

УДК 621.313.67

И.В. Пантелеева, Ю.Л. Гыз

Украинская инженерно-педагогическая академия, Харьков

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СТАНЦИЯМИ

В статье большое внимание уделено задачам управления энергоблоками и электростанциями в целом; приведены основные сведения из теории получения и обработки информации; даны наиболее характерные примеры реализации некоторых подсистем автоматизированных систем управления (АСУ) технологическим процессом (ТП) электростанций и энергоблоков.

Ключевые слова: автоматизированная система управления (АСУ), энергоблок, электрическая станция, общестанционный технологический процесс, энергосистема.

Введение

Постановка проблемы. Процесс производства и передачи электроэнергии является столь динамичным и постоянно подверженным случайным возмущающим воздействиям, что без автоматического управления его функционирование невозможно. Такие его особенности, как равенство в каждый момент времени генерируемой и случайно изменяющейся требуемой нагрузкой мощности, время от времени возникающие короткие замыкания, высокая быстротечность электромагнитных и электромеханических переходных процессов обусловили развитие технических средств автоматического управления ещё в начальный период становления электроэнергетики. Под автоматическим понимается управление и процессом производств, передачи и потребления электроэнергии в целом без непосредственного участия человека.

В связи с возрастающим ростом единичных мощностей энергоблоков, усложнением их тепловых систем, увеличением объёма дорогостоящего оборудования, решающее значение приобретает проблема создания совершенной системы управления, основной целью которой является обеспечение диктуемого условиями работы в единой энергосистеме режима эксплуатации таких сложных и ответственных объектов. Необходимо также отметить, что одной из наиболее характерных особенностей развития энергетики является опережающий рост так называемой «информационной нагрузки» систем управления энергоблоками по сравнению с увеличением их единичных мощностей на тепловых электростанциях (ТЭС) и, особенно, атомных электростанциях (АЭС).

Анализ литературы. Для надёжной, безопасной, маневренной и экономичной работы энергоблоков большой мощности, особенно на АЭС, необ-

ходимо контролировать и поддерживать в достаточно узких пределах с требуемой точностью тысячи технологических параметров, осуществлять воздействие на сотни регулирующих и запорных органов, а также исполнительных механизмов, предусматривать десятки различных технологических защит, т.е. принимать, перерабатывать и использовать большие объёмы разнообразной информации. Причём, эти задачи должны решаться при различных режимах оборудования, обусловленных условиями работы в объединённых энергосистемах, а также при значительных внешних возмущениях и изменениях характеристик оборудования в процессе эксплуатации [1].

Особенности энергоблоков как объектов управления обусловили необходимость построения АСУ энергоблоками на основе принципиально новых решений по их структуре с использованием средств вычислительной техники. Значительные потенциальные возможности современных вычислительных систем позволяют охватить и контролировать огромное «информационное поле» системы управления энергоблоком ТЭС или АЭС с точки зрения движения различных потоков информации [2]. Поэтому, сегодня с полным основанием можно говорить о так называемом «информационном мониторинге», вкладывая в это понятие реализацию функций вычислительной системы АСУ энергоблоком по сбору, переработке и использованию разнообразных потоков информации, циркулирующих на этом «информационном поле».

Тенденции и особенности развития энергетики Украины обуславливают большие масштабы автоматизации технологических процессов на электростанциях, которые проводятся в течение многих лет с учётом создания отраслевой автоматизированной системы управления производством и распределением электроэнергии в масштабе страны (ОАСУ «Энергия»).

К настоящему времени накоплен значительный опыт разработки и освоения АСУ энергоблоками, начиная от первой опытно-промышленной (блок 200 МВт Змиевской ТЭС) до промышленных АСУ (блоки 800 МВт Запорожской ТЭС, блоки 1000 МВт с реакторами ВВЭР-1000 Запорожской, Южно-Украинской, Хмельницкой и Ровенской АЭС), последние из которых создавались на базе децентрализованных сетевых структур с использованием современных средств вычислительной техники в микропроцессорном исполнении [3].

Цель статьи заключается в разработке одной из основных информационных задач АСУ – определения и анализа технико-экономических показателей энергооборудования.

