

## УДК 621.311

**Дуель Михайло Олександрович**, д-р техн. наук, проф., проф. кафедри теплоенергетики та енергозбереження, тел. 057- 733-79-43

**Канюк Геннадій Іванович**, д-р техн. наук, проф., проф. кафедри теплоенергетики та енергозбереження, тел. 057- 733-79-43

**Фурсова Тетяна Миколаївна**, канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри теплоенергетики та енергозбереження, тел. 063-688-2014. E-mail: Tatiana\_fursova@mail.ru

Українська інженерно – педагогічна академія, м. Харків, Україна. Вул. Університетська, 16, м. Харків, Україна, 61003. Тел. 057- 733-79-43

#### АВТОМАТИЗОВАНЕ УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОБЛОКОМ ТЕС У НЕСТАЦІОНАРНИХ РЕЖИМАХ

*Розглянуті задачі автоматизованого управління нестационарними режимами енергообладнання ТЕС, а також техніко – економічна ефективність йогої реалізації.*

**Ключові слова:** автоматизоване управління, режим, енергоблок, теплові електростанції

**Дуель Михаил Александрович**, д-р техн. наук, проф., профессор кафедры теплоэнергетики и энергосбережения, тел. 057- 733-79-43

**Канюк Геннадий Иванович**, д-р техн. наук, проф., профессор кафедры теплоэнергетики и энергосбережения, тел. 057- 733-79-43

**Фурсова Татьяна Николаевна**, канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры теплоэнергетики и энергосбережения, тел. 063-688-2014. E-mail: Tatiana\_fursova@mail.ru

Украинская инженерно – педагогическая академия, г. Харьков, Украина. Ул. Университетская, 16, г. Харьков, Украина, 61003. Тел. 057- 733-79-43

#### АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОБЛОКОМ В НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ

*Рассмотрены задачи автоматизированного управления нестационарными режимами энергооборудования ТЭС, а также технико – экономическая эффективность его реализации.*

**Ключевые слова :** автоматизированное управление, режим, энергоблок, тепловые электростанции.

**Duel Mechael Alexandrovich**, Ph. D., Professor, professor of the Department of [Heat-and-Power Engineering and Energy Saving](#), tel. 057- 733-79-43

**Kaniuk Genadiy Ivanovich**, Ph. D., Professor, professor of the Department of [Heat-and-Power Engineering and Energy Saving](#), tel. 057- 733-79-43

**Tetiana Mykolaivna Fursova**, Ph. D., associate professor of the Department of [Heat-and-Power Engineering and Energy Saving](#), Tel. 063-688-2014. E-mail: Tatiana\_fursova@mail.ru

Ukrainian Engineering Pedagogics Academy, Kharkiv, Ukraine. Str. Universitetskaya 16, Kharkov, Ukraine, 61003.

#### AUTOMATED CONTROL OF ENERGY BLOKS UNDER TRANSIENT CONDITIONS

*The article deals with problems of automated management of transient regimes of power equipment of heat power stations and technical - economical efficiency of its implementation*

**Keywords:** automatic control, mode, power block, heat power plants

#### Актуальность проблемы

В объединенных энергосистемах с неравномерным диспетчерским графиком суммарная нагрузка ТЭС обычно увеличивается от ночного провала к утреннему максимуму в 1,5–1,7 раза. Так как энергоблоки АЭС практически не участвуют в покрытии возникающего дефицита нагрузки, то основная роль в решении этой задачи отводится энергоблокам ТЭС. Поэтому они должны обладать необходимыми маневренными свойствами для возможности ежесуточных остановок энергоблоков и последующего ввода их в работу.

Автоматизация пусковых режимов энергоблоков ТЭС, совместно с соответствующей подготовкой к ним энергооборудования, являются существенным резервом повышения маневренности установленных мощностей ТЭС. Она снимает ограничения, накладываемые возможностями обслуживающего персонала при ручном управлении; позволяет выполнять все необходимые операции за минимальное время по оптимальным программам и увеличивает надежность работы энергооборудования за счет предотвращения ошибок,

допускаемых оперативным персоналом при ручном управлении. Поэтому ее реализация является актуальной проблемной задачей.

