

\* \* \*

## Перспективы развития систем противоаварийного управления крупных энергообъединений<sup>1</sup>

ЗАХАРКИН О.В., ПОПОВА Е.Ю., ЛАНДМАН А.К., ПЕТРОВ А.М., ПЕТРОВ А.Э.

*Рассматриваются основные принципы построения современной системы противоаварийного управления, ее иерархическая структура, выполняемые задачи. Сформулированы общие требования к алгоритмам координации устройств управления на всех уровнях иерархической структуры. Определены основные направления развития системы противоаварийной автоматики, ее математического, информационного и программного обеспечения.*

**Ключевые слова:** энергосистемы, противоаварийное управление, противоаварийная автоматика, сбор и передача информации, программное обеспечение

*The main principles used to construct a modern emergency control system, its hierarchical structure, and functions performed by this system are considered. General requirements for algorithms intended to coordinate the operation of control devices at all levels of the hierarchical structure are formulated. Main lines in which the automatic emergency control system and its mathematical, informational, and software support facilities should be developed are determined.*

**Key words:** power systems, emergency control, automatic emergency control devices, data acquisition and transmission, software tools

Около 25 лет назад впервые был сформулирован следующий принцип организации противоаварийной автоматики (ПА) на объектах единой энергетической системы (ЕЭС): каждый район должен быть охвачен своей системой ПА, обеспечивающей устойчивость при отключении наиболее мощных линий электропередачи или генерирующих блоков. В качестве дополнительного условия выставлено требование ограничения суммарного небаланса, вызванного первичным возмущением и управляющими воздействиями (УВ), величиной, безопасной по условиям устойчивости всей ЕЭС. Реализация этого принципа затрудняется тем, что объем УВ в каждом районе ограничен и не всегда присутствуют требуемые виды управления. В связи с этим наиболее целесообразным направлением развития ПА в ЕЭС является создание иерархической системы ПА, а также функциональная и информационная интеграция устройств, находящихся на разных уровнях управления.

**Структура современной системы противоаварийного управления.** В последние годы в связи с развитием системных аварий в ряде зарубежных энергосистем (Японии, США, Канаде) значительно расширились работы по созданию централизованных систем ПА на базе мини- и микро-ЭВМ [1].

Наиболее широкое применение автоматика по предотвращению нарушения устойчивости (АПНУ) района управления (РУ) получила в России – из-за наличия протяженных линий электропередачи высокого напряжения, сложности электрической схемы и режимов работы энергообъединения.

Структура иерархической АПНУ ЕЭС России описывается в едином стандарте [2], который введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 23.12.2008 № 457 и разработан совместно с ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем».

Современная АПНУ построена таким образом, чтобы обеспечивать живучесть контролируемого РУ при возникновении в нем аварийных возмущений и не нарушать устойчивость соседних районов при вводе УВ.

Согласно [2] иерархическая АПНУ ЕЭС России должна иметь четырехуровневую структуру:

<sup>1</sup> Статья написана по результатам исследований в рамках международного проекта ICOEUR (см. «Электричество», 2011, № 4).

*1-й уровень* — локальная ПА объектного уровня (ЛПА — уровень управления одного или нескольких энергообъектов: станция, подстанция, энергоузел энергосистемы (ЭС));

*2-й уровень* — централизованная ПА районов управления (ЦПА РУ — уровень РУ);

*3-й уровень* — централизованная координирующая ПА объединенных ЭС (ЦКПА ОЭС — уровень ОЭС);

*4-й уровень* — ЦКПА ЕЭС России (уровень ЕЭС).

В иерархической структуре АПНУ ЕЭС России число уровней управления определено конкретными условиями функционирования ЭС, её электрической схемой, сбалансированностью, способностью выдерживать воздействия аварийных возмущений без нарушения устойчивости, управляемостью, принятыми способами и методами управления.

Такая организация системы противоаварийного управления (ПАУ) должна быть основана на следующих принципах.

