
ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ МОДЕЛЮВАННЯ

УДК 621.019

Э.М. Фархадзаде, д-р техн. наук,
А.З. Мурадалиев, д-р техн. наук, **Ю.З. Фарзалиев**, канд. техн. наук,
Т.К. Рафиева, канд. техн. наук, **С.А. Абдуллаева**, аспирантка
Азербайджанский научно-исследовательский
и проектно-изыскательский ин-т энергетики
(Азербайджанская Республика, Az1012 Баку, пр-т Г. Зардаби, 94,
тел (+99412) 4316407, e-mail: elmeht@rambler.ru)

Повышение эффективности работы паротурбинных установок энергоблоков ТЭС

Разработана автоматизированная система анализа и синтеза технико-экономических показателей (ТЭП) для повышения эффективности работы паротурбинных установок энергоблоков ТЭС в условиях, когда точность нормативных значений недостаточна. Синтез ТЭП «вручную» связан с высоким риском ошибочного решения эксплуатационных задач. Кроме информационной поддержки система обеспечивает методическую поддержку персонала в виде рекомендаций по повышению эффективности работы как отдельных энергоблоков, так и ТЭС в целом. Объективность этих рекомендаций несомненна в рамках исходных данных.

Ключевые слова: эффективность, паротурбинная установка, энергоблок, узлы, анализ, синтез, нормативы старения, информационная и методическая поддержка, автоматизированная система.

Розроблено автоматизовану систему аналізу і синтезу техніко-економічних показників (ТЕП) для підвищення ефективності роботи паротурбінних установок енергоблоків ТЕС в умовах, коли точність нормативних значень недостатня. Синтез ТЕП «вручну» пов'язаний з високим ризиком помилкового вирішення експлуатаційних задач. Крім інформаційної підтримки система забезпечує методичну підтримку персоналу у вигляді рекомендацій по підвищенню ефективності роботи як окремих енергоблоків, так і ТЕС в цілому. Об'єктивність цих рекомендацій безсумнівна в рамках вихідних даних.

Ключові слова: ефективність, паротурбінна установка, енергоблок, вузли, аналіз, синтез, нормативи старіння, інформаційна та методична підтримка, автоматизована система.

Постановка задачи. Анализ технико-экономических показателей (ТЭП) относится к числу важнейших составляющих обеспечения эффективности (надежности, экономичности и безопасности) работы паротурбинных установок (ПТУ) ТЭС. Именно поэтому проверку выполнения правил технической эксплуатации и обсуждение результатов анализа ТЭП энергоблоков [1] электростанций рекомендуется проводить не реже одного раза в месяц.

© Э.М. Фархадзаде, А.З. Мурадалиев, Ю.З. Фарзалиев, Т.К. Рафиева, С.А. Абдуллаева, 2018

Традиционно анализ состоит в сравнении фактических и нормативных значений ТЭП [2]. Расхождения этих значений определяет резерв тепловой экономичности и рекомендации, обеспечивающие повышение эффективности работы объектов ТЭС. Для энергоблоков мощностью 300 МВт и более громоздкость расчетов десятков ТЭП и их нормативных значений, высокая вероятность ошибок ручного счета обуславливают целесообразность проведения анализа ТЭП средствами автоматизированных систем управления (АСУ). Основой используемых на практике программ и алгоритмов АСУ является типовой алгоритм расчета ТЭП [3] и энергетические характеристики (ЭХ) энергоблоков. Систематическое повышение достоверности рекомендаций достигается экспериментальным уточнением ЭХ в среднем через четыре года [1] после выполнения капитального ремонта энергоблока. Со временем износ оборудования приводит к изменению ЭХ и увеличению погрешности расчета нормативных значений ТЭП и числа поправок, учитывающих старение. В конечном итоге наступает момент, когда неавтоматизированное уточнение нормативных ТЭП становится экономически нецелесообразным [4].

В настоящее время срок службы значительной части ПТУ мощностью 300 МВт, изготовленных на ЛМЗ (Ленинградском металлургическом заводе), превышает парковый ресурс [5]. В этих условиях повышение эффективности работы ПТУ энергоблоков ТЭС не только актуально, но и необходимо. В [3] указано, что целью анализа ТЭП является:

- обеспечение наиболее экономичной эксплуатации энергоблоков;
- прогнозирование ремонта энергоблоков;
- оценка качества работы оперативного персонала;
- прогнозирование проведения наладочных испытаний;
- составление отчетности о тепловой экономичности.

Все эти задачи, и ряд других, решаются персоналом интуитивно по величинам разности фактических и приближенных нормативных значений десятков ТЭП. Универсальным по достоверности результатом мог бы быть автоматизированный расчет ЭХ. Однако это требует решения многих вопросов, связанных с измерениями, и в настоящее время для находящихся в эксплуатации ПТУ энергоблоков 300 МВт ТЭС автоматизированный расчет ЭХ еще недоступен [4]. Интуитивное решение перечисленных эксплуатационных задач [3], а также распознавание «слабых звеньев» (узлов) энергоблоков ТЭС, распределение нагрузки между энергоблоками с учетом их технического состояния, оценка целесообразности отключения энергоблока в резерв и ряд других эксплуатационных задач требует умения безошибочного сравнения эффективности работы энергоблоков ТЭС и на этой основе их ранжирования.