### Формализация задач автоматизированного управления энергоблоком в пусковых режимах

Разработка систем автоматизированного управления энергоблоками ТЭС в пусковых режимах базируется на рациональных программах пуска (остановки) тепломеханического оборудования, обеспечивающих его надежную и экономичную работу. К настоящему времени накоплен значительный опыт по ускоренным пускам различных типов энергоблоков, который достаточно подробно освещен в отечественной и зарубежной литературе. Этот опыт показывает, что большую часть времени пуска энергоблоков занимает прогрев различных узлов и деталей турбин (стенки цилиндров, роторы, фланцы, стопорные клапаны) и парогенераторов (барабан, пароперегреватели, паропроводы). Темп прогрева этих узлов и деталей и, следовательно, скорость нагружения блока в целом, зависят от величины возникающих термических напряжений, а также от величины относительных изменений всех этих узлов и деталей при их прогреве.

Темп пуска блока из холодного состояния, как правило, определяется турбиной, по режиму которой следует вести растопку парогенератора. Прогрев турбины и вывод ее на заданную мощность производится соответствующим изменением параметров пара. При этом заданный график изменения давления выдерживается путем подачи топлива, а температурный режим - с помощью пароохладителей. При остановке на короткое время (ночь, сутки) задача последующего пуска неостывшего блока несколько усложняется, поскольку его узлы и детали остывают с различной скоростью. В зависимости от времени, прошедшего с момента остановки, температурные условия в различных элементах блока могут быть самыми разнообразными.

В процессе пуска происходит непрерывное изменение структурной схемы системы управления блоком, связанное как с включением или отключением вспомогательного оборудования и изменением тепловой схемы, так и с изменением структуры системы регулирования. Однако число состояний системы с определенной структурной схемой конечно. Поэтому разработка алгоритма управления блоком в период пуска или остановки состоит из следующих основных этапов:

- анализ технологического процесса пуска (остановки) и разделение его на отдельные этапы, в пределах которых структурная схема системы остается неизменной;
- определение области состояния системы в пределах каждого этапа и формулирование условий переходов с этапа на этап;
- определение закона оптимального управления в пределах каждого этапа.

Основной задачей автоматизированного управления при пуске энергоблока является достижение заданной нагрузки за минимальное время при одновременном обеспечении надежности работы оборудования. Критерий оптимального управления в этом режиме может быть выражен следующим образом [1]:

$$\eta_{\text{пуска}} = \frac{A}{\tau} \prod_{i=1}^{i=k} \left[ 1 + \alpha_i (x_{i \text{ don}} - \bar{x}_{\text{превыш}}) \cdot \left( \frac{1 + \text{sign}(x_{i \text{ max}} - x_{i \text{ don}})}{2} \right) \right]. \quad (1)$$

где

$$\bar{x}_{\text{превыш}} = \frac{\sum_{j=1}^{j=r} \int_{t_{j1}}^{t_{j2}} x_i dt}{\sum_{j=1}^{j=r} (t_{j2} - t_{j1})}. \quad (2)$$

В выражениях (1) и (2) приняты следующие обозначения:

A – коэффициент пропорциональности;

$\tau$  – время пуска;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий уменьшение  $\eta_{\text{пуска}}$  при превышении допустимого предельного значения  $i$ -го параметра прогрева;

$x_{i \text{ доп}}$  – допустимое отклонение параметра;  $x_{i \text{ max}}$  – максимальное отклонение параметра;  $\bar{x}_{\text{превыш}}$  – усредненное значение превышения параметра за время его отклонения от  $x_{i \text{ доп}}$ ;

$t_{j1}, t_{j2}$  – моменты начала и конца превышения параметром допустимого значения  $x_{i \text{ доп}}$ ;

$r$  – число этих превышений при пуске.

Разработка рациональных алгоритмов управления пусковыми режимами должна сочетать в себе как технологический подход, базирующийся на знании теплофизических процессов управляемого оборудования, так и системный подход, основывающийся на методах оптимального управления этим оборудованием.

Причины неравномерного прогрева различных деталей парогенераторов и турбин в настоящее время хорошо изучены. Предельные значения критериев прогрева, гарантирующие безопасность пуска, задаются заводами-изготовителями. Но, несмотря на то, что иногда эти критерии задаются с большим запасом, длительность пуска энергоблоков, как правило, значительно превышает минимально возможное время при выдерживании заданных ограничений на прогрев. В этих условиях знание динамической модели прогрева, применение методов оптимального управления и автоматическое регулирование параметров пара при рациональном построении системы автоматизированного управления могут обеспечить существенное сокращение продолжительности пуска.

Исследованию динамических процессов теплоэнергетического оборудования в нормальных эксплуатационных режимах посвящено значительное число работ [1, 2]. В результате этих работ были созданы математические модели блоков с барабанными и прямоточными парогенераторами, достаточно полно описывающие их динамику в нормальном режиме.

