

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ЦИРКУЛЯР
№ Т-3/80

О СОВЕРШЕНСТВОВАНИИ
АНАЛИЗА ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ
В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯХ

МЕТОДИКА АНАЛИЗА
ИЗМЕНЕНИЯ ЭКОНОМИЧНОСТИ
ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЙ



СОЮЗТЕХЭНЕРГО
МОСКВА 1980

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

УДК 621.18.662.6/.8:62.8/.9:65.004(044)

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ЦИРКУЛЯР

№ Т-3/80

г. Москва

21 ноября 1979 г.

О СОВЕРШЕНСТВОВАНИИ АНАЛИЗА ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯХ

На современном этапе развития энергетики экономное расходование топливно-энергетических ресурсов имеет важное народно-хозяйственное значение. Масштабы развития энергетики требуют постоянного совершенствования методов эксплуатации, улучшения структуры производства электроэнергии, реконструкции, модернизации оборудования, дальнейшего развития и повышения эффективности теплофикации, быстрого освоения вводимых энергетических мощностей. Важное значение при этом приобретает объективная оценка каждого фактора и выбор основных направлений в работе по дальнейшему снижению расходов топлива.

В целях совершенствования анализа топливоиспользования Совтехэнерго разработана "Методика анализа изменения экономичности энергообъединений".

Главтехуправление предлагает главным эксплуатационным и главным производственным управлениям энергетики и электрификации Минэнерго СССР, министерствам энергетики и электрификации Украинской ССР, Казахской ССР, Узбекской ССР, Молдавэнерго, районным энергетическим управлениям, производственным энергетическим объединениям, тепловым электростанциям, имеющим несколько групп оборудования, использовать Методику при проведении анализа изменения экономичности производства электрической и тепловой энер-

гии по итогам работы за год и выполнения установленных заданий, а также при обосновании годовых планов удельных расходов топлива. Результаты выполненного анализа необходимо отражать в пояснительных записках к годовому отчету о производственной деятельности и к расчетам планов удельных расходов топлива.

Главный инженер
Главтехуправления

В.И.ГОРИН

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

**МЕТОДИКА АНАЛИЗА
ИЗМЕНЕНИЯ ЭКОНОМИЧНОСТИ
ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЙ**

Составлено производственным объединением "Союзтехэнерго"

А в т о р ы инженеры Н.Л.АСТАХОВ и Г.А.КРУГЛОВ

Методика разработана на основе согласованных с ЦДУ ЕЭС СССР и ВТИ им. Ф.Э.Дзержинского общих методических положений и с учетом опыта этих организаций по анализу изменения удельных расходов топлива в энергообъединениях.

СОГЛАСОВАНО:
Главный инженер
Центрального
диспетчерского управления
Единой энергетической системы
СССР

Г.А.ЧЕРНИ

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
Главного
технического управления
по эксплуатации энергосистем

В.И.ГОРИН

21 ноября 1979 г.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.1. Изменение экономичности производства электроэнергии в энергообъединениях в анализируемом периоде по сравнению с базовым обуславливается:

- непропорциональным развитием теплофикационной и конденсационной подсистем объединения, т.е. изменением эффективности теплофикации;

- изменением экономичности производства электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам, т.е. в каждой из подсистем объединения.

Изменение экономичности производства электроэнергии в каждой подсистеме объединения в свою очередь обуславливается:

- непропорциональным развитием различных по тепловой экономичности групп оборудования, т.е. изменением структуры производства электроэнергии;

- изменением тепловой экономичности каждой из групп оборудования вследствие проведения работ по реконструкции и модернизации оборудования, тепловых схем электростанций, изменения уровня эксплуатации оборудования, его средних нагрузок, структуры сжигаемого топлива.

I.2. Определение степени влияния различных факторов на экономичность производства электроэнергии в энергообъединении основано на сопоставлении:

- удельных расходов топлива базового периода теплофикационной и конденсационной подсистем (при оценке изменения эффективности теплофикации);

- удельного расхода топлива базового периода конденсационного или теплофикационного цикла каждой из групп оборудования и

удельного расхода топлива базового периода соответствующей подсистемы (при оценке изменения структуры выработки электроэнергии);

- удельного расхода топлива анализируемого периода конденсационного или теплофикационного цикла каждой из групп оборудования и соответствующего удельного расхода топлива базового периода (при оценке изменения тепловой экономичности оборудования).

В соответствии с этим для каждой из групп оборудования должны быть определены показатели, характеризующие производство электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам.

1.3. Изменение экономичности производства теплоэнергии в энергообъединениях обуславливается теми же факторами, что и изменение экономичности производства электроэнергии в подсистемах объединения, а также изменением доли отпуска тепла с горячей водой.

1.4. Настоящая Методика предназначена для определения основных составляющих изменения расходов топлива и влияния каждой из групп оборудования на экономичность энергообъединения и электростанции при:

- анализе изменения экономичности производства энергии в истекшем периоде по сравнению с аналогичным предыдущим периодом;
- анализе причин отклонения фактической экономичности производства энергии в истекшем периоде по сравнению с запланированной на этот же период;
- обосновании планов удельных расходов топлива на последующий период.

1.5. Методика ориентирована на использование при расчетах в качестве исходных данных материалов для:

- электростанций, имеющих несколько групп оборудования, - технического отчета по эксплуатации [форма № 3-тех(энерго)];
- районных энергоуправлений и других энергообъединений - приложения к разделу "Технико-экономические показатели" годового отчета о производственной деятельности и расчета плана удельного расхода топлива.

1.6. Группировку оборудования по параметрам свежего пара и типам агрегатов следует принимать в соответствии с приложением I.

1.7. Результаты расчетов по формулам Методики, получаемые со знаком "минус", означают экономию топлива, а со знаком "плюс" — перерасход.

1.8. По приведенным ниже формулам определяется влияние каждой группы оборудования на изменение абсолютного расхода топлива в энергообъединении. Соответствующее изменение удельного расхода топлива вычисляется делением значения его на количество отпущенной энергии объединением за анализируемый период.

1.9. Экономия топлива за счет изменения рассматриваемого фактора определяется при неизменных других факторах, принятых по данным базового периода.

