

## СИСТЕМА ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРА НА ОСНОВЕ СЕТЕЙ ПЕТРИ

**С.А. Качур, Н.В. Шахова**

*Институт ядерной энергии и промышленности  
299015, Севастополь, ул. Курчатова, 7*



Цель исследования – построение автоматизированной системы контроля и регулирования технологических процессов турбогенератора на основе акустического анализа повреждений статора для повышения эффективности эксплуатации АЭС в целом. Для достижения этой цели необходима разработка информационно-измерительной системы, в которой информация о состоянии обмоток статора турбогенератора поступает от детекторов шума, расположенных на поверхности турбогенератора. Для идентификации состояния турбогенератора используется метод акустического анализа наиболее «горячих» точек турбогенератора.

Предложена стохастическая модель автоматизированной системы контроля и регулирования технологических параметров турбогенератора на основе сетей Петри, позволяющая выявить локальные изменения состояния обмоток статора турбогенератора. Представленная модель позволяет снизить размерность задачи за счет выбора подмножества состояний, определяющего риск появления повреждений статора. Модель отличается простотой и высоким быстродействием. Применение предложенной структуры информационно-измерительной системы турбогенератора позволяет осуществлять диагностирование состояния турбогенератора на начальной стадии возникновения повреждения и повысить быстродействие процесса измерения в десять раз.

**Ключевые слова:** автоматизированная система контроля, состояние обмоток статора, турбогенератор, система диагностики, акустический метод, аварийная ситуация, сети Петри, идентификация нарушений, анализ наиболее «горячих» точек, вероятностная модель, стохастическая модель.

Существующие автоматизированные системы контроля и регулирования технологических процессов оборудования АЭС в качестве средства сбора и первичной обработки информации используют агрегативные средства контроля регулирования (АСКР). Основными техническими характеристиками оборудования системы АСКР являются погрешность измерения и время обработки информации. К системам диагностики блоков АЭС предъявляются повышенные требования по быстродействию при достаточной точности определения состояния оборудования [1].

Несмотря на то, что в настоящее время одним из наиболее эффективных способов обнаружения аномальных отклонений физических процессов, протекающих в технологическом оборудовании, является контроль и анализ шумов [2], при эксплуатации турбогенератора предусматривается лишь периодическое его прослуши-

© С.А. Качур, Н.В. Шахова, 2016

вание на определенном расстоянии от наружного контура и сравнение среднего уровня шума с допустимым.

Поэтому решение задачи усовершенствования автоматизированных систем контроля и регулирования технологических процессов турбогенератора на основе «шумового» анализа является актуальным.

В настоящее время на основе «шумового» анализа разрабатываются различные измерительно-информационные системы (ИИС) [2]. Типовая методика «шумового» контроля и диагностики оборудования установки содержит следующие основные этапы: составление эталонных спектров «шумовых» сигналов при различных режимах работы контура; оперативный «шумовой» контроль и сравнение получаемых результатов с эталонными данными; анализ «шумовых» сигналов и выявление их изменений; сопоставление результатов анализа со структурой оборудования в целях выработки диагноза; принятие решения о возможности эксплуатации оборудования [3, 4]. Акустические методы обладают рядом достоинств: высокая информативность, избирательность, простота устройств, отсутствие специальных требований к конструкции контура, широкие функциональные возможности, возможность прогнозирования путем контроля растрескивания металла оборудования. Акустические колебания хорошо распространяются по металлу, и могут быть зарегистрированы в удобной для измерений точке контура. Частотный диапазон этих колебаний простирается от сотен герц до сотен килогерц.

Однако методика «шумового» контроля предполагает построение спектральных характеристик эталона и сравнение с заданной периодичностью их с подобными характеристиками, полученными в процессе функционирования устройства, на основе анализа ковариационных матриц. Число точек контроля (множество детекторов шума, расположенных на поверхности турбогенератора) задает размерность ковариационной матрицы и определяет точность диагностирования состояния объекта. При таком подходе проведение ковариационного анализа не удовлетворяет существующим требованиям к автоматизированным системам контроля оборудования ЯЭУ по быстродействию [1]. Кроме того, чтобы такая система контроля была максимально эффективной, она должна работать непрерывно, как обычная система технологического контроля, не нарушая нормальной работы установки в процессе всего периода эксплуатации. В настоящее время отсутствуют системы контроля и методы идентификации нарушения контакта под нагрузкой, что приводит к пожару в лобовых частях, после которого требуется частичная или полная замена обмоток статора турбогенератора [5].