Основная часть

Технико-экономические показатели (ТЭП) характеризуют экономичность, безотказность и долговечность энергооборудования в процессе эксплуатации. На основе автоматизации определения ТЭП с помощью вычислительной техники непосредственно в ходе производства электроэнергии может быть получена объективная информация об экономичности протекания технологических процессов, а также о действительном состоянии энергооборудования.

В зависимости от назначения все показатели подразделяются на оперативные, сменные и отчётные.

Оперативные показатели вычисляются за короткие интервалы времени (5 – 15 мин.) и предназначаются для оперативного управления технологическим процессом. Сменные показатели вычисляются за 8 ч и служат для оценки качества работы сменного персонала станции, а также состояния оборудования. Отчётные показатели вычисляются за период от суток до календарного месяца.

Условия оптимальной работы электростанции определяются в процессе анализа её технико-экономических показателей. Поэтому анализ показателей является важнейшей задачей АСУ, в значительной степени определяющей её эффективность. Анализ базируется на сравнении фактических показателей с их оптимально-нормативными значениями.

Фактические технико-экономические показатели – это показатели, которые реально имеют место на оборудовании в процессе его эксплуатации. Оптимально-нормативные показатели – это показатели, которые имели бы место на оборудовании, если бы при фактических внешних условиях не было отклонений из-за несовершенства эксплуатации.

Таким образом, разница между фактически и оптимально-нормативными показателями определяет изменение ТЭП из-за несовершенства эксплуатации.

Основным официальным документом, определяющим состав и методы вычисления ТЭП на электростанциях, является «Инструкция по составлению технического отчёта о тепловой экономичности работы электростанций». Разработан типовой алгоритм расчёта ТЭП конденсационных энергоблоков ТЭС мощностью 300-1200 МВт. Этот алгоритм учитывает требования действующих директивных материалов, регламентирующих расчёт и нормирование показателей экономичности тепловых электростанций. Методика расчёта и структура этого алгоритма ориентированы на то, чтобы в перспективе перейти на полную автоматизацию официальной отчётности ТЭС по топливоиспользованию и всестороннему оперативному анализу состояния энергооборудования.

Посторонние алгоритма автоматизированного определения и анализа ТЭП в АСУ конкретным энергоблоком производится с учётом его тепловой схемы, информационного обеспечения, принятой системы учёта и отчётности, реальных условий эксплуатации и других подобных факторов. К сожалению, пока не существует апробированных рекомендаций по расчётам показателей безотказности и долговечности оборудования. Методы определения этих показателей находятся только в начальной стадии разработки. Поэтому состав технологического алгоритма в настоящее время ограничивается главным образом показателями тепловой экономичности, охватывающими важнейшие технологические участки парогенератора, турбоустановки, вспомогательного оборудования и энергоблока в целом.

При проводимом выше рассмотрении вопросов, связанных с расчётом и анализом технико-экономических показателей, основное внимание уделено методическим погрешностям расчёта, обусловленным принимаемым алгоритмом и его характеристиками.

Входная текущая информация, поступающая от датчиков технологических параметров, подвергается первичной обработке, которая включает в себя алгоритмы усреднения (интегрирования), контроля достоверности, а также коррекции недостоверной информации.

Задача усреднения входной информации сводится к вычислению интеграла (1) по всем измеряемым технологическим параметрам.

$$\bar{X} = \frac{1}{T_0} \int_0^{T_0} x(t) dt, \quad (1)$$

где T_0 – интервал усреднения; $x(t)$ – текущее значение усредняемой величины.

Так как в цифровой вычислительной машине каждый параметр представлен последовательностью своих значений в дискретные моменты времени $0, t_0, 2t_0, \dots, nt_0$ (t_0 – период квантования), то интеграл (1)

может быть вычислен только лишь приближёнными методами (с помощью квадратурных формул). Простейшим и наиболее распространённым методом является метод прямоугольников.

При использовании этого метода формула для вычисления принимает вид:

$$\bar{X} = \frac{t_0}{T} \sum_{i=1}^n x(t_i). \quad (2)$$

Период квантования t_0 определяется из условия допустимой погрешности вычисления (1) и выбирается обычно общим для всех технологических параметров.

После усреднения технологических параметров реализуется алгоритм контроля достоверности и коррекции искажённой информации. Использование в этих алгоритмах усреднённых значений параметров обеспечивает их высокую помехоустойчивость и существенное снижение затрат машинного времени.