*Принцип приоритетности:* при возникновении аварийных нарушений режима ЭС приоритет отдается противоаварийному управлению перед коммерческим.

*Принцип единообразия построения систем:* построение системы любого уровня должно быть единообразно в части структуры технических средств, системного программного обеспечения, средств внешнего взаимодействия. При этом устройства разных уровней могут отличаться числом, составом функциональных блоков и, соответственно, функциональными возможностями. Также системы должны иметь возможность развития без принципиальных изменений существующего комплекса ПАУ.

*Принцип возрастания качества* предполагает возрастание функциональных возможностей по мере возрастания уровня подсистемы. Так, устройство верхнего уровня по отношению к устройству нижнего уровня располагает большим объемом информации, более точной моделью и алгоритмом управления.

*Принцип ситуационной автономии* предполагает самостоятельность управления на нижнем уровне по собственной имеющейся информации на базе собственных заложенных алгоритмов управления в случаях, когда связь с устройством верхнего уровня потеряна, информация настройки от верхнего уровня отсутствует или недостоверна.

В настоящее время во всей ЕЭС России реализована двухуровневая система ПА, нижний уровень которой состоит из локальных систем ПА, а верхний уровень образуют цифровые или аналогово-релейные централизованные комплексы ПАУ на базе управляющих ЭВМ. Такую структуру имеют системы ПА ОЭС Урала, ОЭС Средней Волги, ОЭС Се-

верного Кавказа и ОЭС Сибири. В 2008 г. в ОЭС Сибири был реализован третий уровень иерархии — ЦКПА ОЭС.

**Основные задачи систем противоаварийного управления.** Задачи каждого уровня, входящего в иерархическую структуру АПНУ, состоят в следующем.

Локальные устройства ПА в значительной своей части являются автономными и обеспечивают устойчивость отдельных объектов (электростанций, электропередач, узлов нагрузки). Взаимная координация работы локальных устройств ПА на различных объектах осуществляется с помощью согласования параметров настройки и обмена командами управления.

ЦПА РУ решает задачи ПАУ в районе управления на основе телеметрической информации о режиме и составе сети. Взаимная координация работы ЦПА РУ осуществляется с помощью ЦКПА ОЭС.

ЦКПА ОЭС — это уровень объединённой энергосистемы, находящейся в зоне ответственности одного из филиалов системного оператора. На этом уровне осуществляется координация действий ЦПА РУ. Эти задачи решаются с помощью координирующего устройства АДВ (КАДВ), которое, как правило, устанавливается на диспетчерском пункте ОЭС.

ЦКПА ЕЭС России — это уровень, на котором решаются межзональные и межгосударственные задачи координации управления по предотвращению нарушения устойчивости. Эти задачи решаются с помощью центрального координирующего устройства АДВ.

Таким образом, в иерархической структуре уровни управления отличаются набором выполняемых функций. Кроме решения задачи управления на своем уровне АПНУ верхнего уровня, осуществляют в своем РУ координацию функционирования устройств нижнего уровня. Способы организации взаимодействия АПНУ верхнего и нижнего уровней предложены в [3–9].

Общие требования к алгоритмам координации устройств управления на всех уровнях иерархии сформулированы в [10]. К ним относятся: минимизация ущерба от использования средств управления; предотвращение опасных с точки зрения устойчивости перегрузок связей за пределами РУ в результате УВ от устройств нижних уровней иерархии; решение задач координации в «реальном времени», т.е. в пределах соответствующих расчётных циклов дозировки УВ.