Составление таких моделей для пусковых режимов представляет собой более сложную задачу, так как они должны охватывать большую область возможных режимов и, в связи с этим, большой диапазон изменения свойств моделируемых участков.

Динамические свойства блока в начале пуска значительно отличаются от свойств в конце пуска. Для большинства его участков за время пуска расходы рабочих сред и количества тепла, передаваемого путем теплообмена, изменяются во много раз. Существенное влияние оказывает также аккумуляция тепла в стенках труб пароперегревателя, главных паропроводах, перепускных трубах и т.д. Особенно быстро изменяются динамические свойства участков в начальный период пуска, когда велики относительные изменения расходов топлива и пара.

Процессы в отдельных участках блока при пусках описываются нелинейными дифференциальными уравнениями в частных производных, вытекающими из уравнений движения рабочих сред и уравнений теплообмена. За исключением редких случаев, эти уравнения аналитически решить нельзя. Поэтому вместо точной исходной модели обычно используется аппроксимирующая модель в виде некоторой системы дифференциальных или обыкновенных дифференциально-разностных уравнений. Решение такой системы должно быть близким к процессу в заданных точках участка. Физически это соответствует допущению, что протекающие в участке процессы можно разделить на ряд элементарных процессов сосредоточенного накопления и переноса, параметры моделей которых определяются по усредненным значениям переменных. Аппроксимация такого типа основывается на известной теореме дифференциального исчисления о средней и непрерывной зависимости решений дифференциальных уравнений от коэффициентов в области их устойчивости.

Переход к такой аппроксимирующей модели позволяет моделировать процессы на аналоговых и цифровых вычислительных машинах. В общем случае такая модель является нелинейной [3].

Если модель какой-либо части блока составляется для исследования системы регулирования, то процесс пуска может быть разбит на несколько участков, в пределах которых параметры рабочей среды изменяются незначительно. Тогда от моделей на каждом из этих участков требуется только достаточно точное описание малых отклонений регулируемых параметров от заданных значений. В качестве таких моделей можно использовать линейную аппроксимирующую модель, получаемую путем линеаризации исходной нелинейной модели в окрестности заданных графиков изменения регулируемых параметров. В отличие от нормального режима при пуске это будет линейная модель с переменными коэффициентами.

При обычных пусках, которые продолжаются в течение нескольких часов, состояние регулируемого участка за время протекания переходного процесса в контуре регулирования изменяется незначительно. Это позволяет использовать в качестве линейных моделей таких участков системы дифференциально-разностных уравнений, соответствующие аппроксимирующим дробно-рациональным передаточным функциям с элементами запаздывания, коэффициенты которых вычисляются по заданным графикам пуска. Для отдельных каналов распределенных участков такие передаточные функции могут быть получены обычными методами аппроксимации по частотным характеристикам.

При исследовании динамических процессов энергоблоков в пусковых режимах большое внимание должно уделяться также разработке математических моделей прогрева различных узлов парогенераторов и турбин. В эксплуатационных условиях о величине напряжений приближенно судят по величине разностей и скоростей изменения температур металла нагреваемых массивных деталей турбины и парогенератора. Следовательно, для определения программ подъема параметров пара весьма важно знать математические зависимости между параметрами, управляющими прогревом (температура и расход пара), и температурой в любой точке этих деталей.

С целью определения математической модели прогрева деталей блока, имеющих произвольную форму, при изменении температуры пара в функции времени, работах [3, 4] рассмотрено решение уравнения теплопроводности при скачке температуры пара с граничными условиями, подобными тем, которые имеют место при пуске и прогреве энергетических турбоустановок.

В этих работах при составлении модели изменение условий теплоотдачи учитывается эквивалентным воздействием по расходу греющей среды или изменением коэффициентов передаточных функций в зависимости от расхода этой среды. Последнее производится также с учетом изменения теплофизических свойств материала нагреваемых деталей. В результате проведенных исследований были составлены динамические модели прогрева важнейших деталей турбоустановки и парогенератора для блоков мощностью 200 и 300 МВт. Полученные модели, хорошо согласующиеся с экспериментальными данными, были использованы при разработке алгоритмов оптимального управления этими энергоблоками в пусковых режимах [2, 5].