Предлагается модифицировать «шумовую» методику, полагая в ее основу метода акустического анализа наиболее «горячих» точек [6]. Данный метод впервые был опробован и подтвержден под руководством д.т.н., профессора И.А. Попова на примере адаптивного управления процессом кипения ядерного реактора [7]. Рассматриваемый метод позволяет повысить скорость идентификации состояния турбогенератора и улучшить качество оценки повреждений турбогенератора за счет локализации пробоев обмоток статора в процессе эксплуатации. Технический результат использования этого метода достигается путем разработки схемы расположения детекторов шума ИИС и порядка расчета по показаниям ИИС координат проекций на поверхность турбогенератора зон повышенной температуры. Поскольку скорость обработки информации при прочих равных условиях зависит от размерности задачи, в частности, количества рассматриваемых в конкретный момент времени детекторов шума, то стоит задача разработки моделей поведения системы, позволяющей осуществлять оперативный сбор и обработку информации в предаварийных ситуациях. Возможности математического аппарата сетей Петри (СП) при

определенной интерпретации элементов сети позволяют наилучшим образом в сравнении с существующими моделями решить данную задачу [8].

Цель исследования состоит в построении автоматизированной системы контроля и регулирования технологических процессов турбогенератора на основе акустического анализа повреждений статора для повышения эффективности эксплуатации АЭС в целом.

Вероятностной моделью повреждений статора является множество распределений засоренных частей выборок амплитуд флуктуационных сигналов, измеряемых расположенными на поверхности турбогенератора детекторами шума [9].

Для достижения поставленной цели необходимо разработать информационно-измерительную систему, в которой информация о состоянии обмоток статора турбогенератора поступает от  $l$  детекторов шума, расположенных на поверхности турбогенератора. Замеры уровня шума проводятся с интервалом времени  $\Delta t$ . В качестве метода идентификации состояния турбогенератора используется метод акустического анализа наиболее «горячих» точек (МАО НГТ) турбогенератора [6].

В методе акустического анализа наиболее «горячих» точек на первом этапе измерений используется  $n$  основных детекторов шума  $d_i$  ( $i = 1, \dots, n$ ), схема расположения которых на поверхности турбогенератора образует координатную сетку. На втором этапе производится уточнение координат НГТ, т.е. по результатам измерений первого этапа для каждого детектора  $d_x$ , находящегося в НГТ, рассматриваются вспомогательные детекторы  $d_{xi}$  ( $i = 1, \dots, 8$ ), расположенные по схеме деления отрезков основной координатной сетки пополам.

Результатом анализа первой схемы расположения детекторов является дерево решений. Листьям дерева решений соответствуют координаты НГТ на поверхности турбогенератора в первом приближении. Количество уровней дерева решения отражает степень риска, увеличивающуюся с номером уровня.

Результатом применения МАО НГТ является вектор  $S = (s_1, s_2, \dots, s_n)$  состояния статора турбогенератора, отражающий степень риска повреждений статора и соответствующий максимальному номеру  $s_p$  уровня дерева решений в точках, определяемых вектором  $UX$  координат НГТ распределения тепловых шумов. Вектор  $UX$  представляет собой управляющее воздействие для системы автоматического регулирования охлаждения и аварийной защиты турбогенератора.