Будем проводить ранжирование в порядке повышения эффективности работы объектов. Ранжирование, в свою очередь, предполагает возможность оценки интегрального показателя (I_p) эффективности работы энергоблока. Следовательно, наряду с анализом ТЭП не менее важное значение имеет синтез ТЭП. Разработка метода и алгоритма синтеза ТЭП позволяет дополнить информационную поддержку персонала методической, обеспечивающей персонал рекомендациями для безошибочного решения эксплуатационных задач.

Особенности анализа и синтеза ТЭП ПТУ. Алгоритмы анализа и синтеза ТЭП ПТУ разработаны на основе алгоритмов анализа и синтеза ТЭП котельных установок энергоблоков [6, 7]. При этом использован укрупненный алгоритм (последовательность) преобразования исходных данных и уточнен алгоритм оценки значимости корреляционной взаимосвязи ТЭП [8], а именно:

установлено, что совместное применение критериев наличия линейной корреляции Пирсона γ и ранговой корреляции Спирмена ρ , определяющих различные статистические свойства выборок, повышает достоверность решения;

решение о наличии значимой корреляционной взаимосвязи ТЭП принимается посредством сопоставления фактических коэффициентов корреляции Пирсона γ_3 и Спирмена ρ_3 с оптимальными их значениями, соответствующими минимальному суммарному риску ошибочного решения [9] (результаты анализа взаимосвязи рассматриваемых ТЭП формируются в матричной форме);

корреляционная взаимосвязь ТЭП полагается значимой, если γ_3 или ρ_3 , или γ_3 и ρ_3 , превышает оптимальное значение коэффициента корреляции $\gamma_{оп} = \rho_{оп}$;

разработан алгоритм кластерного анализа ТЭП на основе сведений об их значимой корреляционной взаимосвязи; на каждом кластере при формировании узла ПТУ задается эквивалентная характеристика, представляющая собой оценки вероятности проявления суммы составляющих кластер реализаций ТЭП. Для независимых ТЭП экспериментальная и эквивалентная характеристики оценки вероятности проявления реализаций ТЭП совпадают;

сохранен перечень, но уточнена структура выходных форм анализа и синтеза ТЭП:

форма 1ФНТУ — для характеристики эффективности работы конкретной ПТУ;

форма 2ФНТУ — для характеристики качества управления конкретной ПТУ;

форма 1ФСТУ — для характеристики эффективности всех (Σ) ПТУ ТЭС;

форма 2ФСТУ — для характеристики качества управления всех ПТУ ТЭС;

форма 3ФНТУ — для характеристики сохраняемости ПТУ при длительном отключении N -го энергоблока (в резерв, на плановый ремонт, в резерв с последующим переводом на плановый ремонт);

форма 4ФНТУ — для характеристики качества ремонта N -го ПТУ; расширен перечень решаемых эксплуатационных задач, в частности введены в рассмотрение вопросы надежности (безотказность, качество управления, сохраняемость и ремонт) узлов ПТУ.

Алгоритм ранжирования ПТУ. Формирование расчетного множества ТЭП имеет некоторые особенности, в частности, расчетное множество ТЭП отличается от фактического множества ТЭП. Ряд ТЭП, не отвечающих предъявляемым требованиям, исключаются из рассмотрения.

1. Поскольку основной трудностью решения указанных выше эксплуатационных задач является достоверное сравнение и последующее ранжирование эффективности работы энергоблоков ТЭС, ТЭП энергоблоков должны допускать такое сравнение. Например, одним из основных ТЭП энергоблоков является выработка электроэнергии. Но этот показатель зависит, прежде всего, от времени работы энергоблока в течение месяца, которое может иногда составлять всего лишь несколько дней. В то же время, коэффициент технического использования и удельный расход электроэнергии на собственные нужды (СН), представляемые в относительных единицах (о.е.), более приспособлены для сравнения.

В табл. 1. приведены фактические среднемесячные значения ТЭП ПТУ энергоблоков ТЭС. Используются следующие условные обозначения:

ПТ — паровая турбина;

ПП — система промперегрева;

КОН — конденсатор;

$N_{э\text{ ср}}$ и $N_{э\text{ max}}$ — средняя и максимальная электрические нагрузки;

$P_{п.св}$ и $T_{п.св}$ — давление и температура свежего пара;

$q_t^{\text{бр}}$ — фактическое значение удельного расхода тепла «брутто»;

δq_t — относительное расхождение фактических значений удельного расхода тепла «нетто» и «брутто», $\delta q_m = (q_t^{\text{нт}} - q_t^{\text{бр}}) / q_t^{\text{бр}}$, где $q_t^{\text{нт}}$ — фактическое значение удельного расхода тепла «нетто»;

$\delta P_{\text{пп}}$ — относительное изменение давления в системе промперегрева, $\delta P_{\text{пп}} = (P_{\text{пп}}^{\text{вых}} - P_{\text{пп}}^{\text{вх}}) / P_{\text{пп}}^{\text{вх}}$, где $P_{\text{пп}}^{\text{вых}}$ и $P_{\text{пп}}^{\text{вх}}$ — давление пара промперегрева соответственно на выходе и входе системы промперегрева;

$T_{\text{ПП}}^{\text{ВЫХ}}$ — температура пара после промпрегрева;
 $P_{\text{КОН}}$ — давление в конденсаторе;
 $\Delta T_{\text{о.в}}$ — изменение температуры охлаждающей воды, $\Delta T_{\text{о.в}} = (T_{\text{о.в}}^{\text{ВЫХ}} - T_{\text{о.в}}^{\text{ВХ}})$, где $T_{\text{о.в}}^{\text{ВЫХ}}$ и $T_{\text{о.в}}^{\text{ВХ}}$ — температура охлаждающей воды соответственно на выходе и входе конденсатора;
 $\Delta T_{\text{п}}$ — температурный напор;
 $\omega_{\text{СН}}^{\text{э}}$ и $\omega_{\text{СН}}^{\text{т}}$ — удельный расход соответственно электрической и тепловой энергии на СН.