Необходимо также отметить трудности, возникающие при экспериментальном определении динамических характеристик участков энергоблока в пусковых режимах обычными методами. Обработка экспериментальных данных для этих режимов с целью определения динамических характеристик участков практически не может быть произведена без предварительного составления математических моделей участков

Задаваясь на основании аналитического исследования структурой и характером изменения параметров модели, по зарегистрированному на энергоблоке реализациям входа и выхода исследуемого участка методами вычислительной математики можно определить численные значения коэффициентов, при которых обеспечиваются наименьшие отклонения выходных сигналов модели от реальных параметров. Таким способом можно обрабатывать

переходные процессы, вызываемые как возмущениями, обычно возникающими в ходе пуска, так и специально наносимыми пробными возмущающими воздействиями.

На основе описанных выше методов формализации задач управления при эксплуатации энергоблока в пусковых режимах могут быть разработаны оптимальные алгоритмы для системы автоматического или автоматизированного управления энергоблоком. Подробное описание процедуры получения этих алгоритмов есть в работах [2, 5].

В качестве иллюстрации возможностей автоматизированного пуска блока с использованием УВМ на рис. 1 приведены результаты одного из таких первых в отечественной практике пусков блока мощностью 200 МВт Змиевской ТЭС при помощи УВС системы «Комплекс-2».

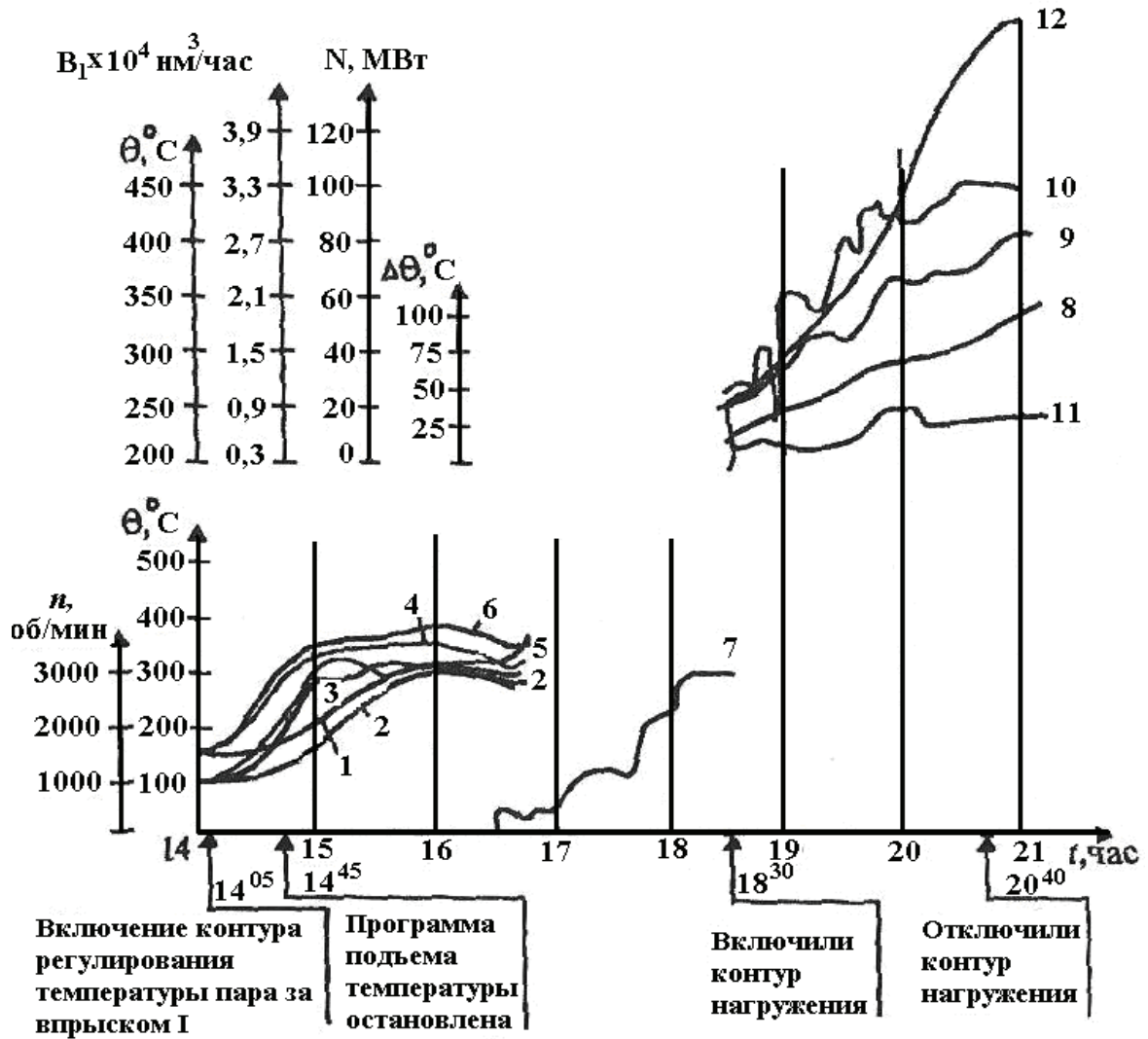


Рис. 1. Графики изменения параметров блока мощностью 200 МВт при пуске с помощью УВМ системы «Комплекс»:

- 1, 2 – температура свежего пара за котлом; 3, 4, 5, 6 – температура пара за впрыском I;
- 7 – обороты турбины; 8 – температура металла в глубинной точке фланца ЦВД;
- 9 – температура пара в регулирующей ступени ЦВД; 10 – расход газа к котлу;
- 11 – разность температур 8 и 9; 12 – нагрузка

На рис. 2 приведен другой пример использования УВС при автоматическом развороте турбогенератора блока мощностью 800 МВт Запорожской ТЭС [1].

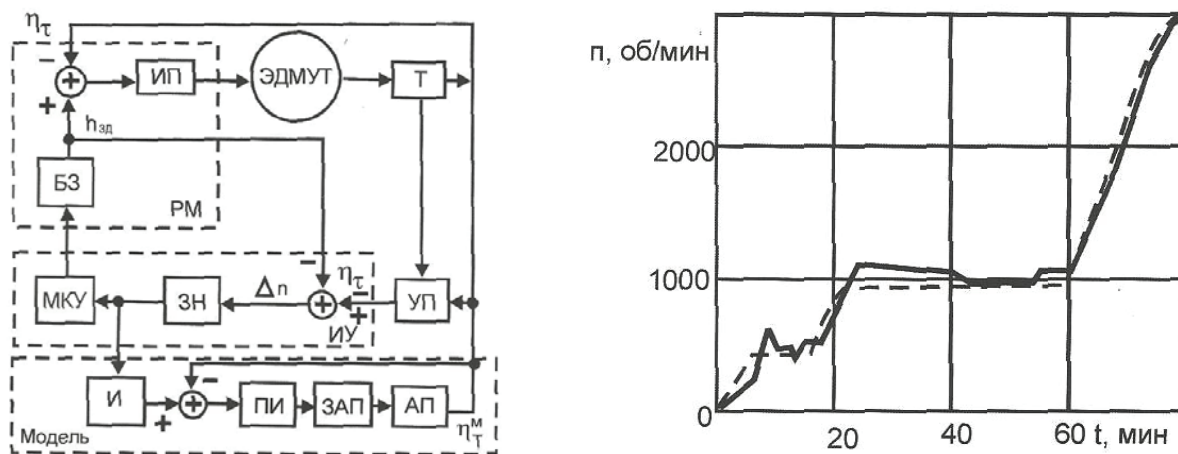


Рис. 2. Структурная схема системы автоматического разворота турбогенератора блока 800 МВт Запорожской ТЭС с применением УВС М-6000 (а) и график увеличения частоты вращения турбогенератора (б):

----- – расчетный; \_\_\_\_\_ – фактический;

PM – регулятор мощности; Т – турбогенератор; ИУ – исполнительное устройство; ЭДМУТ – электродвигатель механизма управления турбиной; ИМ – импульсный преобразователь; БЗ – блок задатчика регулятора мощности; МКУ – модуль кодового управления; ЗН – зона нечувствительности; УП – блок реализации управляющей программы; И – интегрирующее звено; ПИ – пропорционально – интегрирующее звено; ЗАП – звено с запаздыванием; АП – аperiodическое звено

### Оценка экономической эффективности систем автоматизации пуска энергоблоков

Технико-экономический эффект автоматизации пусковых режимов энергоблоков обуславливается следующими основными факторами:

- а) повышение надежности работы оборудования;
- б) экономией топлива и электроэнергии за счет уменьшения длительности пуска;
- в) уменьшением затрат на капитальный и текущий ремонты оборудования;
- г) увеличением маневренности блока;
- д) возможным сокращением обслуживающего персонала.

Полная комплексная оценка этого эффекта по методике, используемой в настоящее время не может быть произведена вследствие отсутствия необходимых статистических данных, а также результатов специальных испытаний. Поэтому при определении экономического эффекта внедрения систем автоматизации пусковых режимов пока производят оценки лишь отдельных составляющих этого эффекта.