Для построения схемы активизации детекторов шума возникает задача определения векторов  $PU = (pu_1, pu_2, \dots, pu_n)$  и  $PUB = (pub_1, pub_2, \dots, pub_m)$  вероятностей появления повреждений, соответствующих управляющим воздействиям для основных и вспомогательных детекторов шума, в классе моделей с дискретным временем как преобразование

$$[PU, PUB] = F(S[k], S[k-1], C, k), \quad (1)$$

где  $F$  – преобразование на основе расширения стохастической СП;  $S$  – вектор состояния турбогенератора, описывающий распределение тепловых шумов;  $C$  – сеть Петри;  $k$  – номер дискретного момента времени. Исходные вероятности появления повреждений в местах расположения основных детекторов принимаются равными 0,5, а вспомогательных – 0.

Общее решение задачи построения информационно-измерительной системы акустических шумов турбогенератора основывается на поиске максимума риска повреждений статора.

Риск  $R$  возникновения повреждений можно определить как

$$R = \max_i pu_i, \quad (2)$$

$$p_{u_i} = \begin{cases} 1, & \text{если } sp \geq 3, \\ 0,75, & \text{если } sp = 2, \\ 0,5, & \text{если } sp = 1, \\ 0,25, & \text{если } sp = 0, \end{cases} \quad (3)$$

где  $p_{u_i}$  – вероятность появления повреждений в местах расположения основных детекторов;  $sp$  – максимальный уровень дерева решений для  $i$ -го основного детектора в точках.

Для вспомогательных детекторов шума вероятности их активизации (обработки измерений) определяются из следующего соотношения:

$$p_{ub_i} = \begin{cases} 1, & \text{если } sp \geq 3; \\ 0, & \text{в противном случае.} \end{cases} \quad (4)$$

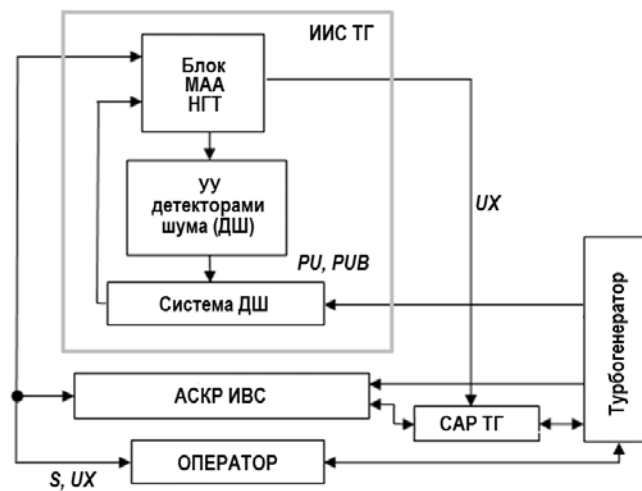


Рис. 1. Обобщенная схема автоматизированного управления технологическими параметрами турбогенератора

Обобщенная схема автоматизированного управления технологическими параметрами турбогенератора (АСУ ТП ТГ), приведенная на рис. 1, включает в себя предлагаемую информационно-измерительную систему турбогенератора (ИИС ТГ), систему автоматического регулирования турбогенератора (САПР ТГ), средства сбора и первичной обработки информации АСКР и ИВС.

Для описания дискретных процессов случайной структуры в условиях неопределенности, какими являются и процессы измерения параметров турбогенератора, эффективно применение математического аппарата сетей Петри (СП) [8]. В данном случае целесообразно использовать обобщение стохастических и функциональных СП, заключающееся в объединении подмножеств их атрибутов.

Для рассматриваемого объекта примем следующую интерпретацию элементов СП: переход – элемент системы, например, блок, детектор шума и т.д.; позиция – набор выходов элемента системы; маркер – признак наличия вектора сигналов на выходе элемента; дуга – канал передачи сигналов; срабатывание перехода означает включение элемента в текущую структуру.

Вероятность срабатывания перехода будем рассматривать как вероятность передачи из множества входных позиций данного перехода хотя бы одного маркера и выполнение множества ограничений (условий), сопоставленных этому переходу.

Модель АСУТП ТГ на основе стохастических СП представлена на рис. 2 в виде графа взаимосвязанных множеств переходов (Т), позиций (Р) и дуг. Дугам сопоставлены вероятности, полученные по формулам (2) либо (3) в зависимости от ин-

терпретации перехода, для которого они являются входными. Описание переходов предложенной модели дано в табл. 1.