2. Интегральный показатель эффективности работы ПТУ должен учитывать техническое состояние узлов, отказ которых приводит к необходимости отключения энергоблока. ТЭП, в свою очередь, должны отражать основные требования, предъявляемые к соответствующим узлам ПТУ.

3. Достоверность ранжирования ПТУ достигается посредством расчета I_p по статистически независимым ТЭП.

В табл. 2 приведены оценки статистических параметров выборок ТЭП семи энергоблоков ($n_v = 7$). Используются следующие обозначения:

$\Pi_{i,j}$ — оценка j -го ТЭП ПТУ i -го энергоблока, где $j = 1, m_{\text{п}}$; $i = 1, n_v$;
 $m_{\text{п}}$ — число ТЭП;

Таблица 1. Фактические среднемесячные значения ТЭП ПТУ энергоблоков 300 МВт

| Номер п.п | Узел ПТУ | ТЭП | Значение ЭП ПТУ для энергоблока | | | | | | | | |
|-----------|----------|---|--------------------------------------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|--------|-------|
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | |
| 1 | ПТ | $N_{\text{э ср}}$, МВт | В р е з е р в е | 181,5 | 180,1 | 180,3 | 181,7 | 169,6 | 173 | 176,9 | |
| 2 | ПТ | $N_{\text{э max}}$, МВт | | 250 | 240 | 250 | 250 | 240 | 250 | 250 | |
| 3 | ПТ | $P_{\text{п.св}}$, АТМ | | 222,3 | 215 | 218,1 | 210,5 | 220,8 | 189,8 | 208,8 | |
| 4 | ПТ | $T_{\text{п.св}}$, °С | | 540 | 539,2 | 540 | 540 | 540 | 540 | 540 | 539,7 |
| 5 | ПТ | $q_{\text{т}}^{\text{бр}}$, ккал/кВт.ч | | 1925 | 1925 | 1888 | 1895 | 1913 | 1905 | 1893 | |
| 6 | ПТ | $\delta q_{\text{т}}$ | | 0,0166 | 0,0192 | 0,019 | 0,0162 | 0,0188 | 0,0182 | 0,0184 | |
| 7 | ПП | $\delta P_{\text{п}}$, о.е | | 0,128 | 0,125 | 0,13 | 0,131 | 0,123 | 0,126 | 0,117 | |
| 8 | ПП | $T_{\text{ПП}}^{\text{ВЫХ}}$, о.е. | | 540 | 538,2 | 540 | 540 | 540 | 538,6 | 539,7 | |
| 9 | КОН | $P_{\text{КУ}}$, °С | | 0,089 | 0,06 | 0,084 | 0,072 | 0,091 | 0,067 | 0,064 | |
| 10 | КОН | $\Delta T_{\text{о.в}}$, АТМ | | 7,7 | 7,5 | 6,5 | 5,4 | 6,5 | 6,9 | 7,6 | |
| 11 | КОН | $\Delta T_{\text{п}}$, °С | | 12,8 | 16,1 | 14,3 | 8,2 | 10 | 16 | 17,2 | |
| 12 | СН | $\omega_{\text{СН}}^{\text{э}}$, °С | | 1,44 | 1,66 | 1,7 | 1,47 | 1,64 | 1,51 | 1,61 | |
| 13 | СН | $\omega_{\text{СН}}^{\text{т}}$, о.е. | | 0,21 | 0,24 | 0,16 | 0,16 | 0,17 | 0,32 | 0,22 | |

$\Pi_{\min, j}^*$ и $\Pi_{\max, j}^*$ — соответственно наименьшее и наибольшее значения j -го ТЭП;

$L^*(\Pi_{i, j})$ — размах реализации j -го ТЭП, $L^*(\Pi_j) = (\Pi_{\max, j}^* - \Pi_{\min, j}^*)$;

$Md^*(\Pi_j)$ — медиана j -го ТЭП; $Md^*(\Pi_j) = 0,5 (\Pi_{\max, j}^* + \Pi_{\min, j}^*)$;

$\delta L^*(\Pi_j) = [L(\Pi_j) / Md^*(\Pi_j)] \cdot 10^{-2}, \%$.

Положительное направление изменения ТЭП соответствует повышению эффективности работы ПТУ при увеличении ТЭП, и наоборот. Учет направления изменения ТЭП важен. Например, если наибольшая среднемесячная нагрузка свидетельствует о наибольшей надежности и оценивается в пять баллов, то наибольшему расходу электроэнергии на СН нельзя присваивать пять баллов. В ряде случаев все реализации ТЭП ПТУ оказываются равными или различаются незначительно. Учитывать эти ТЭП при расчете I_p нецелесообразно, так как они, как правило, искажают результат ранжирования. Принято учитывать ТЭП, если $\delta L^*(\Pi_j) < 1\%$.

Как следует из табл. 2, относительный размах ТЭП $T_{п.св}$ и $T_{пп}^{вблх}$ не превышает 1% и потому исключается из рассмотрения. Таким образом, число расчетных ТЭП m_Σ становится $m_\Pi = 11$.