Анализ работы энергетических блоков мощностью 200 и 300 МВт показывает, что примерно 70 % их вынужденных простоев происходит в результате аварий парогенераторов и турбогенераторов, при этом около 15 % из них связано с температурными перенапряжениями металла, так как эксплуатационный персонал неточно выдерживает пусковые программы.

Несоблюдение требуемых скоростей прогрева узлов парогенераторов и турбогенераторов и, как следствие, превышение допустимых разностей температур металла в контролируемых точках, а также заданных абсолютных значений температур и давлений при небольшом числе пусков и остановок может остаться незаметным. Однако, при частом повторении этих режимов такие нарушения вызывают возникновение и развитие усталостных явлений в металле, приводящих к появлению трещин. Даже наиболее квалифицированный персонал не в состоянии точно выдержать требуемые программы изменения параметров в пусковых режимах, а также избежать возможных ошибок в управлениями многими регулирующими и запорными органами при одновременном контроле за десятками информирующих параметров.

По данным фирмы Сименс, внедрение автоматического пуска блоков предотвращается, по меньшей мере, одно большое повреждение блока в течение 20 лет, которое может потребовать трехмесячного ремонта. Время на текущий ремонт оборудования сократится в среднем на 3–4 дня. Таким образом, вынужденный годовой простой блока сократится на 8 дней [4]. Белорусский филиал Энергетического института при подсчете экономической эффективности от внедрения одной энергосистеме систем автоматического пуска и останове энергоблоков мощностью 150, 100 и 50 МВт определил, что автоматизация пусковых режимов вдвое уменьшает вероятность аварии. При указанной вероятности отключения неавтоматизированных блоков такое повышение надежности работы уменьшает величину ежегодного простоя для блока мощностью 150 МВт примерно на 6 дней, а для блоков мощностью 100 и 50 МВт – соответственно на 5 и 4 дня. Основным экономический эффект от повышения надежности определялся по уменьшению необходимой резервной мощности в этой энергосистеме.

Вероятная величина недоотпущенной энергии определялась как математическое ожидание по формуле

$$W_{нед} = (S_{\varepsilon} \varepsilon + S_{2\varepsilon} \cdot 2\varepsilon + \dots + S_{k\varepsilon} k\varepsilon) \cdot 8760 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}$$

где  $\varepsilon = 50$  МВт – ступень аварийного снижения мощности в энергосистеме.

Экономия суммарных приведенных затрат, связанная со снижением резервной мощности в энергосистеме

$$\Delta Z = \Delta N + \Delta Z_{уд},$$

где  $\Delta N$  – величина сэкономленной резервной мощности;

$\Delta Z_{уд} = I + P_n K$  – удельные приведенные затраты;

$K$  – единовременные капитальные затраты;

$I$  – ежегодные издержки производства при нормальной эксплуатации;

$P_n$  – нормальный коэффициент эффективности.

Результаты расчета экономической эффективности от снижения резервной мощности в энергосистеме для различного сочетания автоматизированных и неавтоматизированных агрегатов приведены в табл. 1.

Таблица 1

Оценка эффективности автоматизации пусковых режимов за счет снижения резервной мощности в энергосистеме

Количество турбоагрегатов						Подсчет величины			
К-50		К-100		К-150		$\Delta W_{нед}$ , МВт·ч/год	$\Delta N$ , МВт	$\Delta Z_{уд}$ , $\frac{\text{грн} / \text{кВт}}{\text{год}}$	$\Delta Z$ , грн/год
Автоматический пуск	Неавтоматический пуск	Автоматический пуск	Неавтоматический пуск	Автоматический пуск	Неавтоматический пуск				
6	8	–	4	–	6	$5,8 \cdot 10^3$	8	273	$2,18 \cdot 10^6$
12	2	–	4	–	6	$8,7 \cdot 10^3$	14	273	$3,83 \cdot 10^6$
–	14	–	4	3	3	$12,2 \cdot 10^3$	26	273	$7,1 \cdot 10^6$
–	14	–	4	6	–	$26,2 \cdot 10^3$	58	273	$15,8 \cdot 10^6$

Неопределенная продолжительность и нестабильность неавтоматизированных пусков заставляют диспетчера энергосистемы вводить энергоблоки в работу несколько раньше времени, обусловленного графиков нагрузки. Это приводит к работе пускаемого энергоблока в течение определенного периода с недогрузкой, а также к разгрузке работающих агрегатов.