Анализ деятельности человека – оператора позволяет выявить основные используемые методы оценки достоверности информации, на основе которых можно построить алгоритмы оценки достоверности для вычислительной машины.

Самым простым способом проверки достоверности является использование граничных значений параметров X_{\min} и X_{\max} . Выполнение условия $X_{\min} < (T) < X_{\max}$ указывает на достоверность параметра. Границы достоверности выбираются из технологических соображений.

Для их определения строится распределение значений параметра за достаточно длинный промежуток времени, затем определяются минимальное и максимальное значения параметра, вероятность появления которых достаточно мала [например, $P(x) \leq 0,01$].

Для проверки достоверности входной информации используются также методы продольной и поперечной диаграммы. Их сущность заключается в сравнении взаимосвязанных технологических параметров. Сравняться могут как одноимённые (например, температуры среды на параллельных потоках), так и разноимённые (электрическая мощность блока – паропроизводительность парогенератора) параметры.

Обнаруженные в процессе контроля достоверности информации нарушения регистрируются печатающими устройствами.

Эффективность автоматизированного расчёта ТЭП существенно зависит от надёжности функционирования системы. Значительная часть сбоев при расчёте связана с использованием большого объёма рабочей информации, поступающей от датчиков и преобразователей. Исследования надёжности показывают, что по причине отказов аппаратуры ввода данных средняя продолжительность получения до-

стоверных расчётов итоговых показателей (например, КПД энергоблока) составляет не более 100 часов.

Существенным резервом для повышения надёжности функционирования системы является замена рабочей информации априорной, накопленной в результате предшествующего опыта. На этом принципе построен алгоритм коррекции искажённой информации.

В качестве априорной информации могут быть использованы:

- математическое ожидание параметра;
- среднее значение параметра за неполный период расчёта;
- корреляционная связь между параметрами.

Выбор вида априорной информации и решение вопроса о возможности её использования, в конечном счёте, зависят от приращения погрешности показателя, при расчёте которого используется эта информация.

В результате первичной обработки информации получают оперативные первичные показатели, которые в дальнейшем являются исходной информацией для всех последующих расчётов. Кроме первичных показателей к исходной информации относятся также различные сменные константы, которые вводятся в вычислительную машину вручную. К их числу относятся неизменяемые автоматически технологические параметры, различные метрологические поправки, нормативные величины и т.д.

После расчёта первичных показателей реализуется алгоритм распознавания технологических ситуаций на блоке. В задачу этого алгоритма входят определение режима работы блока, определение вида сжигаемого топлива, определение состава вспомогательного оборудования.

С точки зрения расчёта ТЭП возможны нормальный и пусковой режимы работы энергоблока. Эти режимы определяются нагрузкой блока. В режиме нормальной эксплуатации нагрузка обычно составляет не менее 30% номинальной. В дублирующих блоках возможен режим работы с одним корпусом парогенератора. В этом случае необходимо дополнительно определять режим работы каждого корпуса. В качестве показателя нагрузки корпуса удобно использовать расход питательной воды.

В зависимости от нагрузки и некоторых других причин на блоке изменяется состав вспомогательного оборудования (например, замещение питательного турбонасоса электронасосом, отключение регенеративных подогревателей высокого давления, включение и отключение мельниц и т.п.). Распознавание состава вспомогательного оборудования производится по отклонениям соответствующих технологических параметров. В алгоритме распознавания технологических ситуаций может использоваться дискретная информация о положении запорных орга-

нов, о состоянии электроприводов механизмов. Информация, полученная в результате распознавания технологических ситуаций, используется для выбора состава расчётных формул ТЭП, а также коррекций первичных показателей.

В алгоритме расчёта вторичных показателей используются общепринятые формулы. Наибольший объём вычислений приходится на абсолютные показатели (массовые расходы и расходы тепла, рабочей среды, расходы электроэнергии и т.п.).

Для сокращения объёма расчётов их определение производится по средним значениям за оперативный период. По абсолютным показателям вычисляются относительные.

В ряде случаев относительные показатели определяются непосредственно по средним значениям параметров, а затем по ним вычисляются абсолютные показатели. Обратный порядок расчёта связан с отсутствием методов непосредственного расчёта некоторых абсолютных показателей (например, потерь тепла парогенератора, расхода твёрдого топлива и т.д.).