1.10. Для групп оборудования, введенного в эксплуатацию в анализируемом периоде и выведенного из эксплуатации в базовом периоде, экономия топлива определяется только за счет изменения структуры выработки электроэнергии.

1.11. Во всех приведенных формулах индексом "а" обозначены показатели анализируемого периода, индексом "б" — базового периода, по отношению к которому определяется экономия топлива.

Индекс "i" указывает на принадлежность данного показателя к отдельной группе оборудования, а отсутствие его — на принадлежность показателя к энергообъединению (или электростанции).

Пример расчета составляющих экономии топлива приведен в приложении 2.

2. ЭКОНОМИЯ ТОПЛИВА ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

2.1. Повышение эффективности теплофикации

Экономия условного топлива (τ) в энергообъединении вследствие увеличения доли выработки электроэнергии по теплофикационному циклу (теплофикационной подсистемой) и соответствующего уменьшения доли выработки ее по конденсационному циклу (конденсационной подсистемой) определяется по формуле

$$\Delta B_{\tau\phi\kappa} = (\delta_{\delta}^{\tau\phi} - \delta_{\delta}^{\kappa\kappa}) \left(\partial_a^{\tau\phi} - \partial_{\delta}^{\tau\phi} \frac{\partial_a}{\partial_{\delta}} \right), \quad (I)$$

где δ^{TF} и δ^{KH} - удельный расход топлива по теплофикационной и конденсационной подсистемам энергообъединения, г/(кВт·ч);

\mathcal{E} и \mathcal{E}^{TF} - отпуск электроэнергии энергообъединением и его теплофикационной подсистемой, млн.кВт·ч.

Суммарная экономия топлива ΔB_{TFK} может быть распределена между отдельными группами оборудования пропорционально значениям

$$(\mathcal{E}_{ai}^{TF} - \mathcal{E}_{\delta i}^{TF} \frac{\mathcal{E}_a}{\mathcal{E}_b}).$$

2.2. Улучшение структуры производства электроэнергии

Улучшение структуры производства электроэнергии в каждой из подсистем энергообъединения обуславливается увеличением доли выработки электроэнергии группами оборудования, удельный расход которых ниже среднего по подсистеме, и уменьшением доли выработки ее группами оборудования, удельный расход которых выше среднего по подсистеме.

Экономия условного топлива (τ) вследствие изменения доли участия каждой из групп оборудования в общей выработке электроэнергии энергообъединением определяется по формулам:

$$\Delta B_{стри}^{KH} = (\delta_{\delta i}^{KH} - \delta_b^{KH}) (\mathcal{E}_{ai}^{KH} - \mathcal{E}_{\delta i}^{KH} \frac{\mathcal{E}_a^{KH}}{\mathcal{E}_b^{KH}}), \quad (2)$$

$$\Delta B_{стри}^{TF} = (\delta_{\delta i}^{TF} - \delta_b^{TF}) (\mathcal{E}_{ai}^{TF} - \mathcal{E}_{\delta i}^{TF} \frac{\mathcal{E}_a^{TF}}{\mathcal{E}_b^{TF}}), \quad (3)$$

где δ_i^{KH} и δ_i^{TF} - удельный расход топлива конденсационного и теплофикационного циклов каждой из групп оборудования, г/(кВт·ч);

\mathcal{E}_i^{KN} и \mathcal{E}_i^{TF} - отпуск электроэнергии, выработанной каждой из группы оборудования по конденсационному и теплофикационному циклам, млн.кВт·ч;

\mathcal{E}^{KN} - отпуск электроэнергии конденсационной подсистемой энергообъединения, млн.кВт·ч.

Для группы оборудования, введенных в эксплуатацию в анализируемом периоде, в формулы (2) и (3) вместо $\delta_{\delta i}^{KN}$ и $\delta_{\delta i}^{TF}$ подставляются соответственно $\delta_{\alpha i}^{KN}$ и $\delta_{\alpha i}^{TF}$.

По каждой группе оборудования абсолютный отпуск электроэнергии, выработанной по конденсационному и теплофикационному циклам, обуславливается изменением:

- средней установленной электрической мощности;
- числа часов использования средней установленной электрической мощности;
- соотношения выработки электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам;
- расхода электроэнергии на собственные нужды.

Влияние этих факторов на изменение абсолютного значения отпуска электроэнергии группой оборудования ($\Delta \mathcal{E}_i$) определено индексным методом (табл. I), а экономия условного топлива (τ) в энергообъединении подсчитывается по формулам:

$$\Delta \mathcal{B}_{стри}^{KN}(N, \tau', \beta, cN) = (\delta_{\delta i}^{KN} - \delta_{\delta}^{KN}) \Delta \mathcal{E}_i^{KN}(N, \tau', \beta, cN), \quad (12)$$

$$\Delta \mathcal{B}_{стри}^{TF}(N, \tau', \beta, cN) = (\delta_{\delta i}^{TF} - \delta_{\delta}^{TF}) \Delta \mathcal{E}_i^{TF}(N, \tau', \beta, cN). \quad (13)$$

2.3. Повышение экономичности групп оборудования

Экономия условного топлива (τ), получаемая в результате снижения удельных расходов топлива по отдельным группам оборудования каждой из подсистем энергообъединения, подсчитывается по формулам:

Таблица I

Показатель	Изменение отпуска электроэнергии группой оборудования	
	по конденсационному циклу	по теплофикационному циклу
Средняя за период установленная электрическая мощность	$\Delta \mathcal{E}_{i(N)}^{KH} = \mathcal{E}_{ai}^{KH} \left(1 - \frac{N_{\delta i} N_a}{N_{ai} N_b} \right) \quad (4)$	$\Delta \mathcal{E}_{i(N)}^{TF} = \mathcal{E}_{ai}^{TF} \left(1 - \frac{N_{\delta i} N_a}{N_{ai} N_b} \right) \quad (5)$
Число часов использования средней за период установленной электрической мощности	$\Delta \mathcal{E}_{i(\tau)}^{KH} = \mathcal{E}_{ai}^{KH} \frac{N_{\delta i} N_a}{N_{ai} N_b} \left(1 - \frac{\tau_{\delta i} \tau_a}{\tau_{ai} \tau_b} \right) \quad (6)$	$\Delta \mathcal{E}_{i(\tau)}^{TF} = \mathcal{E}_{ai}^{TF} \frac{N_{\delta i} N_a}{N_{ai} N_b} \left(1 - \frac{\tau_{\delta i} \tau_a}{\tau_{ai} \tau_b} \right) \quad (7)$
Соотношение выработки электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам	$\Delta \mathcal{E}_{i(\beta)}^{KH} = \mathcal{E}_{ai}^{KH} \left(\frac{\beta_{\delta i} \beta_a}{\mathcal{E}_{ai}^{\delta} \mathcal{E}_b^{\delta}} - \frac{\mathcal{E}_{\delta i}^{KH(\beta)} \mathcal{E}_a^{KH(\beta)}}{\mathcal{E}_{ai}^{KH(\beta)} \mathcal{E}_b^{KH(\beta)}} \right) \quad (8)$	$\Delta \mathcal{E}_{i(\beta)}^{TF} = \mathcal{E}_{ai}^{TF} \left(\frac{\beta_{\delta i} \beta_a}{\mathcal{E}_{ai}^{\delta} \mathcal{E}_b^{\delta}} - \frac{\mathcal{E}_{\delta i}^{TF(\beta)} \mathcal{E}_a^{TF(\beta)}}{\mathcal{E}_{ai}^{TF(\beta)} \mathcal{E}_b^{TF(\beta)}} \right) \quad (9)$
Расход электроэнергии на собственные нужды	$\Delta \mathcal{E}_{i(сн)}^{KH} = \mathcal{E}_{ai}^{KH} \frac{\beta_{\delta i} \mathcal{E}_a^{KH(\beta)}}{\mathcal{E}_{ai}^{KH(\beta)} \mathcal{E}_b^{KH(\beta)}} - \mathcal{E}_{\delta i}^{KH} \frac{\mathcal{E}_a^{KH}}{\mathcal{E}_b^{KH}} \quad (10)$	$\Delta \mathcal{E}_{i(сн)}^{TF} = \mathcal{E}_{ai}^{TF} \frac{\mathcal{E}_{\delta i}^{TF(\beta)} \mathcal{E}_a^{TF(\beta)}}{\mathcal{E}_{ai}^{TF(\beta)} \mathcal{E}_b^{TF(\beta)}} - \mathcal{E}_{\delta i}^{TF} \frac{\mathcal{E}_a^{TF}}{\mathcal{E}_b^{TF}} \quad (11)$

Примечание: N, N_i — средняя за период установленная электрическая мощность энергообъединения и группы оборудования, млн.кВт;
 τ, τ_i — число часов использования средней за период установленной электрической мощности энергообъединения и группы оборудования;
 β, β_i — выработка электроэнергии энергообъединением и группой оборудования, млн.кВт·ч;
 $\mathcal{E}_{KH(\beta)}, \mathcal{E}_{KH(\delta)}$ — то же по конденсационному циклу, млн.кВт·ч;
 $\mathcal{E}_{TF(\beta)}, \mathcal{E}_{TF(\delta)}$ — то же по теплофикационному циклу, млн.кВт·ч.

$$\Delta B_{эки}^{KH} = (\beta_{ai}^{KH} - \beta_{bi}^{KH}) \mathcal{E}_{ai}^{KH}, \quad (14)$$

$$\Delta B_{эки}^{TФ} = (\beta_{ai}^{TФ} - \beta_{bi}^{TФ}) \mathcal{E}_{ai}^{TФ}. \quad (15)$$

Экономичность производства электроэнергии группой оборудования изменяется за счет:

- проведения работ по реконструкции и модернизации основного и вспомогательного оборудования, тепловых схем (экономия топлива принимается равной экономическому эффекту от проведенных работ);
- изменения средних нагрузок оборудования и режимов его работы (экономия топлива рассчитывается исходя из изменения экономичности оборудования, определяемого на основе результатов испытаний или по нормативным характеристикам);
- повышения уровня эксплуатации оборудования;
- изменения структуры топливного баланса.

Экономия условного топлива (τ) в энергообъединении вследствие повышения уровня эксплуатации каждой из групп оборудования характеризуется снижением отклонений ($\Delta \beta_i^{откл}$) фактических удельных расходов топлива от расчетных значений и определяется по формуле

$$\Delta B_{уров\beta i} = (\Delta \beta_{ai}^{откл} - \Delta \beta_{bi}^{откл}) \mathcal{E}_{ai}. \quad (16)$$

Влияние изменения доли раздельно сожженных газа и мазута на удельный расход топлива группы оборудования (τ /(кВт·ч) определяется по формуле

$$\Delta \beta_{\tau i} [(\beta_{bi}^r - \beta_{ai}^r) \alpha \beta^r + (\beta_{bi}^m - \beta_{ai}^m) \alpha \beta^m] \beta_{bi} \cdot 10^{-1}, \quad (17)$$

где β_i^r и β_i^m - доли раздельно сожженных газа и мазута в топливном балансе группы оборудования;

$\alpha \beta^r, \alpha \beta^m$ - абсолютные значения поправки к удельному расходу топлива (%) при изменении доли газа и мазута на 0,1.

По формуле (17) может быть определено изменение удельного расхода топлива как среднего по теплофикационному оборудованию, так и отдельно для конденсационного и теплофикационного циклов.

Значения $\alpha\beta^Г$ и $\alpha\beta^М$ (%) подсчитываются по формуле

$$\alpha\beta^{Г,М} = \frac{\Delta\eta_{\kappa}^{H(Г,М)}}{\eta_{\kappa ai}^H} 10^2 \%, \quad (18)$$

где $\Delta\eta_{\kappa}^{H(Г,М)}$ - абсолютное повышение КПД нетто котельной установки при увеличении на 0,1 доли раздельно сожженного газа или мазута, %.

При расчете экономии топлива вследствие изменения структуры топливного баланса электростанциями могут использоваться утвержденные поправки к расчетному удельному расходу топлива на изменение доли раздельно сожженных газа и мазута, а энергообъединениями - укрупненные значения $\alpha\beta$, приводимые в табл.2.

