сроком модернизации, поэтапная модернизация):

$$U_{\text{нед}} = [T_{\Sigma} \Delta Q_{\text{от.у}}^{AB} (1 - \beta_{\text{пот}}) - B_{\Sigma} \Delta Q_{\text{от.у}}^{AB} Q_{\text{от.у}}^{AB} (1 - \beta_{\text{пот}}) - B_{\text{ту}} Q_{\text{от.у}}^{AB} C_T] \times (Y_{\text{отк}} + Y_{\text{д.рем}} + Y_{\text{пр.рем}}), \text{ грн} . \quad (16)$$

В случаях недоотпуска только электрической энергии:

$$U_{\text{нед}}^{\Sigma} = T_{\Sigma} \Delta (1 - \beta_{\text{пот}}^{\Sigma}), \text{ грн} , \quad (16a)$$

где  $T_{\Sigma}$  и  $T_T$  – средние тарифы на электроэнергию и тепло, грн/кВт·ч;

$\Delta Q_{\text{от.у}}^{AB}$  и  $Q_{\text{от.у}}^{AB}$  – снижение выработки электроэнергии и тепла при аварийном отключении оборудования, вследствие отказов, [кВт·ч];

$\beta_{\text{пот}}^{\Sigma}$  и  $\beta_{\text{пот}}^T$  – коэффициенты потерь в электрических и тепловых сетях, принимаются по действующим нормативам:

$B_{\Sigma}$ ,  $B_{\text{ту}}$  – фактические удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла, г.у.т./кВт·ч;

$Y_{\text{отк}}$ ,  $Y_{\text{д.рем}}$ ,  $Y_{\text{пр.рем}}$  – коэффициенты превышения в расчете на год числа отказов, длительности ремонта и продолжительности межремонтного периода устаревшего оборудования по сравнению с замещающим его.

### Пример 6

Ущерб от недоотпуска электроэнергии формула (16a) энергоблоком 300 МВт Змиевской ТЭС при тарифе  $T_{\Sigma} = 0,15$  грн/кВт·ч и потерях в электрических сетях  $\beta_{\text{пот}}^{\Sigma} = 0,15$  и  $\Delta \Sigma = 3 \cdot 10^6$  кВт·ч составит  $U_{\text{нед}}^{\Sigma} = 0,15 \cdot 3 \cdot 10^6 (1 - 0,15) = 3,8 \cdot 10^5$  грн.

Для определения ущерба, вызванного проведением аварийных ремонтов, оборудования рекомендуется формула:

$$U_{\text{ав.рем}} = \alpha_{\text{рем}} T_{\text{рем}} N_{\text{рем}} , \text{ грн} \quad (17)$$

где  $\alpha_{\text{рем}}$  – стоимость ремонта, простаивающего в ремонте энергоблока (агрегата) мощностью 1 МВт за сутки, [грн/МВт сутк];

$T_{\text{рем}}$  – продолжительность аварийных работ; [сутк];

$N_{\text{рем}}$  – установленная мощность ремонтируемого энергоблока (агрегата), МВт;



Ущерб от внеплановых пусков энергоблоков вследствие отказов может быть определено по формуле:

$$U_{\text{пуск}} = C_{\text{т}} \sum_i V_{\text{ни}} n_i m_i, \text{ грн}, \quad (18)$$

где  $C_{\text{т}}$  – цена топлива, используемого на ТЭС при пусках, [грн/т];

$V_{\text{ни}}$  – нормативные затраты топлива на каждый внеплановый пуск энергоблока  $i$ -го типа, [Т/пуск];

$n_i$  – количество пускаемых « $i$ » энергоблоков, [шт.];

$m_i$  – количество пусков энергоблоков « $i$ », [шт.];

#### Пример 7

Определить ущерб вследствие вне плановых пусков энергоблока К–300-240. Согласно нормам пусковые потери для блоков 300 МВт составляют [3]:  $V_{\text{ни}} = 200$  т, при цене  $C_{\text{т}} = 250$  грн/т;  $U_{\text{пуск}} = 200 \cdot 250 = 50000$  грн.

При отказах оборудования ТЭС и АЭС происходит увеличение расхода энергии, для КЭС. Доля расхода электроэнергии на собственные нужды КЭС при нормальных режимах  $\alpha_{\text{сн}} = 0,04 \div 0,09$ . При нерасчетных режимах, вызываемых отказами  $\alpha_{\text{сн}}$  возрастает [6].