Будем различать два типа алгоритмов нормирования реализаций ТЭП. Алгоритм первого типа, традиционный, предусматривает вычисления по формулам:

$$\begin{aligned} \delta \Pi_{i, j}^* &= \frac{\Pi_{i, j} - Md^*(\Pi_j)}{L^*(\Pi_j)}, \text{ если } \delta L^*(\Pi_j) > 0, \\ \delta \Pi_{i, j}^* &= \frac{Md^*(\Pi_j) - \Pi_{i, j}}{L^*(\Pi_j)}, \text{ если } \delta L^*(\Pi_j) < 0, \end{aligned} \quad (1)$$

где $Md^*(\Pi)$ и $L^*(\Pi)$ — медиана и размах j -го ТЭП при $j = 1, m_\Pi$.

Алгоритм второго типа сводится к преобразованию количественной шкалы непрерывных ТЭП в дискретные ТЭП пятибалльной системы и включает следующие вычисления:

размах изменения ТЭП представляется пятью интервалами;

каждое фактическое значение ТЭП заменяется номером интервала $M_{i, j}$, включающего эту реализацию, где $j = 1, m_\Pi$; $i = 1, n_v$.

Блок-схема второго алгоритма типа представлена на рисунке. Ввод в рассмотрение алгоритма данного не случаен. Во-первых, он проще, во-вторых — позволяет перейти от двухуровневой системы оценки эффективности работы к пятибалльной системе; в-третьих — допускает совместное рассмотрение ТЭП, измеряемых в количественной и порядковой шкалах.

В табл. 3 приведены расчетные значения $\delta\Pi_{i,j}$ и $M_{i,j}$ при $i = 1 - 7, j = 1 - 11$, а также суммарные значения нормированных ТЭП — интегральные показатели, позволяющие ранжировать энергоблоки:

$$I_{p,1} = \delta\Pi_{i,\Sigma}^* = \sum_{j=1}^{m_n} \delta\Pi_{i,j}, \quad I_{p,2} = M_{1,\Sigma} = \sum_{j=1}^{m_n} M_{i,j}.$$

Анализируя данные табл. 3, можно сделать следующие выводы. Результаты ранжирования не зависят от типа преобразования исходных данных, что может быть использовано для контроля. При классификации ПТУ ранжирование является необходимым, но недостаточным условием. Недостаточным потому, что отсутствуют сведения о характере расхождения смежных в ряду $M_{1,\Sigma}^*$ при $i = 1, n_v$. Для уточнения предлагается перейти к пятибалльной системе оценок значимости I_p с помощью следующего алгоритма классификации:

определяется интервал изменения $M_{i,\Sigma}$;

очевидно, что его минимальным значением будет число ТЭП, т.е. m_n ;

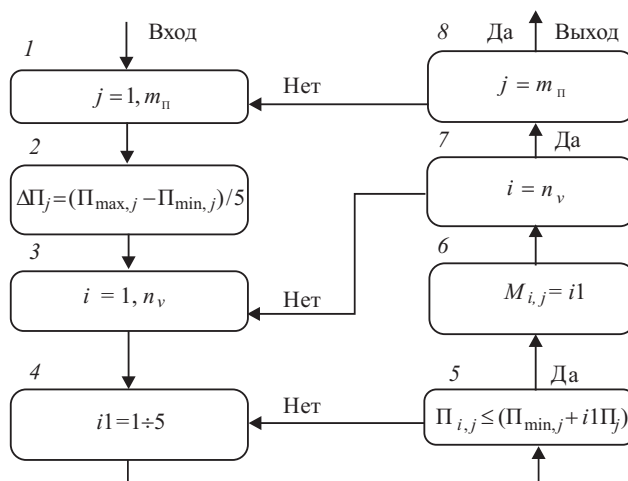
соответственно максимальное значение равно $5 m_n$;

следовательно, интервал возможных значений будет равен $4 m_n$, а величина каждого из пяти интервалов — равна $0,8 m_n$.

Поскольку при использовании алгоритма второго типа (см. табл. 3) расчетное число ТЭП равно 11, последовательность интервалов I_{p2} будет

Таблица 2. Статистические параметры выборок реализаций ТЭП ПТУ

| Номер п.п | ТЭП | $\Pi_{i,\min}$ | $\Pi_{i,\max}$ | $L^*(\Pi_i)$ | $Md^*(\Pi_i)$ | $\delta L^*(\Pi_i)$ | Направление изменения ТЭП |
|-----------|---------------------|----------------|----------------|--------------|---------------|---------------------|---------------------------|
| 1 | $N_{э, ср}$ | 169,6 | 181,7 | 12,1 | 175,65 | 6,889 | + |
| 2 | $N_{э, \max}$ | 240 | 250 | 10 | 245 | 4,082 | + |
| 3 | $P_{п.св}$ | 189,8 | 222,3 | 32,5 | 206,05 | 15,773 | + |
| 4 | $T_{п.св}$ | 539,2 | 540 | 0,8 | 539,6 | 0,148 | + |
| 5 | $q_{т}^{бр}$ | 1888 | 1925 | 37 | 1906,5 | 1,941 | - |
| 6 | $\delta q_{т}$ | 0,0162 | 0,0193 | 0,0031 | 0,0179 | 17,318 | - |
| 7 | $\delta P_{пп}$ | 0,117 | 0,131 | 0,014 | 0,124 | 11,29 | + |
| 8 | $T_{пп}^{вых}$ | 538,6 | 540 | 1,4 | 539,4 | 0,26 | + |
| 9 | $P_{кон}$ | 0,06 | 0,091 | 0,031 | 0,0755 | 41,06 | - |
| 10 | $\Delta T_{о.в}$ | 5,4 | 7,7 | 2,3 | 6,55 | 35,11 | - |
| 11 | $\Delta T_{п}$ | 8,2 | 17,2 | 9 | 12,7 | 70,866 | - |
| 12 | $\omega_{сн}^{э.э}$ | 1,44 | 1,7 | 0,26 | 1,57 | 16,56 | - |
| 13 | $\omega_{сн}^{т.э}$ | 0,16 | 0,32 | 0,16 | 0,24 | 66,667 | - |