Т а б л и ц а 2

Основное топливо	Поправка к удельному расходу топлива (%) при изменении доли раздельно сожженных газа или мазута на 0,1	
	$\alpha\beta^Г$	$\alpha\beta^М$
Газ	-	0,22-0,26
Мазут	0,22-0,26	-
Антрацит	0,76-0,82	0,48-0,55
Каменный или бурый уголь	0,53-0,59	0,26-0,32
Торф	1,25-1,40	1,00-1,10

Влияние на экономичность котлов изменения доли газа или мазута при совместном их сжигании с твердым топливом следует определять на основе результатов специальных испытаний.

Экономия условного топлива (т) в энергообъединении при изменении структуры топливного баланса каждой из групп оборудования определяется по формуле

$$\Delta B_{Ti} = \Delta b_{Ti} \partial_{ai} . \quad (19)$$

2.4. ОБЩАЯ ЭКОНОМИЯ ТОПЛИВА

Общая экономия условного топлива (τ) может быть определена по соответствующим обобщенным показателям, а также как сумма отдельных ее составляющих:

- в энергообъединении

$$\begin{aligned} \Delta B &= (\delta_a - \delta_b) \partial_a = \Delta B_{TФК} + \Delta B_{СТР}^{KH} + \Delta B_{СТР}^{TФ} + \Delta B_{ЭК}^{KH} + \Delta B_{ЭК}^{TФ} = \\ &= \Delta B_{TФК} + \Delta B_{СТР} + \Delta B_{ЭК}; \end{aligned} \quad (20)$$

- в подсистемах энергообъединения

$$\begin{aligned} \Delta B_{пс}^{KH} &= (\delta_a^{KH} - \delta_b^{KH}) \partial_a^{KH} = \sum_1^n (\Delta B_{СТРi}^{KH} + \Delta B_{ЭКi}^{KH}) = \\ &= \Delta B_{СТР}^{KH} + \Delta B_{ЭК}^{KH}; \end{aligned} \quad (21)$$

$$\begin{aligned} \Delta B_{пс}^{TФ} &= (\delta_a^{TФ} - \delta_b^{TФ}) \partial_a^{TФ} = \sum_1^n (\Delta B_{СТРi}^{TФ} + \Delta B_{ЭКi}^{TФ}) = \\ &= \Delta B_{СТР}^{TФ} + \Delta B_{ЭК}^{TФ}, \end{aligned} \quad (22)$$

где n - количество групп оборудования в энергообъединении.

3. ЭКОНОМИЯ ТОПЛИВА ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ТЕПЛОЭНЕРГИИ

Экономия топлива в энергообъединении при производстве тепловой энергии обуславливается в основном теми же факторами, что и при производстве электроэнергии, и определяется по аналогичным формулам.

Общая экономия условного топлива, т:

$$\Delta B = (\beta_a - \beta_b) Q_a, \quad (23)$$

где Q - отпуск теплоэнергии энергообъединением, тыс. Гкал;
 β - средний по энергообъединению удельный расход условного топлива на отпущенную теплоэнергию, кг/Гкал.

Экономия условного топлива за счет изменения структуры отпуска теплоэнергии, т:

$$\Delta B_{стр} = \sum_i^n (\beta_{bi} - \beta_b) (Q_{ai} - Q_{bi} \frac{Q_a}{Q_b}), \quad (24)$$

где Q_i - отпуск теплоэнергии каждой из групп оборудования, тыс. Гкал;
 β_i - удельный расход условного топлива на отпущенную теплоэнергию по каждой из групп оборудования, кг/Гкал.

Экономия условного топлива за счет повышения экономичности групп оборудования, т:

$$\Delta B_{э\kappa} = \sum_i^n (\beta_{ai} - \beta_{bi}) Q_{ai}; \quad (25)$$

$$\Delta B_{уров} = \sum_i^n (\Delta \beta_{ai}^{откл} - \Delta \beta_{bi}^{откл}) Q_{ai}; \quad (26)$$

$$\Delta B_r = \sum_i^n \Delta \beta_{ri} Q_{ai}. \quad (27)$$

Значения $\Delta \beta_{ri}$ определяются по формуле (17).

Экономия условного топлива (т) в энергообъединении вследствие изменения отпуска теплоэнергии с горячей водой определяется по формуле

$$\Delta B_i^{rb} = (\beta_{ai}^{rb} - \beta_{bi}^{rb}) \beta_{bi}^3 \mathcal{E}_{\text{тепл } bi} Q_{ai} \cdot 10^{-3}, \quad (28)$$

где β_i^{rb} - доля отпуска теплотенергии с горячей водой;

$\mathcal{E}_{\text{тепл } i}$ - удельный расход электроэнергии на насосы теплофикационной установки, кВт·ч/Гкал;

β_i^3 - средний по теплофикационному оборудованию удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию, г/(кВт·ч).

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО КОНДЕНСАЦИОННОМУ И ТЕПЛОФИКАЦИОННОМУ ЦИКЛАМ

Отпуск электроэнергии (млн.кВт·ч) по конденсационному и теплофикационному циклам для каждой из групп теплофикационного оборудования определяется по формулам:

$$\mathcal{E}_i^{kn} = \mathcal{E}_i^{kn(\delta)} (1 - \mathcal{E}_{cni}^{kn}) \frac{\mathcal{E}_i}{\mathcal{E}_i - \mathcal{E}_{cni}}; \quad (29)$$

$$\mathcal{E}_i^{тф} = \mathcal{E}_i^{тф(\delta)} (1 - \mathcal{E}_{cni}^{тф}) \frac{\mathcal{E}_i}{\mathcal{E}_i - \mathcal{E}_{cni}}, \quad (30)$$

где \mathcal{E}_i - общий отпуск электроэнергии теплофикационным оборудованием, млн.кВт·ч;

\mathcal{E}_{cni} - суммарный расход электроэнергии на собственные нужды теплофикационного оборудования на выработку электроэнергии, млн.кВт·ч;