Возросшая надежность автоматизированного пуска позволяет вводить блоки в точно назначенное время, ликвидируя перерасход тепла за счет их недогрузки. Годовая экономия топлива при этом

$$B = \frac{\Delta Q n t}{7000 \eta_k} \text{ т у.т./год,}$$

где  $n$  – число пусков блока;

$\eta_k$  – среднее значение к.п.д. котельного цеха;

$t$  – время работы блока в режиме недогрузки;

$\Delta Q$  – часовой перерасход тепла по энергосистеме (Гкал/ч).

Автоматизация обеспечивает проведение пуска энергоблока при минимальной продолжительности отдельных этапов, что позволяет уменьшить общее время пуска примерно на 25 – 30 %.

По данным ОРГРЭС, расход условного топлива на обычный пуск блока мощностью 300 МВт линейно зависит от продолжительности простоя:

$$B = 80 + 2t_{np} \text{ т у.т. при } 0 < t_{пр} < 115 \text{ ч;}$$

$$B = 310 \text{ т у.т. при } t_{пр} \geq 115 \text{ ч,}$$

где  $t_{np}$  – продолжительность простоя блока.

Статистика показывает, что средняя продолжительность простоя блоков такой мощности составляет 45–50 ч. При этом получается, что при пяти – шести автоматических пусках в течение года мощностью 300 МВт только за счет сокращения пусковых потерь тепла может быть обеспечена экономия  $10 \cdot 10^3 - 12 \cdot 10^3$  грн. За счет сокращения времени пуска энергоблока на нем может быть выработано дополнительное количество электроэнергии. Ориентировочная оценка эффективности автоматизации пусковых режимов тепловой электростанции с блоками мощностью по 200 и 300 МВт приведена в табл. 2.

Таблица 2

Ориентировочная оценка эффективности автоматизации пусковых режимов  
Змиевской мощностью 2400 МВт

Мощность агрегатов ТЭС, МВт	Количество агрегатов ТЭС	Дополнительная выработка электроэнергии за год (МВт·ч/год)·10 <sup>3</sup>			Экономия за счет дополнительной выработки электроэнергии (грн/год)·10 <sup>3</sup>
		За счет снижения аварийности блока	За счет сокращения времени пуска	Общая	
200	1	19	2,2	21,2	363
200	2	41	4,4	46,4	795
200	3	55	6,6	61,6	1055
200	4	74	8,8	82,8	1415
200	5	92	11,0	103	1760
200	6	107	13,2	120	2050
300	1	75	3,3	78,3	1340
300	2	150	6,6	156	1680
300	3	226	9,9	235,9	4040
300	4	302	13,2	325,2	5560
200	6	404	26,4	430,3	7360

При этом учитывались лишь два фактора: снижения вероятной величины недоотпущенной электроэнергии за счет уменьшения числа вынужденных остановок оборудования и сокращение времени пуска. Было принято, что автоматизация пусковых операций уменьшает время аварийного простоя блока вследствие разупрочнения металла на



50 % и составляет 7,5 % времени простоя вследствие прочих повреждений турбо- и парогенератора. В качестве основного вероятностного фактора, учитываемого при расчете недоотпущенной энергии, было выбрано снижение активной мощности, вызванное аварийным состоянием блока. Дополнительная выработка электроэнергии определялась как разность вероятных величин недовыработки электроэнергии станцией с различным числом автоматизированных блоков в соответствии с методикой, приведенной в работе [1].

Уменьшение времени пуска автоматизированного блока по сравнению с неавтоматизированным составило 2 ч. Для расчета дополнительно выработанной электроэнергии от сокращения времени пуска было принято, что нагрузка набирается равномерно. Дополнительная выработка электроэнергии  $\Delta W''$  определялась как разность выработанной электроэнергии за одинаковый промежуток времени при ручном  $W''_{ручн}$  и автоматизированном  $W''_{авт}$  пусках:

$$\Delta W'' = (W''_{авт} - W''_{ручн})ak,$$

где  $a \approx 12$  – количество пусков блока в год;

$k$  – количество блоков.

Экономия за счет дополнительно выработанной электроэнергии

$$S = (\Delta W' + \Delta W'')(c_{общ} - c_{топл}),$$

где  $c_{общ}$ ,  $c_{топл}$  – соответственно себестоимость электроэнергии и ее топливная составляющая, принятые по данным электростанции, коп/кВт·ч.

Приведенные в табл. 2 данные являются весьма приближенными вследствие ориентировочного учета некоторых из отмеченных выше факторов, а также неучета части из них в результате отсутствия достоверных статистических данных. Однако они наглядно подтверждают, что основная часть экономического эффекта от автоматизации пусковых режимов энергоблоков достигается за счет повышения надежности и что наиболее полно этот эффект может быть реализован при автоматизации всех энергоблоков станции.