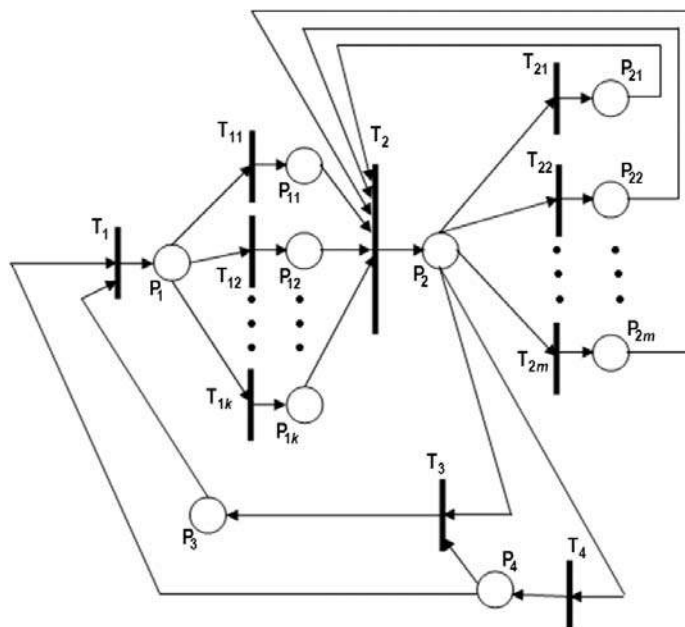


Рис. 2. Модель автоматизированной системы управления технологическими параметрами турбогенератора на основе расширения стохастических СП

Таблица 1

**Описание переходов модели на основе сетей Петри**

Тип перехода	Условие, сопоставленное переходу	Выполняемые функции
T1	–	ТУРБОГЕНЕРАТОР
T2	–	Блок метода акустического анализа наиболее «горячих» точек, расчет вероятностей повреждений статора
T3	Отсутствие ручного управления	Система автоматического регулирования турбогенератора
T4	–	ОПЕРАТОР
T <sub>11</sub> -T <sub>1k</sub>	Наличие ненулевых вероятностей	Основные детекторы шума
T <sub>21</sub> -T <sub>2m</sub>	Наличие ненулевых вероятностей	Вспомогательные детекторы шума

Обобщенная схема АСУТП ТГ (рис. 1) и ее сетевая модель (рис. 2) применимы для МАА НГТ, их структура не зависит от способа функционирования детекторов шума.

Для турбогенератора определяющим фактором допустимости того или иного эксплуатационного режима работы является тепловой режим. На АЭС тепловой контроль турбогенератора осуществляется, в частности, информационно-вычислительными станциями и автоматическими системами контроля режима и регистрации технологических параметров турбогенератора [5]. Тепловой контроль всех основных узлов и систем охлаждения турбогенератора и возбудителя осуществляется термометрами сопротивления, которые подключены к устройству теплового контроля. Опрос всех точек параметров температурного контроля производится последовательно и включает в себя проверку нахождения параметра в пределах верхней

и нижней уставок. Время обработки информации для 127-ми каналов измерения не превышает 8 с, срабатывания сигнализации – не более 16 с. Цикл опроса «жестко зашит» в блок постоянной памяти.

Предложенная структура системы диагностики за счет использования возможностей метода акустического анализа наиболее «горячих» точек позволяет снизить объем вычислений при определении характеристик мест возможных повреждений обмотки статора в  $N_1$  раз:

$$N_1 = \frac{2^{k_1}}{k_1 2^{k_2}}, \quad (5)$$

где  $k_1$  – общее количество детекторов шума;  $k_2$  – количество детекторов, которые изменили свои показания.

Временные затраты на выявление мест потенциальных повреждений статора за счет возможностей математического аппарата СП в предложенной структуре системе диагностики сокращаются в  $N_2$  раза:

$$N_2 = \frac{\lg 2^{k_1}}{\lg(k_1 2^{k_2})}. \quad (6)$$

Таким образом, разработанная структура АСУТП ТГ дает возможность повысить скорость идентификации состояния турбогенератора в 10 раз при условии, что из общего количества детекторов 127 существенным образом изменили показания 5 детекторов. В этом случае время срабатывания сигнализации не превышает 1,6 с.