Оптимально-нормативные показатели определяются большей частью в зависимости от нагрузки энергоблока, а также других внешних факторов (температуры наружного воздуха и охлаждающей воды, сорта топлива). Чаще всего фактические данные по нормированию представлены в виде кривых или таблиц. Для получения аналитических выражений их необходимо аппроксимировать. В качестве исходной информации для расчёта нормативных показателей используются данные за оперативный период.

Как указывалось ниже, анализ ТЭП базируется на сравнении фактических и нормативных показателей. При анализе топливоиспользования по разнице между нормативными и фактическими величинами определяют перерасходы топлива в виде абсолютных или относительных показателей.

Расчёт ТЭП за смену, сутки и месяц производится следующим образом: первичные и абсолютные вторичные показатели определяются путём усреднения результатов расчёта, полученных соответственно за оперативный период, смену, сутки, при этом производится отбраковка искажённых данных за отдельные периоды.

В качестве критерия при отбраковке используются наиболее обобщённые относительные показатели, изменяющиеся в узких пределах (например, удельный расход топлива).

Использование алгоритма пошагового усреднения позволяет получать первичные и вторичные абсолютные показатели для последующего накопления за любой период. Относительные показатели за каждый период рассчитываются по соответствующим абсолютным показателям.

Таким образом, основная масса вычислений сосредоточена в оперативной программе расчёта.

Одним из наиболее общих критериев при разработке системы определения ТЭП является точность получаемых результатов, особенно если широко подходить к этому понятию, включая в погрешность всякого рода отклонения от нормального функционирования системы (например, отказ в поступлении информации по одному из измерительных каналов). Структура погрешности определения показателя представляет собой комбинацию погрешностей от различных источников (рис. 1).

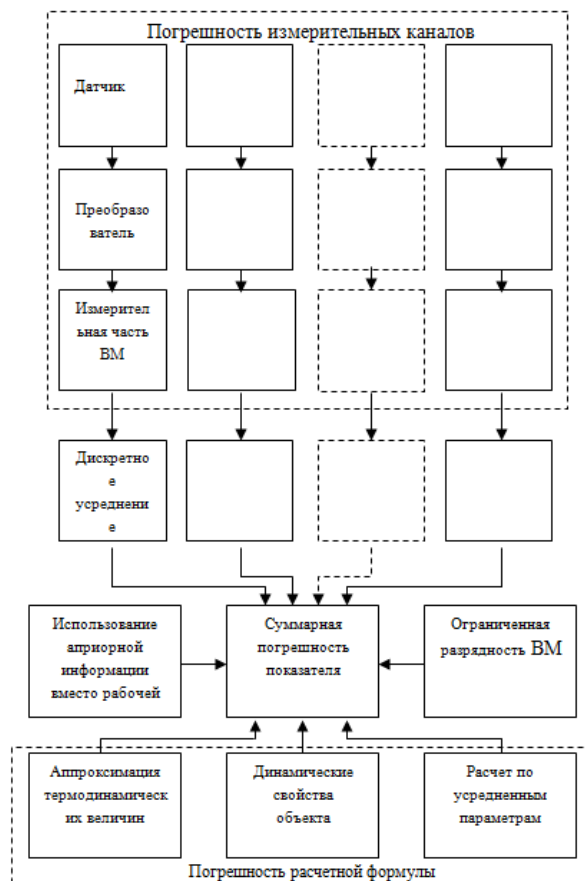


Рис. 1. Структурная схема определения

Погрешность дискретного усреднения технологических параметров представляет собой разность выражений (1) и (2):

$$\Delta \bar{X}_M = \frac{1}{T_0} \int_0^{t_{n+1}} x(t) dt - \frac{t_0}{T_0} \sum_{i=1}^n x(t_i). \quad (3)$$

Для определения среднеквадратичного значения этой погрешности необходимо располагать статистическими характеристиками случайного процесса изменения во времени усредняемого технологического параметра.