$\mathcal{E}_{cni}^{kn}, \mathcal{E}_{cni}^{тф}$ - доля расхода электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии соответственно по конденсационному и теплофикационному циклам:

$$\mathcal{E}_{cni}^{kn} = \frac{\mathcal{E}_{cni}^{kn}}{\mathcal{E}_i^{kn(b)}}; \quad \mathcal{E}_{cni}^{тф} = \frac{\mathcal{E}_{cni}^{тф}}{\mathcal{E}_i^{тф(b)}}. \quad (31)$$

Общий расход электроэнергии на собственные нужды, связанный с выработкой электроэнергии, распределяется между конденсационным и теплофикационным циклами пропорционально соответствующим расходам тепла на выработку электроэнергии, при этом расход электроэнергии на циркуляционные насосы полностью относится к конденсационному циклу:

$$\mathcal{E}_{cni}^{kn} = (\mathcal{E}_{эcni} - \beta_i^{kn} \mathcal{E}_{цni}) \frac{Q_{эi}^{kn}}{Q_{эi} \beta_i} + \mathcal{E}_{цni}; \quad (32)$$

$$\mathcal{E}_{cni}^{тф} = \left[\mathcal{E}_{эcni} - (1 - \beta_i^{kn}) \mathcal{E}_{цni} \right] \frac{Q_{эi}^{тф}}{Q_{эi} (1 - \beta_i^{kn})}, \quad (33)$$

где $\mathcal{E}_{эcni} = \frac{\mathcal{E}_{эcni}}{\mathcal{E}_i^б}$ - доля расхода электроэнергии на собственные нужды группы оборудования на выработку электроэнергии;

$\beta_i^{kn} = \frac{\mathcal{E}_i^{kn(b)}}{\mathcal{E}_i^б}$ - доля выработки электроэнергии теплофикационным оборудованием по конденсационному циклу;

$\mathcal{E}_{цni}$ - доля расхода электроэнергии на циркуляционные насосы в конденсационной выработке электроэнергии;

$Q_{эi}, Q_{эi}^{kn}, Q_{эi}^{тф}$ - расход тепла на выработку электроэнергии соответственно суммарную, по конденсационному и теплофикационному циклам, Гкал.

Расход тепла (Гкал) на выработку электроэнергии по теплофикационному циклу определяется по формуле

$$Q_{zi}^{тф} = q_{ти}^{тф} (1 - \beta_i^{кн}) \mathcal{E}_i^{\beta} \cdot 10^{-3}, \quad (34)$$

где $q_{ти}^{тф}$ - удельный расход тепла на производство электроэнергии по теплофикационному циклу, ккал/(кВт·ч).

Электростанции могут принимать значение $q_{ти}^{тф}$ по нормативным характеристикам турбин (с учетом снижения их экономичности эксплуатационных условиях), а энергообъединения - равным 895-900 ккал/(кВт·ч) для оборудования на давление свежего пара 90-240 кгс/см² и 930-940 ккал/(кВт·ч) для остального оборудования.

Расход тепла на выработку электроэнергии по конденсационному циклу определяется как разность между Q_{zi} и $Q_{zi}^{тф}$.

Удельные расходы топлива на отпущенную электроэнергию (г/(кВт·ч)), выработанную по конденсационному и теплофикационному циклам, подсчитываются по формулам:

$$\beta_i^{кн} = \frac{B_{zi} Q_{zi}^{кн}}{\mathcal{E}_i^{кн} Q_{zi}}; \quad (35)$$

$$\beta_i^{тф} = \frac{B_{zi} Q_{zi}^{тф}}{\mathcal{E}_i^{тф} Q_{zi}}. \quad (36)$$

Для упрощения расчетов рекомендуется рассчитывать показатели, характеризующие производство электроэнергии только по теплофикационному циклу, а показатели конденсационного цикла определять как остаточные значения общих показателей производства электроэнергии.

5. УПРОЩЕННЫЕ РАСЧЕТЫ СОСТАВЛЯЮЩИХ ЭКОНОМИИ ТОПЛИВА ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

5.1. Упрощения при определении отдельных показателей

5.1.1. Общий отпуск электроэнергии (млн.кВт.ч) теплофикационным оборудованием распределяется между конденсационным и теплофикационным циклами пропорционально соответствующей выработке электроэнергии:

$$\mathcal{Z}_i^{KH} = \beta_i^{KH} \mathcal{Z}_i, \quad \mathcal{Z}_i^{T\Phi} = (1 - \beta_i^{KH}) \mathcal{Z}_i. \quad (37)$$

5.1.2. Детально рассчитанный для базового периода удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу принимается неизменным:

- для главных производственных и районных энергетических управлений, а также для электростанций - в течение 3 лет;
- для остальных энергообъединений - в течение 5 лет.

В течение указанных сроков удельный расход топлива γ /(кВт.ч) на отпуск электроэнергии по конденсационному циклу определяется по формуле

$$\beta_i^{KH} = \frac{\beta_i \mathcal{Z}_i - \beta_i^{T\Phi} \mathcal{Z}_i^{T\Phi}}{\mathcal{Z}_i^{KH}}, \quad (38)$$

где β_i - средний по теплофикационному оборудованию удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию, γ /(кВт.ч).

При таком способе определения удельных расходов топлива не подсчитывается экономия топлива от повышения экономичности производства электроэнергии по теплофикационному циклу.