Блок-схема алгоритма преобразования реализаций с количественной шкалой измерения в реализации дискретного типа

иметь вид 11,(8,8),55, а нижние граничные значения интервалов будут следующие: 11; 19,8; 28,6; 37,4; 46,2. Оценки технического состояния ПТУ получены при размещении $Ip_{1,\Sigma}$ в соответствующих интервалах. Например, $Ip_{1,\Sigma} = 39$ размещается в четвертом интервале $38,4 \div 46,2$. Техническое состояние только ПТУ пятого энергоблока оценивается на отлично. Техническое состояние ПТУ второго и четвертого энергоблоков оценивается как хорошее, а техническое состояние ПТУ седьмого и восьмого энергоблоков — как удовлетворительное. Наименее эффективна работа ПТУ третьего и шестого энергоблоков.

Классификация ТЭП по узлам позволяет установить причины наблюдаемого соотношения эффективности ПТУ и сопоставить техническое состояние узлов. Это позволяет существенно снизить объем вычислений при оценке характера взаимосвязи. Заметим, что ранжировка ПТУ энергоблоков по первому алгоритму (см. табл. 3) выполнена без учета возможной статистической взаимосвязи ТЭП, влияние которой может оказаться существенным [7]. Для того чтобы учесть взаимосвязь между всеми ТЭП ПТУ по данным табл. 3 и 4, необходимо вычислить 110 коэффициентов корреляции γ_3 и ρ_3 . Классификация ТЭП по узлам позволяет существенно сократить объем вычислений. Действительно, для ПТ с числом ТЭП $m_{ПТ} = 5$ необходимо выполнить 20 вычислений; для системы ПП с числом ТЭП, равным одному, вычисления не требуются; для конденсатора при $m_{КОН} = 3$ необходимо выполнить шесть вычислений, а для узла СН при $m_{СН} = 2$

Таблица 3. Результаты оценки технического состояния и ранжирования ПТУ энергоблоков 300 МВт ТЭС по первому и второму алгоритмам

| Номер п.п | Узел ПТУ | ТЭП ПТУ | Значение I_p , полученное для энергоблока ТЭС | | | | | | | | | | |
|-----------|----------|-----------------------------|---|-------------------|--------------------|---------------------|-------------------|-------------------|--------------------|--------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | | | |
| 1 | ПТ | $N_{э, ср}$ | Резерве | $\frac{0,483}{5}$ | $\frac{0,368}{5}$ | $\frac{0,384}{5}$ | $\frac{0,5}{5}$ | $\frac{-0,5}{1}$ | $\frac{-0,222}{2}$ | $\frac{0,103}{4}$ | | | |
| | | | | $\frac{0,5}{5}$ | $\frac{-0,5}{1}$ | $\frac{0,5}{5}$ | $\frac{0,5}{5}$ | $\frac{-0,5}{1}$ | $\frac{0,5}{5}$ | $\frac{0,5}{5}$ | | | |
| | | | | $\frac{0,5}{5}$ | $\frac{0,275}{4}$ | $\frac{0,371}{5}$ | $\frac{0,137}{4}$ | $\frac{0,454}{5}$ | $\frac{-0,5}{1}$ | $\frac{0,085}{5}$ | | | |
| | | | | $\frac{-0,5}{1}$ | $\frac{-0,5}{1}$ | $\frac{0,5}{5}$ | $\frac{0,311}{5}$ | $\frac{-0,18}{2}$ | $\frac{0,041}{3}$ | $\frac{0,365}{5}$ | | | |
| | | | | $\frac{0,33}{5}$ | $\frac{-0,33}{2}$ | $\frac{-0,33}{2}$ | $\frac{0,33}{5}$ | $\frac{0}{1}$ | $\frac{-0,33}{2}$ | $\frac{-0,33}{2}$ | | | |
| 6 | ПП | $\delta P_{ин}$ | | $\frac{0,286}{4}$ | $\frac{0}{3}$ | $\frac{0,429}{5}$ | $\frac{0,5}{5}$ | $\frac{0,07}{3}$ | $\frac{0,143}{4}$ | $\frac{-0,5}{1}$ | | | |
| | | | | 7 | КОН | $P_{КОН}$ | $\frac{-0,42}{1}$ | $\frac{0,516}{5}$ | $\frac{-0,26}{2}$ | $\frac{0,129}{4}$ | $\frac{-0,48}{1}$ | $\frac{0,29}{4}$ | $\frac{0,387}{5}$ |
| | | | | | | | $\frac{-0,47}{1}$ | $\frac{-0,5}{1}$ | $\frac{0,044}{3}$ | $\frac{0,5}{5}$ | $\frac{0,15}{3}$ | $\frac{0,084}{2}$ | $\frac{-0,5}{1}$ |
| 9 | | $\Delta T_{п}$ | | $\frac{-0,01}{3}$ | $\frac{-0,38}{1}$ | $\frac{-0,18}{2}$ | $\frac{0,5}{5}$ | $\frac{0,3}{5}$ | $\frac{-0,37}{1}$ | $\frac{-0,5}{1}$ | | | |
| | | | | 10 | СН | $\omega_{СН}^{э,э}$ | $\frac{0,5}{5}$ | $\frac{-0,35}{1}$ | $\frac{-0,5}{1}$ | $\frac{0,385}{5}$ | $\frac{-0,27}{1}$ | $\frac{0,231}{4}$ | $\frac{-0,15}{2}$ |
| 11 | | $\omega_{СН}^{т,э}$ | | | | | $\frac{0,188}{4}$ | $\frac{0}{3}$ | $\frac{-0,5}{5}$ | $\frac{0,5}{5}$ | $\frac{0,438}{5}$ | $\frac{-0,5}{4}$ | $\frac{0,125}{4}$ |
| | | | $\frac{I_{p_{1,i}}}{I_{p_{2,i}}}$ | $\frac{1,34}{39}$ | $\frac{-1,25}{27}$ | $\frac{1,48}{40}$ | $\frac{4,27}{53}$ | $\frac{-1,1}{20}$ | $\frac{-0,64}{32}$ | $\frac{-0,19}{35}$ | | | |
| | | $\frac{Lp_{1,i}}{Lp_{2,i}}$ | $\frac{5}{5}$ | $\frac{1}{1}$ | $\frac{6}{6}$ | $\frac{7}{7}$ | $\frac{3}{3}$ | $\frac{2}{2}$ | $\frac{4}{4}$ | | | | |
| | | W_i | X | H | X | O | H | Y | Y | | | | |