В результате выполнения исследований для среднеквадратичной погрешности дискретного усреднения получена следующая формула:

$$\sigma_{\Delta \bar{x}_M} = t_0 \sqrt{\sum_{j=1}^m \sigma_{xj} C_j^4 / \gamma_j^2}, \quad (4)$$

где $C_j = K_1 + K_2 / (K_3 + \sqrt{T_0(\gamma_j)})$; K_1 , K_2 и K_3 – постоянные коэффициенты ($K_1=0,0715$; $K_2=1,5$; $K_3=1,325$); σ_x и γ_j – параметры автокорреляционной функции случайного процесса, аппроксимированной суммой экспонент

$$R_x(t) = \sum_j \sigma_{xj}^2 e^{-t/\gamma_j}. \quad (5)$$

Формула (5) удобна тем, что может быть решена относительно периода квантования t_0 и, следовательно, позволяет его определить по заданной погрешности. Необходимость в этом возникает при разработке системы.

В качестве примера в табл. 1 приведены результаты расчёта периода квантования ряда технологических параметров энергоблока 200 МВт с барабанным парогенератором. При выполнении этого расчёта методическая погрешность $\sigma_{\Delta x}$ была принята 0,03%.

Таблица 1
Результаты расчёта периода квантования

| Технологический параметр | Аппроксимирующее выражение корреляционной функции | Период расчёта | | | |
|-----------------------------|---|----------------|--------|-------|-------|
| | | 5 мин | 15 мин | 1 час | 8 час |
| Температура пара | $R_{tn} = 8e^{- t/20 }$ | 96 | 120 | 225 | 750 |
| Расход пара | $R_{Dn} = 27,6e^{- t/16 } + 47,6e^{-2 t/16 }$ | 27 | 33 | 61 | 205 |
| Расход питательной воды | $R_{Dnw} = -50e^{- t/10 } + 100e^{-2 t/10 }$ | 11 | 14 | 30 | 106 |
| Активн. мощность генератора | $R_{N_r} = 2,7e^{- t/9 } + 7,5e^{-2 t/9 }$ | 17 | 24 | 58 | 168 |

Выводы

1. В работе определены основные задачи АСУ энергоблоков.
2. Рассмотрены методы определения технико-экономических показателей.
3. Особое внимание уделено методическим погрешностям расчёта, обусловленных принимаемым алгоритмом и его характеристиками.
4. Приведен алгоритм определения среднеквадратичной погрешности дискретного усреднения.
5. Полученные результаты, хотя и не определяют точных границ доверительного интервала, тем не менее, могут быть использованы для выявления наиболее важных каналов измерения технологических параметров и анализа влияния их точностных характеристик на суммарную погрешность вычисления показателей энергоблока.

Список литературы

1. Артюх С.Ф. Основы автоматизированных систем управления энергогенерирующими установками электростанций / С.Ф. Артюх, М.А. Дуэль, И.Г. Шелепов. – Х.: Знание, 1998. – С. 324.
2. Дуэль М.А. Некоторые вопросы информационного обеспечения автоматизированных систем управления электростанциями: монография / М.А. Дуэль, И.В. Пантелеева. – Х.: Знание, 1999. – С. 162.
3. Белотелов А.К. О проведении единой технической политики при создании АСУ ТП ТЭС / А.К. Белотелов, Л.П. Фотин // В кн. Современные системы контроля и управления электрических станций и подстанций на базе микропроцессорной техники. – Информационные материалы, 2-й научно-технический семинар. – М.: ОРГРЭС, 2001. – С.124.

Поступила в редколлегию 26.11.2012

Рецензент: д-р техн. наук, проф. Г.И. Канюк, Украинская инженерно-педагогическая академия, Харьков.

СУЧАСНИЙ СТАН АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ ЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ

І.В. Пантелєєва, Ю.Л. Гиз

У статті велика увага приділена задачам управління енергоблоками та електростанціями в цілому; приведені основні відомості з теорії отримання та обробки інформації; наведені найбільш характерні прилади реалізації деяких підсистем автоматизованих систем управління (АСУ) технологічним процесом (ТП) електростанцій та енергоблоків.

Ключові слова: автоматизована система управління (АСУ), енергоблок, електрична станція, загальностанційний технологічний процес, енергосистема.

CURRENT STATUS OF AUTOMATED SYSTEMS MANAGEMENT ELECTRICAL STATIONS

I.V. Pantyeleyeva, Yu.L. Hyz

In this paper, much attention is paid to the objectives of management units and power plants as a whole, given the basic information on the theory of obtaining and processing information, are the most typical instruments of some subsystems of automated control systems (ACS) process (TP) power plants and reactors.

Keywords: automated control system (ACS) unit, electrical station, the station general process, powersystem.