5.2. Упрощение методики

5.2.1. При определении удельных расходов топлива конденсационного и теплофикационного циклов в соответствии с п.5.1.2 общую экономию условного топлива (τ) в энергообъединении можно представить в виде трех составляющих:

- вследствие повышения эффективности теплофикации

$$\Delta B_{тфк} = \sum_i^n (\beta_{\delta i}^{тф} - \beta_{\delta}^{кн}) (\mathcal{E}_{ai}^{тф} - \mathcal{E}_{\delta i}^{тф} \frac{\mathcal{E}_a}{\mathcal{E}_{\delta}}); \quad (39)$$

- вследствие улучшения структуры выработки электроэнергии по конденсационному циклу

$$\Delta B_{стр}^{кн} = \sum_i^n (\beta_{\delta i}^{кн} - \beta_{\delta}^{кн}) (\mathcal{E}_{ai}^{кн} - \mathcal{E}_{\delta i}^{кн} \frac{\mathcal{E}_a}{\mathcal{E}_{\delta}}); \quad (40)$$

- вследствие повышения экономичности производства электроэнергии по конденсационному циклу отдельными группами оборудования

$$\Delta B_{эк}^{кн} = \sum_i^n (\beta_{ai}^{кн} - \beta_{\delta i}^{кн}) \mathcal{E}_{ai}^{кн}. \quad (41)$$

5.2.2. В тех случаях, когда известно, в какой мере каждая из групп оборудования заменила отпуск электроэнергии другой группы, определяются следующие составляющие экономии условного топлива (τ) в энергообъединении:

- вследствие повышения эффективности теплофикации

$$\Delta B_{тфк} = \sum_i^n (\beta_{\delta n}^{тф} - \beta_{\delta m}^{кн}) \Delta \alpha_m \mathcal{E}_a; \quad (42)$$

- вследствие улучшения структуры выработки электроэнергии по конденсационному циклу

$$\Delta B_{стр}^{кн} = \sum_i^n (\beta_{\delta n}^{кн} - \beta_{\delta m}^{кн}) \Delta \alpha_m \mathcal{E}_a; \quad (43)$$

- вследствие повышения экономичности производства электроэнергии отдельными группами оборудования [по формулам (14), (15)].

В формулах (42) и (43) индекс n присвоен группе оборудования, которая заменила отпуск электроэнергии группы оборудо-

ния m на значение $\Delta \alpha_m$, где α - доля отпуска электроэнергии группой оборудования в общем отпуске ее энергообъединением.

Приложение I

ГРУППИРОВКА ОБОРУДОВАНИЯ ПО ПАРАМЕТРАМ СВЕЖЕГО ПАРА И ТИПУ ОБОРУДОВАНИЯ

Номер группы	Давление свежего пара перед турбиной, кгс/см ²	Тип оборудования
I	240	Конденсационные энергоблоки 1200 МВт
2		Конденсационные энергоблоки 800 МВт
3		Конденсационные энергоблоки 500 МВт
4		Конденсационные энергоблоки 300 МВт
5		Теплофикационные энергоблоки 250 МВт
6	170-300	Несерийное оборудование
7	130	Конденсационные энергоблоки 200-210 МВт
8		Конденсационные энергоблоки 150-160 МВт
9		Теплофикационные энергоблоки 175-180 МВт
10		Остальное теплофикационное оборудование
11	90	Конденсационное оборудование
12		Теплофикационное оборудование
13	45-120	Конденсационное и теплофикационное оборудование иностранных фирм
14	Менее	Стационарное конденсационное оборудование
15	45	Стационарное теплофикационное оборудование
16	Парогазовые установки	

О к о н ч а н и е п р и л о ж е н и я I

Номер группы	Давление свежего пара перед турбиной, кгс/см ²	Тип оборудования
I7		Газотурбинные установки
I8		Энергопоезда и дизельные электростанции
I9		Районные котельные

П р и м е ч а н и е. В группу 6 включаются турбины СКР-100 Каширской ГРЭС и СВР-50-3 Челябинской ТЭЦ-1 с приключенными к ним турбинами среднего давления, а также энергоблоки 150 МВт Черепетской ГРЭС; в группу I8 - все энергопоезда вне зависимости от типа установленного на них оборудования; в группу I9 - все районные котельные, в том числе и состоящие на балансе электростанций; в группы I0-I3 - также противодавленческие турбины соответствующего давления свежего пара с приключенными к ним турбинами среднего и низкого давления; в группы I0-I1 - также турбины соответствующего давления свежего пара производства ЧССР.

**ПРИМЕР РАСЧЕТА СОСТАВЛЯЮЩИХ ЭКОНОМИИ ТОПЛИВА В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИИ
ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Исходные данные

Группа оборудования	Базовый период						Анализируемый период					
	Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч			Удельный расход топлива, г/(кВт·ч)			Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч			Удельный расход топлива, г/(кВт·ч)		
	$\mathcal{E}_{бi}$	$\mathcal{E}_{бi}^{KH}$	$\mathcal{E}_{бi}^{TФ}$	$\beta_{бi}$	$\beta_{бi}^{KH}$	$\beta_{бi}^{TФ}$	\mathcal{E}_{ai}	\mathcal{E}_{ai}^{KH}	$\mathcal{E}_{ai}^{TФ}$	β_{ai}	β_{ai}^{KH}	$\beta_{ai}^{TФ}$
Энергоблоки:												
800 МВт	7000	7000	-	365	365	-	9000	9000	-	350	350	-
300 МВт	68000	68000	-	350	350	-	76000	76000	-	345	345	-
200 МВт	45000	45000	-	366	366	-	55000	55000	-	364	364	-
150 МВт	25000	25000	-	372	372	-	26000	26000	-	375	375	-
КЭС 90 кгс/см ²	13000	13000	-	435	435	-	13500	13500	-	440	440	-
КЭС 45 кгс/см ²	2500	2500	-	555	555	-	2000	2000	-	560	560	-
ТЭЦ 240 кгс/см ²	2200	1408	792	299	380	155	5800	3480	2320	285	375	150
ТЭЦ 130 кгс/см ²	39000	13650	25350	244	400	160	44625	16500	28125	246	396	158
ТЭЦ 90 кгс/см ²	14000	5300	8700	273	447	167	14600	5800	8800	279	455	163
ТЭЦ 45 кгс/см ²	5000	1500	3500	299	600	170	4450	1100	3350	285	620	175
Энергообъединение	$\mathcal{E}_б$	$\mathcal{E}_б^{KH}$	$\mathcal{E}_б^{TФ}$	$\beta_б$	$\beta_б^{KH}$	$\beta_б^{TФ}$	\mathcal{E}_a	\mathcal{E}_a^{KH}	$\mathcal{E}_a^{TФ}$	β_a	β_a^{KH}	$\beta_a^{TФ}$
	220700	182358	38342	338,280	375,260	162,398	250975	208380	42595	335,382	371,245	159,934