Примечание: над чертой указаны значения $I_{p_{1,i}}$, полученные по первому алгоритму, под чертой — значения $I_{p_{2,i}}$, полученные по второму алгоритму; $Lp_{1,i}$ и $Lp_{2,i}$ — порядковые номера ранжированных ПТУ соответственно по первому и второму алгоритмам нормирования реализаций ТЭП; оценка технического состояния: X — хорошее, O — отличное, Y — удовлетворительное, H — неудовлетворительное; W_i — оценка эффективности работы узлов.

вычисления не требуются. Следовательно, всего необходимо выполнить $26 \ll 110$ вычислений.

В табл. 4 представлены результаты расчетов по первому, традиционному, алгоритму (см. табл. 3) коэффициентов линейной корреляции Пирсона γ_3 между выборками ТЭП ПТ, размещенные в верхнем треугольнике матрицы, и коэффициентов ранговой корреляции Спирмена ρ_3 , рассчитанных по эмпирическим данным (по второму алгоритму), размещенные в нижнем треугольнике матрицы. Как видно из табл. 4, значения γ_3 и ρ_3 для одних и тех же выборок могут существенно отличаться. Учитывая, что оптимальные значения γ и ρ , соответствующие минимуму суммарного риска ошибочного решения, для $n_v = 7$ равны 0,76, статистически взаимосвязанные ТЭП ПТ ПТУ отсутствуют. В табл. 4 приведены также результаты расчетов коэффициентов корреляции γ_3 и ρ_3 для ТЭП конденсатора.

Из табл. 4 видно наличие в рассматриваемом интервале времени статистической связи между изменением температуры охлаждающей воды $\Delta T_{o,v}$ и температурным напором ΔT_n . Подтверждают эту взаимосвязь лишь оценки γ_3 . В итоге преобразование исходных $m_n = 15$ ТЭП позволило перейти к $m_n = 10$ ТЭП (ТЭП с порядковыми номерами 8 и 9 заменены эквивалентными ТЭП).

Результаты расчета показателей, характеризующих эффективность работы узлов W_y ПТУ, приведены в табл. 5. Эти данные позволяют не только установить «слабые звенья» ПТУ каждого энергоблока, но и ранжировать однотипные узлы $N_{ран,y}$ по снижению эффективности их работы,

Таблица 4. Результаты расчетов γ_3 и ρ_3 для ТЭП паровой турбины и конденсатора

| Номер п.п | Наименование ТЭП | Расчет значений γ_3 и ρ_3 для ТЭП | | | | | | | |
|-----------|------------------|---|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| | | ПТ | | | | | КОН | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | $N_{э,ср}$ | //////// | 0,4 | 0,296 | -0,034 | -0,375 | | | |
| 2 | $N_{э,маx}$ | 0,563 | //////// | -0,353 | -0,572 | -0,428 | | | |
| 3 | $P_{п,св}$ | 0,214 | -0,063 | //////// | 0,282 | -0,178 | | | |
| 4 | $q_T^{бр}$ | -0,063 | -0,241 | 0,42 | //////// | -0,074 | | | |
| 5 | δq_T | -0,33 | -0,054 | -0,188 | -0,071 | //////// | | | |
| 7 | P_k | | | | | | //////// | -0,176 | -0,559 |
| 8 | $\Delta T_{o,v}$ | | | | | | -0,241 | //////// | 0,769 |
| 9 | ΔT_n | | | | | | -0,75 | 0,616 | //////// |

а именно выявить наименее надежные узлы ПТУ энергоблоков ТЭС: эффективность работы ПТУ ТЭС в рассматриваемом месяце оценивается как удовлетворительная, т.е. между тремя и четырьмя баллами; из четырех узлов ПТУ повышения эффективности работы, прежде всего, требуют конденсаторы и система СН.