Предложена стохастическая модель автоматизированной системы контроля и регулирования технологических параметров турбогенератора на основе СП, позволяющая выявить локальные изменения состояния обмоток статора турбогенератора. Представленная модель позволяет снизить размерность задачи за счет выбора подмножества состояний, определяющего риск появления повреждений статора. Модель отличается простотой, высоким быстродействием и способностью к самообучению, присущей нейрноподобным системам.

Применение предложенной структуры информационно-измерительной системы ТГ позволяет осуществлять диагностирование состояния ТГ на начальной стадии возникновения повреждения и повысить быстродействие процесса измерения в 10 раз.

Предложенная модель автоматизированной системы управления технологическими параметрами турбогенератора может быть использована для усовершенствования существующих агрегативных средств контроля и регулирования с целью повышения безопасности эксплуатации атомных электростанций.

### **Литература**

1. Алексеев Б.А. Определение состояния (диагностика) крупных турбогенераторов. – М.: Изд-во НЦ ЭМАС, 2001. – 152с.
2. Емельянов И.Я. Управление и безопасность ядерных энергетических установок/ И.Я. Емельянов, П.А. Гаврилов, Б.Н. Селиверстов – М.: Атомиздат, 1975. – 280 с.
3. Еременко В.А. Пути обеспечения безопасного управления атомными энергетическими установками/ В.А. Еременко – К.: Техника, 1988 – 256с.
4. Острейковский В.А. Эксплуатация атомных станций. – М.: Энергоатомиздат, 1999. – 928 с.
5. Мамиконянц Л.Г. Разработка типовых программ и методик комплексных обследований, нормативов и критериев оценки технического состояния и возможностей дальнейшей эксплуатации электрооборудования высокого напряжения, отработавшего определенными



стандартами сроки службы – М.:ВНИИЭ, 2000. – 154 с.

6. Качур С.А. Метод акустического анализа повреждений обмоток статора турбогенератора / 36. наук. пр. СКУЯЭтаП – Вып. 1 (37). – Севастополь: СКУЯЭиП, 2011. – С. 21-25.

7. Попов И.А. Адаптивное управление процессом кипения ядерного реактора ВВЭР на основе моделей сетей Петри и метода наиболее «горячих» точек / 36. наук. пр. СКУЯЭтаП. – Вып. 3 (31). – Севастополь: СКУЯЭиП, 2009. – С.40-48.

8. Питерсон Д. Теория сетей Петри и моделирование систем. – М.: Мир, 1984. – 264 с.

9. Шахова Н.В. Вероятностная модель повреждения статора турбогенератора / 36. наук. пр. СКУЯЭтаП – Вып. 2 (38). – Севастополь: СКУЯЭиП, 2011. – С. 89-94.

Поступила в редакцию 20.11.2015 г.

#### Авторы

Качур Светлана Александровна, доцент, доктор техн. наук

E-mail: kachur\_62@mail.ru

Шахова Наталья Васильевна, старший преподаватель

E-mail: nata.shakhova.73@mail.ru

UDC 621.039.56

## DIAGNOSTIC SYSTEM BASED ON CONDITION TURBOGENERATOR PETRI NETS

Kachur S.A., Shakhova N.V.

Institute of Nuclear Energy and Industry  
7 Kurchatov st., Sevastopol, 299015 Russia

#### ABSTRACT

The objective of the study is to construct the automated monitoring systems and process control turbine generator based on an acoustic analysis of damage of the stator to enhance efficiency of operation of nuclear power plants in general.