Результаты расчета по основной методике

Группа оборудования	Разность удельных расходов топлива, г/(кВт·ч)				Экономия (-), перерасход (+) условного топлива (т) вследствие изменения			
					структуры отпуска электроэнергии		удельных расходов топлива по группам оборудования	
	$\delta_{бi}^{кн} - \delta_{б}^{кн}$	$\delta_{бi}^{тф} - \delta_{б}^{тф}$	$\delta_{аi}^{кн} - \delta_{бi}^{кн}$	$\delta_{аi}^{тф} - \delta_{бi}^{тф}$	Конденсационный цикл [формула (2)] $\Delta B_{стри}^{кн}$	Теплофикационный цикл [формула (3)] $\Delta B_{стри}^{тф}$	Конденсационный цикл [формула (14)] $\Delta B_{эки}^{кн}$	Теплофикационный цикл [формула (15)] $\Delta B_{эки}^{тф}$
Энергоблоки:								
800 МВт	-10,26	-	-15	-	-10271	-	-135000	-
300 МВт	-25,26	-	-5	-	+43028	-	-380000	-
200 МВт	-9,26	-	-2	-	-33138	-	-110000	-
150 МВт	-3,26	-	+3	-	+8370	-	+78000	-
КЭС 90 кгс/см ²	59,74	-	+5	-	-80952	-	+67500	-
КЭС 45 кгс/см ²	179,74	-	+5	-	-153991	-	-10000	-
ЭЦ 240 кгс/см ²	4,74	-7,398	-5	-5	+8869	-10654	-17400	-11600
ЭЦ 130 кгс/см ²	24,74	-2,398	-4	-2	+22320	+88	-66000	-56250
ЭЦ 90 кгс/см ²	71,74	+4,602	+8	-4	-18387	-3981	+46400	-35200
ЭЦ 45 кгс/см ²	224,74	+7,602	+20	+5	-138001	-4092	+22000	+16750
Энергообъединение	-	-	$\delta_{а}^{кн} - \delta_{б}^{кн}$	$\delta_{а}^{тф} - \delta_{б}^{тф}$	$\Delta B_{стр}^{кн}$	$\Delta B_{стр}^{тф}$	$\Delta B_{эки}^{кн}$	$\Delta B_{эки}^{тф}$
	-	-	-4,015	-2,464	-352153	-18639	-484500	-86300
					$\Delta B_{стр} = -370792$ $\Delta B_{стр} = -1,477$	$\Delta B_{эки} = -570800$ $\Delta B_{эки} = -2,274$		

. Перерасход условного топлива вследствие снижения эффективности теплофикации [формула (1)]:

$$B_{тфк} = (162,398 - 375,260) \cdot (42595 - 38342 \cdot \frac{250975}{220700}) = +214277 \text{ т или } +0,854 \text{ г/(кВт·ч)}.$$

Общая экономия топлива в энергообъединении [формула (20)]:

$$\Delta B = (335,382 - 338,280) \cdot 250975 = -727326 \text{ т или } -2,898 \text{ г/(кВт·ч)};$$

$$\Delta B = \Delta B_{тфк} + \Delta B_{стр} + \Delta B_{эки} = 214277 - 370792 - 570800 = -727315 \text{ т или } -2,898 \text{ г/(кВт·ч)}.$$

Расхождение между общей экономией топлива и суммой отдельных составляющих является следствием округления цифр.

Экономия условного топлива по конденсационной подсистеме энергообъединения [формула (21)]:

$$\Delta B_{пс}^{кн} = \Delta B_{стр}^{кн} + \Delta B_{эки}^{кн} = -352153 - 484500 = -836653 \text{ т или } -4,015 \text{ г/(кВт·ч)}.$$

Экономия условного топлива по теплофикационной подсистеме энергообъединения [формула (22)]:

$$\Delta B_{пс}^{тф} = \Delta B_{стр}^{тф} + \Delta B_{эки}^{тф} = -18639 - 86300 = -104939 \text{ т или } -2,464 \text{ г/(кВт·ч)}.$$

Продолжение приложения 2

Результаты расчета по упрощенной (см. п.5.1.2 и 5.2.1) методике

Группа оборудования	Удельные расходы топлива анализируемого периода, г/(кВт.ч)			Разность удельных расходов топлива, г/(кВт.ч)			Экономия (-), перерасход (+) условного топлива (т) вследствие изменения		
	δ_{ai}	$\delta_{ai}^{тф}$	$\delta_{ai}^{кн}$	$\delta_{\delta i}^{тф} - \delta_{\delta}^{кн}$	$\delta_{\delta i}^{кн} - \delta_{\delta}^{кн}$	$\delta_{ai}^{кн} - \delta_{\delta i}^{кн}$	эффективности теплофикация (формула (39)) $\Delta B_{тфк i}$	структуры выработки электроэнергии по конденсационному циклу (формула (41)) $\Delta B_{стр i}^{кн}$	удельных расходов топлива по группам оборудования (формула (41)) $\Delta B_{\Sigma k i}^{кн}$
Энергоблоки:									
800 МВт	350	-	350	-	-10,26	-15	-	-10668	-135000
300 МВт	345	-	345	-	-25,26	-5	-	+33546	-380000
200 МВт	364	-	364	-	-9,26	-2	-	-35438	-110000
150 МВт	375	-	375	-	-3,26	+3	-	+7920	+78000
КЭС 90 кгс/см ²	440	-	440	-	59,74	+5	-	-76665	+67500
КЭС 45 кгс/см ²	560	-	560	-	179,74	+5	-	-151511	+10000
ТЭЦ 240 кгс/см ²	285	155	371,667	-220,26	4,74	-8,333	-312627	+8906	-28999
ТЭЦ 130 кгс/см ²	246	160	392,591	-215,26	24,74	-7,409	+151207	+24184	-122249
ТЭЦ 90 кгс/см ²	279	167	448,931	-208,26	71,74	+1,931	+227720	-16288	+11300
ТЭЦ 45 кгс/см ²	285	170	635,227	-205,26	224,74	+35,227	+129338	-136140	+38750
Энергообъединение	δ_a	$\delta_a^{тф}$	$\delta_a^{кн}$	-	-	$\delta_a^{кн} - \delta_{\delta}^{кн}$	$\Delta B_{тфк}$	$\Delta B_{стр}^{кн}$	$\Delta B_{\Sigma k}^{кн}$
	335,382	161,960	370,831	-	-	-0,414	+195638	-352154	-570798
							$\Delta \delta_{тфк}^{кн} = +0,780$	$\Delta \delta_{стр}^{кн} = -1,403$	$\Delta \delta_{\Sigma k}^{кн} = -2,274$