Основной причиной неудовлетворительной работы ПТ третьего, шестого и седьмого энергоблоков являются завышенные значения удельного расхода тепла $q_{\text{пр}}^{\text{пр}}$ и $\delta q_{\text{т}}$ (см. табл. 3). Из устройств ПП неудовлетворительно оценена работа ПП восьмого энергоблока; повышения качества эксплуатационного контроля требуют ПП третьего и шестого энергоблоков.

Конденсаторные установки требуют немедленного вмешательства. Из семи энергоблоков лишь на пятом энергоблоке соответствующий ТЭП удовлетворяет предъявляемым требованиям. На втором энергоблоке оценки ТЭП недопустимы, а на четвертом и шестом энергоблоках они неудовлетворительны. Конденсаторные установки третьего, седьмого и восьмого энергоблоков требуют повышения качества обслуживания. Оценки ТЭП СН третьего и седьмого энергоблоков не удовлетворяют предъявляемым требованиям, а четвертого и восьмого — требуют повышения эффективности технической эксплуатации.

Таблица 5. Результаты оценки эффективности работы узлов ПТУ энергоблоков ТЭС

| Номер п.п | Узел | ТЭП | Показатель эффективности работы ПТУ для энергоблоков | | | | | | | | Итого по ТЭС |
|-----------|------|--------------------|--|-----|-----|-----|----|-----|-----|-----|--------------|
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | |
| 1 | ПТ | $M_{i,\Sigma}$ | В р е з е р в е | 21 | 12 | 21 | 24 | 10 | 13 | 19 | 17,2 |
| | | W_y | | X | У | X | О | Н | Н | X | X |
| | | $N_{\text{ран,у}}$ | | 4—6 | 1 | 4—6 | 7 | 2 | 6 | 4—6 | — |
| 2 | ПП | $M_{i,\Sigma}$ | | 4 | 3 | 5 | 5 | 3 | 4 | 1 | 3,6 |
| | | W_y | | X | У | О | О | У | X | Н | X |
| | | $N_{\text{ран,у}}$ | | 3 | 5 | 2 | 1 | 6 | 4 | 7 | — |
| 3 | КОН | $M_{i,\Sigma}$ | | 3 | 6 | 4,5 | 9 | 5 | 5,5 | 6 | 5,4 |
| | | W_y | | Н | У | Н | О | Н | У | У | У |
| | | $N_{\text{ран,у}}$ | | 1 | 2—4 | 2—4 | 7 | 5—6 | 5—6 | 2—4 | — |
| 4 | СН | $M_{i,\Sigma}$ | | 9 | 4 | 6 | 10 | 7 | 5 | 6 | 6,7 |
| | | W_y | | О | Н | У | О | X | Н | У | У |
| | | $N_{\text{ран,у}}$ | | 2 | 7 | 5 | 1 | 3 | 6 | 4 | — |

Следует заметить, что независимыми ТЭП, строго говоря, можно считать лишь указанные в табл. 1. Для последующих месяцев перечень независимых ТЭП может быть иным.

Выводы

Непременным условием повышения эффективности работы ПТУ энергоблоков ТЭС является безошибочность их ранжирования. Ранжирование проводится путем сопоставления интегральных ТЭП. Переход от фактических значений ТЭП к интегральным обусловлен различиями в масштабе, шкале и единицах измерения. Уменьшение громоздкости преобразования ТЭП достигается классификацией показателей по узлам ПТУ. Выявление «слабых звеньев» среди узлов ПТУ позволяет повысить эффективность восстановления износа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Правила* технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. Минэнерго РФ, 2003, 160 с.
2. *Фурсова Т.Н.* Автоматизация определения и анализа технико-экономических показателей энергоблоков // *Машиностроение*, 2012, № 9, с. 233—244.
3. *РД 34.09.454.* Типовой алгоритм расчета технико-экономических показателей конденсационных энергоблоков мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт. ВТН, 2017, с. 276.
4. *Дузель М.А., Канюк Г.И., Фурсова Т.Н.* Автоматизация определения энергетических характеристик энергооборудования // *Энергосбережение, энергетика, энергоаудит*, 2013, № 2, с. 13—19.
5. *Лисянский А.С., Назаров В.В.* Паротурбостроение ЛМЗ в современных условиях // *Электрические станции*, 2000, № 12, с. 69—72.
6. *Фархадзаде Э.М., Фарзалиев Ю.З., Мурадалиев А.З.* Метод и алгоритм ранжирования котельных установок блочных электростанций по критерию надежности и экономичности работы // *Теплоэнергетика*, 2015, № 10, с. 22—29.
7. *Фархадзаде Э.М., Фарзалиев Ю.З., Мурадалиев А.З., Рафиева Т.К.* Повышение надежности и экономичности котельных установок блочных электростанций. Сб. науч. статей. «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики / Отв. ред. Н.И. Воробей, М.А. Короткевич, А.А. Михалевич. — Минск: БНТУ, 2015, 454 с.
8. *Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Фарзалиев Ю.З., Рафиева Т.К.* Сравнительный анализ методов расчета интегральных показателей, характеризующих эффективность работы объектов ЭЭС // *Электрон. моделирование*, 2017, **39**, № 2, с. 75—89.
9. *Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Рафиева Т.К., Абдуллаева С.А.* Метод алгоритма расчета показателей надежности по многомерным данным // *Энергетика*, 2017, № 1, с. 16—23.