#### Пример 8

Определить ущерб  $\alpha_{\text{сн}}$  для блока 300 МВт при снижении нагрузки, вследствие частичного отказа до  $N_{\text{э}i} = 240$  МВт. Согласно нормативным характеристикам, для 300 МВт  $\alpha_{\text{сн}} = 0,04$ , а при  $N_{\text{э}i} = 240$  МВт  $\alpha_{\text{сн}} = 0,055$

$$U_{\text{сн}} = (\alpha_{\text{сн}i} - \alpha_{\text{сн}}) \text{ЭТ}_{\text{э}} = 0,015 \cdot 240 \cdot 10^3 \cdot 1 \cdot 10^3 \cdot 0,15 = 540 \cdot 10^3 \text{ грн} \quad (19)$$

Ущерб от увеличения выбросов в окружающую среду загрязняющих веществ определяются дополнительной платой за выбросы при эксплуатации неисправного оборудования энергоблока. Платежи за выбросы, превышающие нормы временно согласованные, определяются путем умножения ставок оплаты за загрязнение в пределах ВОВ на пятикратный повышающий коэффициент. В плату за выбросы вводится коэффициент экологической ситуации, учитывающий состояние воздушного бассейна в различных экономических районах [4].

Для оценки ущербов от выбросов загрязняющих веществ может быть использована формула [3]:

$$U_{\text{выб}} = \sum [(M_{\text{всв}i} - M_{\text{пвд}i})N_{\text{всв}i} K_{\text{э}} + (M_{\text{в}i} - M_{\text{всв}i})5N_{\text{всв}i} K_{\text{э}}], \text{ грн}. \quad (20)$$

где  $N_{\text{всв}i}$  – норматив платы за выбросы « $i$ »-го загрязняющего вещества, грн/г;

$M_{\text{всв}i}$ ,  $M_{\text{пвд}i}$  – выбросы  $i$  –го загрязняющего вещества (золы, диоксида серы, оксида азота) в пределах ВСВ и ПДВ, [г/с];

$M_{\text{в}i}$  – фактические выбросы  $i$  –го загрязняющего вещества, [г/с];

$K_{\text{э}}$  – коэффициент экологической ситуации;

Таким образом суммарный ущерб вследствие отказов оборудования ТЭС может быть определен по (13), с учетом (14) – (20). Поиски способов его предотвращения, можно с высокой степенью точности определить по (13) при этом следует отметить, что достоверность и оперативность результатов может быть реализована на базе АСУТП [7].

#### Выводы

Авторами предлагается метод оценки влияния надежности на экономичность и экологичность ТЭС. Предложен метод оценки ущерба вследствие отказов в работе, сопровождаемый числовыми примерами из опыта эксплуатации Змиевской ТЭС. Данный метод может применяться для любых систем и подсистем, как ТЭС, так и АЭС.

## Список литературы

1. Попырин Л. С. Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок. – М. Энергия, 1978. – 416 с.
2. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.
3. Горшков А. С. Техничко-экономические показатели тепловых электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 240 с.
4. Шелепов И. Г., Михайский Д. В. О некоторых проблемах оценки энергосбережения при эксплуатации устаревшего оборудования ТЭС. Восточно-европейский журнал передовых технологий, X:, 1/2(19), 2006, С. 173–175.
5. Шелепов И. Г., Михайский Д. В., Павленко А. В., Кедь О. В. Модернизация режимов эксплуатации ТЭС с учетом качества топлива. Восточно-европейский журнал передовых технологий, X:, 6/2(18), 2005, С. 144–148.
6. Нормы потерь топлива, электроэнергии и пара при пусках энергоблоков мощностью 160, 200, 300, 500 и 800 МВт тепловых электростанций, ПР 34-70-105-86, М.; Союзтехэнерго, 1987.
7. Шелепов И. Г., Михайский Д. В. и др. Влияние надежности теплоэнергетических систем ТЭС на общестанционные показатели надежности, экономичности и экологичности. Восточно-европейский журнал передовых технологий, X:, 4/3(22), 2006, С. 49–53.

**ON THE ISSUE OF QUANTATIVE ESTIMATION OF INFLUENCE OF TPS  
THERMAL ENERGY SYSTEMS RELIABILITY ON EFFICIENCY INDICES**

**I. G. SHELEPOV, Cand. Tech, Scie, Prof., T. I. Bukova**

*Nowadays there is no single methodology of estimating influence of reliability on efficiency indices. The authors suggest methodology based on a method of estimating damage caused by refusals in TPS elements operation.*

Поступила в редакцию 06.04 2012 г.