Исходные данные и расчет по упрощенной (п.5.2.2) методике

Группа оборудования		Базовый период			Анализируемый период			Увеличение (+) уменьшение (-) доли отпуска электроэнергии
		Отпуск электро- энергии, млн.кВт.ч	Доля от- пуска электро- энергии	Удельный расход топлива, г/(кВт.ч)	Отпуск электро- энергии, млн.кВт.ч	Доля от- пуска электро- энергии	Удельный расход топлива, г/(кВт.ч)	
		$\mathcal{E}_{\delta i}$	$\alpha_{\delta i}$	$\delta_{\delta i}$	$\mathcal{E}_{a i}$	$\alpha_{a i}$	$\delta_{a i}$	$\Delta \alpha_i$
Энергоблоки 200 МВт		4188	0,698	360	4284	0,68	358	-0,018
ТЭЦ 130 кгс/см ²	Конденсационный цикл	888	0,148	400	1008	0,16	404	+0,012
	Теплофикационный цикл	834	0,139	165	882	0,14	162	+0,001
ТЭЦ 90 кгс/см ²	Теплофикационный цикл	90	0,015	170	126	0,02	168	+0,005
Энергообъединение		\mathcal{E}_{δ}	α_{δ}	δ_{δ}	\mathcal{E}_{a}	α_{a}	δ_{a}	$\Delta \alpha$
		6000	1,000	335,965	6300	1,00	334,120	0

1. Экономия условного топлива вследствие увеличения выработки электроэнергии по теплофикационному циклу [формула (42)]:

$$\begin{aligned} \Delta B_{\text{тфк}} &= [(\delta_{\delta 130}^{\text{тф}} - \delta_{\delta 200}^{\text{кн}}) \Delta \alpha_{130}^{\text{тф}} + (\delta_{\delta 90}^{\text{тф}} - \delta_{\delta 200}^{\text{кн}}) \Delta \alpha_{90}^{\text{тф}}] \mathcal{E}_a = \\ &= [(165-360) \cdot 0,001 + (170-360) \cdot 0,005] \cdot 6300 = -7213,5 \text{ т или } -1,145 \text{ г/(кВт.ч)}. \end{aligned}$$

2. Перерасход условного топлива вследствие ухудшения структуры выработки электроэнергии по конденсационному циклу [формула (43)]:

$$\Delta B_{\text{стр}}^{\text{кн}} = (\delta_{\delta 130}^{\text{кн}} - \delta_{\delta 200}^{\text{кн}}) \Delta \alpha_{130}^{\text{кн}} \mathcal{E}_a = (400-360) \cdot 0,012 \cdot 6300 = +3024,0 \text{ т или } +0,48 \text{ г/(кВт.ч)}.$$

3. Экономия условного топлива вследствие снижения удельных расходов топлива по отдельным группам оборудования [формулы (14) и (15)]:

$$\begin{aligned} \Delta B_{\text{ЭК}} &= (\delta_{a 200}^{\text{кн}} - \delta_{\delta 200}^{\text{кн}}) \mathcal{E}_{a 200}^{\text{кн}} + (\delta_{a 130}^{\text{кн}} - \delta_{\delta 130}^{\text{кн}}) \mathcal{E}_{a 130}^{\text{кн}} + (\delta_{a 130}^{\text{тф}} - \delta_{\delta 130}^{\text{тф}}) \mathcal{E}_{a 130}^{\text{тф}} + (\delta_{a 90}^{\text{тф}} - \delta_{\delta 90}^{\text{тф}}) \mathcal{E}_{a 90}^{\text{тф}} = \\ &= (358-360) \cdot 4284 + (404-400) \cdot 1008 + (162-165) \cdot 882 + (168-170) \cdot 126 = -7434,0 \text{ т или } -1,18 \text{ г/(кВт.ч)}. \end{aligned}$$

4. Общая экономия условного топлива [формулы (20) и (40)]:

$$\Delta B = (\delta_a - \delta_{\delta}) \mathcal{E}_a = (334,120 - 335,965) \cdot 6300 = -11623,5 \text{ т или } -1,845 \text{ г/(кВт.ч)};$$

$$\Delta B = \Delta B_{\text{тфк}} + \Delta B_{\text{стр}}^{\text{кн}} + \Delta B_{\text{ЭК}} = -7213,5 + 3024,0 - 7434,0 = -11623,5 \text{ т или } -1,845 \text{ г/(кВт.ч)}.$$

1
2
3

О Г Л А В Л Е Н И Е

1. Общие положения	7
2. Экономия топлива при производстве электроэнергии	9
3. Экономия топлива при производстве теплоты	15
4. Определение показателей, характеризующих производство электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам	17
5. Упрощенные расчеты составляющих экономии топлива при производстве электроэнергии	20
Приложение 1. Группировка оборудования по параметрам свежего пара и типу оборудования ..	22
Приложение 2. Пример расчета составляющих экономии топлива в энергообъединении при производстве электроэнергии	24

Ответственный редактор Н.К.Демурова
Литературный редактор З.И.Игнаткова
Технический редактор Е.Н.Безза
Корректор Н.Я.Кравец

Подписано к печати 12/II 1980 г.	Формат 60х84 1/16
Печ.л.1,75(усл.печ.л.1,57) Уч.-изд.л.1,4	Тираж 500 экз.
Заказ № 44/80	Издат. № 12/80
	Цена 21 коп.

Производственная служба передового опыта и информации Союзтехэнерго
109432, Москва, 2-й Кожуховский проезд, д.29, корп.6
Участок оперативной полиграфии СПО Союзтехэнерго
117292, Москва, ул.Ивана Бабушкина, д.23, корп.2