Поступила 29.08.17

REFERENCES

1. Rules of technical operation of power plants and networks of the Russian Federation (2003), Ministry of Energy of the Russian Federation, Russia.
2. Fursova, T.N. (2012), "Automation of definition and analysis of technical and economic indicators of power units", *Mashinobuduvannya*, no. 9, pp. 233-244.
3. RD 34.09.454. (2017), Standard algorithm of calculation of technical and economic indicators of the 300, 500, 800 and 1200 MW condensation power units, VTN, p. 276.
4. Duel, M.A., Kanyuk, G.I. and Fursova, T.N. (2013), "Automation of definition of power characteristics of power units", *Energoberezhenie, energetika, energoaudit*, no. 2, pp. 13-19.
5. Lisyanskiy, A.S. and Nazarov, V.V. (2000), "Steam turbine construction of LMZ in modern conditions", *Elektricheskie stantsii*, no. 12, pp. 69-72.
6. Farhadzadeh, E.M., Farzaliyev, Y.Z. and Muradaliyev, A.Z. (2015), "Method and algorithm of ranging of boiler installations of block power plants by criterion of reliability and profitability of work", *Teploenergetika*, no. 10, pp. 22-29.
7. Farhadzadeh, E.M., Farzaliyev, Y.Z., Muradaliyev, A.Z. and Rafiyeva, T.K. (2015), "Increase of reliability and profitability of boiler installations of block power plants", Collected articles: *Methodicheskie voprosy issledovaniya nadyozhnosti bolshikh sistem energetiki*, Iss. 66, Urgent problems of reliability of power systems, Resp. editors N.I. Voropay, M.A. Korotkevich, A.A. Mikhalevich, BNTU, Minsk, Belarus.
8. Farhadzadeh, E.M., Farzaliyev, Y.Z., Muradaliyev, A.Z. and Rafiyeva, T.K. (2017), "The comparative analysis of methods of calculation of the integrated indicators characterizing overall performance of objects of EES", *Elektronnoe modelirovanie*, Vol. 39, no. 2, pp. 75-89.
9. Farhadzadeh, E.M., Muradaliyev, A.Z., Rafiyeva, T.K. and Abdullayeva, S.A. (2017), "Method of algorithm of calculation of indicators of reliability for multidimensional data", *Energetika*, no. 1, pp. 16-23.

Received 29.08.17

*E.M. Farhadzadeh, A.Z. Muradaliyev,
Y.Z. Farzaliyev, T.K. Rafiyeva., S.A. Abdullayeva*

INCREASE OF WORK EFFICIENCY
OF STEAM-TURBINE PLANTS OF HPS UNITS

The automated system of the analysis and synthesis of TEI of power units of HPS developed by the authors is quick and faultless. The possibility of "manual" synthesis of TEI is practically excluded since it is connected with a high risk of wrong decisions. Along with information support the system provides also methodical support of personnel in the form of recommendations about the increase of work efficiency of both separate power units, and HPS in general. Objectivity of these recommendations is undoubted within the framework of the basic data.

Keywords: efficiency, steam-turbine plants, heat power station, power units, knots, the analysis, synthesis, standards of aging, information and methodical support, the automated system.

ФАРХАДЗАДЕ Эльмар Мехтиевич, д-р техн. наук, профессор, гл. науч. сотр. Азербайджанского научно-исследовательского и проектно-изыскательского ин-та энергетики (г. Баку). В 1961 г. окончил Азербайджанский ин-т нефти и химии. Область научных исследований — надежность и эффективность электроэнергетических систем.

МУРАДАЛИЕВ Айдын Зураб оглу, д-р техн. наук, руководитель отдела «Надежность энергетического оборудования» Азербайджанского научно-исследовательского и проектно-изыскательского ин-та энергетики (г. Баку). В 1982 г. окончил Азербайджанский ин-т нефти и химии. Область научных исследований — количественная оценка индивидуальной надежности оборудования и устройств электроэнергетических систем.

ФАРЗАЛИЕВ Юсиф Зейни оглу, канд. техн. наук, ст. науч. сотр. отдела «Надежность энергетического оборудования» Азербайджанского научно-исследовательского и проектно-изыскательского ин-та энергетики (г. Баку). В 1985 г. окончил Азербайджанский госуниверситет. Область научных исследований — точность и достоверность оценок показателей индивидуальной надежности оборудования и устройств энергетических систем.

РАФИЕВА Тамара Каировна, канд. техн. наук, ст. науч. сотр. отдела «Надежность энергетического оборудования» Азербайджанского научно-исследовательского и проектно-изыскательского ин-та энергетики (г. Баку). В 1973 г. окончила Азербайджанский ин-т нефти и химии. Область научных исследований — имитационное моделирование индивидуальной надежности энергоблоков ТЭС.

АБДУЛЛАЕВА Самира Афган кызы, аспирантка, вед. инженер отдела «Надежность энергетического оборудования» Азербайджанского научно-исследовательского и проектно-изыскательского ин-та энергетики (г. Баку). В 1990 г. окончила Азербайджанский ин-т нефти и химии. Область научных исследований — точность и достоверность оценок показателей индивидуальной надежности оборудования и устройств энергетических систем.