Вследствие отсутствия достоверных статистических данных многие слагаемые технико-экономического эффекта автоматизации пусковых режимов оцениваются весьма произвольно в довольно широком диапазоне. Кроме того, учитываются далеко не все факторы, действующие на стадии внедрения и последующей эксплуатации системы автоматического управления (надежность работы, простота в обслуживании, необходимая квалификация персонала, подготовленность основного оборудования к автоматизации и т. п.). Поэтому результаты таких расчетов, выполненных для оценки эффективности автоматизации примерно одинаковых объектов, существенно отличаются друг от друга. Так, по данным Белорусского филиала Энергетического института, при автоматизации пуска и остановки блока мощностью 150 МВт за счет повышения надежности соответствующего уменьшения резервной мощности в энергосистеме достигается ежегодная экономия 2500 тыс. грн. (см. табл. 1). Расчеты, выполненные в ЦНИИКА для блока мощностью 200 МВт, оценивают ежегодный годовой эффект за счет снижения аварийности и сокращения времени пуска в 35—40 тыс. грн. (табл. 2).

Выбор системы автоматического управления пусковыми операциями для конкретного объекта должен производиться не на основе качественных, в значительной мере субъективных оценок, а на основе тщательного технико-экономического анализа.

#### Заключение

Автоматизация нестационарных режимов энергоблоков является существенным потенциальным резервом повышения надежности и экономичности эксплуатации энергооборудования ТЭС за счет улучшения его маневренных способностей, снижения

возможных ошибочных действий оперативного персонала при ручном управлении, сокращения общего времени пусковых операций при переходе от одного до другого этапа пуска (останова).

При построении систем автоматизации нестационарных режимов энергооборудования ТЭС должны быть использованы современные положения автоматической теории управления, а также накопленный отечественный и зарубежный опыт по этой проблематике.

#### Список использованной литературы:

1. Дуэль М. А. Автоматизированное управление объектами и технологическими процессами ТЭС и АЭС / М. А. Дуэль. – Х.: ЧП «КиК», 2010. – 448 с.
2. Дуэль М. А. Автоматическое управление энергоустановками в пусковых режимах / М. А. Дуэль, А. Х. Горелик, А. Ф. Мирьенко. – К.: Техника, 1974. – 152 с.
3. Рущинский В. М. Пространственные линейные и нелинейные модели энергооборудования ТЭС / В. М. Рущинский. - Труды ЦКТИ, вып. 22. – М.: Энергия, 1969. – С. 33–40.
4. Дуэль М. А. АСУ энергоблоками с использованием средств вычислительной техники / М. А. Дуэль. – М.: Энергоиздат, 1983. – 207 с.
5. Горелик А. Х. Приближенные уравнения прогрева турбоустановок / А. Х. Горелик, М. А. Дуэль // Теплоэнергетика, 1998. - № 2. – С. 12–18.
6. Плоткин В. Р. К вопросу о пуске паровых турбин паром номинальных и скользящих параметров / В. Р. Плоткин, М. А. Трубилов // Теплоэнергетика, 1973. - № 9. – С. 12–23.

#### References:

1. Duel, M. A. (2010) Automated management of objects and technological processes of thermal and nuclear power stations [Avtomatizirovannoe upravlenie o'ektami i tekhnologicheskimi prozessami TES I AES] // Kharkov, 448 p.
2. Duel, M. A., Gorelik, A. K., Mirienko, A. F. (1974) Automatic control of power plants in starting conditions [Avtomaticheskoe upravlenie energoustanovkami v puskovykh rezhimakh] // Kiev: Tekhnika, 1974.– 152 p.
3. Rushinskiy, V. M. (1969) Spatial linear and nonlinear models of power equipment, *Proceedings of the Central boiler and turbine Institute*, no 22, P. 33–40.
4. Duel, M. A. (1983) Automated control systems for power units with the use of computer technology [ASU energoblokami s ispolzovaniem sredstv vychislitel'noy tekhniki]. Moscow, 207 p.
5. Gorelik, A. K., Duel, M. A. (1998) Approximate equations warm-up turbine installations [Priblizhennyye uravneniya progreva turboustanovok] *Thermal power*, 1998, no 2, P. 12–18.
6. Plotkin, V. R., Trubilov, M. A., (1973) To the question about the commissioning of steam turbines steam nominal and sliding parameters [ K voprosu o puske parovykh turbin parom nominalnykh i skolziashshikh parametrov] *Thermal power*, no 2, P. 12–18.

Поступила в редакцию 17.03 2015 г.