To achieve this goal it is necessary to develop information-measuring system in which information on the status of the turbogenerator stator windings supplied by  $l$  detector noise on the surface of the turbine generator. Measurements of noise levels are carried out with a  $\Delta t$  time interval As a method of identifying the condition of the turbogenerator is used method of acoustic analysis of the most "hot spots" of the turbogenerator. The general solution of the problem of constructing information-measuring system of acoustic noise turbine generator based on finding high risk of damage to the stator. For the object in question will take the following interpretation elements of Petri nets: the transition – element of the system; position – set output element of the system; marker – a sign of the presence of the vector signal at the output member; arc – a signaling channel; triggering transition is meant to include an item in the current structure. Probability of success the transition will be considered as the probability of transmission of a plurality of input positions of the transfer of at least one marker and the implementation of a set of constraints (conditions) that are associated with this transition.

Model results of the automated control system of the turbine generator based on stochastic Petri nets, as a graph of interconnected sets of transitions, positions and arcs. Arcs compared the probability model proposed automated control system of the turbine generator can be used to improve existing automated systems of control and regulation in order to increase operational safety of nuclear power plants. Application of the proposed structure of the information-measuring system of turbine generator allows

diagnostics condition of the turbogenerator in the initial stages of formation damage and increase the speed of the measurement process ten times.

A stochastic model of the automated monitoring systems and process control turbine generator based on Petri nets, allowing to detect local changes in the state of the stator windings of turbogenerator. The model makes it possible to reduce the dimension of the problem by selecting a subset of states, determining the risk of damage to the stator. The model is characterized by simplicity and high speed.

**Key words:** automated control system, the state of the stator winding, turbo generator, diagnostics system, acoustic method, emergency, Petri nets, identifying violations, analysis of the most "hot spots", probabilistic model, stochastic model.

#### REFERENCES

1. Alekseev B.A. *Opređenje sostoyaniya (diagnostika) krupnykh turbogeneratorov.* Moscow. NTS EHMAS Publ., 2001. 152 p. (in Russian).
2. Emel'yanov I.YA. *Upravlenie i bezopasnost' yadernykh ehnergeticheskikh ustanovok.* – Moscow. Atomizdat Publ., 1975. 280 p. (in Russian).
3. Eremenko V.A. *Puti obespecheniya bezopasnogo upravleniya atomnymi ehnergeticheskimi ustanovkami.* Kiev. Tehhnika Publ., 1988. 256 p. (in Russian).
4. Ostrejkovskij V.A. *EHkspluatatsiya atomnykh stantsij.* Moscow. Energoatomizdat Publ., 1999. 928 p. (in Russian).
5. Mamikonyants L.G. *Razrabotka tipovykh programm i metodik kompleksnykh obsledovaniy, normativov i kriteriev otsenki tekhnicheskogo sostoyaniya i vozmozhnostej dal'nejshej ehkspluatatsii ehlektrooborudovaniya vysokogo napryazheniya, otrabotavshego opredelen-nymi standartami sroki sluzhby.* Moscow. VNIIE Publ., 2000. 154 p. (in Russian).
6. Kachur S.A. *Metod akusticheskogo analiza povrezhdenij obmotok statora turbogeneratora.* *Zb. nauk. pr. SNUYAEtaP. Iss.1(37).* Sevastopol'. SNUYAEiP Publ., 2011, pp .21 -25. (in Russian).
7. Popov I.A. *Adaptivnoe upravlenie protsessom kipeniya yadernogo reaktora VVER na osnove modelej setej Petri i metoda naibolee «goryachikh» toček.* *Zb.nauk.pr.SNUYAEtaP. Iss. 3(31).* Sevastopol'. SNUYAEiP Publ., 2009, pp. 40-48 (in Russian).
8. Piterson D. *Teoriya setej Petri i modelirovanie system.* Moscow. Mir Publ., 1984, 264 p. (in Russian).
9. Shakhova N.V. *Veroyatnostnaya model' povrezhdeniya statora turbogeneratora.* *Zb. nauk. pr. SNUYAEtaP. Iss.2(38).* Sevastopol'. SNUYAEiP Publ., 2011, pp. 89-94 (in Russian).

#### Authors

Kachur Svetlana Aleksandrovna, Doctor of Technical Sciences, Associate Professor  
E-mail: kachur\_62@mail.ru

Shakhova Natal'ya Vasil'evna, Senior Lecturer  
E-mail: nata.shakhova.73@mail.ru