В [11] дается более подробная формулировка задачи координации, анализ основных ее составляющих и предлагаются некоторые подходы к ее решению. Вводится понятие «независимых» и «условно

независимых» РУ. Выбор управления в каждом «условно независимом» районе предполагается не только по параметрам своего района, но и с учетом ряда схемно-режимных параметров других районов, внутренних и внешних эквивалентов примыкания. Разделение системы на отдельные «условно независимые» районы и представление каждого из них как самостоятельного объекта управления, а также функции координирующей системы определяются с учетом следующих факторов:

результатов исследований устойчивости в части степени взаимозависимости режимов работы и пределов мощности в контролируемых сечениях;

оптимальности организации сбора доаварийной и аварийной информации;

мест реализации УВ и структуры системы передачи команд управления;

заложенных принципов дозировки УВ, типа и производительности вычислительного управляющего устройства;

необходимостью использования при аварии в одном районе, кроме его собственных средств, средств управления в других районах системы.

Так например, если все ЦПА РУ, входящие в зону действия ЦКПА ОЭС, имеют адаптивный алгоритм выбора УВ (I-ДО), то задачей ЦКПА ОЭС являлось бы определение внешних эквивалентов для каждого РУ и определение доступных ресурсов управления в смежных районах при недостаточности собственных ресурсов в контролируемом РУ.

Напротив, если в АДВ нижнего уровня реализуются алгоритмы по принципу II-ДО, на верхний уровень иерархической системы управления выносятся более сложные задачи, в связи с чем требуется большой объём перерабатываемой информации и предъявляются более высокие требования к быстродействию и надёжности вычислительного устройства.

По сути, координирующая система выполняет весь объём расчетов по выбору УВ для каждого района, в том числе и с учетом взаимной реализации УВ в смежных районах. Устройства нижнего уровня только запоминают дозировку, рассчитанную верхним уровнем, и переходят в автономный режим лишь в случае отсутствия настройки от устройства верхнего уровня.

**Перспективы развития системы ПАУ.** Главным направлением развития системы ПАУ предполагается создание интеллектуальных иерархических систем противоаварийного управления, обеспечивающих высокую надежность и селективность работы систем автоматического регулирования и ПА, обеспечивающих, в конечном счете, поддержание требуемых параметров режима и оптимальный переход от аварийного и послеаварийного режимов к нормальному.

Основным направлением развития системы АПНУ будет создание цифровых иерархических комплексов, обеспечивающих формирование управляющих воздействий в аварийных ситуациях:

центров АДВ на крупных электростанциях и в узлах нагрузки на базе микропроцессорных устройств;

координирующих систем противоаварийного управления на базе собственной системы сбора и передачи информации (ССПИ) и с привлечением информации от оперативно-информационных комплексов (ОИК).

**Технологическое программное обеспечение ПА** должно базироваться на дальнейшем развитии алгоритмов оптимальной работы ПА, быстрого анализа и коррекции запаса статической и динамической устойчивости, выбора наиболее информативных параметров для подготовки срабатывания и запуска систем ПАУ, соответствующих алгоритмов систем сбора данных. Необходима разработка алгоритмов и совершенствование программ автоматической дозировки УВ для обеспечения допустимого послеаварийного режима.

Как показывают результаты последних разработок систем ПА, выполненных в НИИПТ и ЗАО ИАЭС, алгоритмы оценки запаса устойчивости и выбора управления в послеаварийных режимах в современных условиях могут быть построены при использовании подробной математической модели ЭЭС, что ранее считалось малодостижимым. Такая математическая модель, описываемая уравнениями установившегося режима, позволяет наиболее полно учесть реальные характеристики энергообъектов, такие как статические характеристики по частоте и напряжению, реальные резервы по активной и реактивной мощности генераторов электростанций, реальные объемы ступеней управления, используемых в ПА.

К числу основных задач, которые должны решать адаптивные алгоритмы дозировки управляющих воздействий по условиям устойчивости послеаварийных режимов в темпе текущего режима, следует отнести:

·оценку запаса статической устойчивости системы в послеаварийном режиме;

·выбор наиболее эффективного вида управления (отключение генератора, отключение нагрузки, ограничение мощности турбины, деление системы) в сложившейся схемно-режимной ситуации;

·выбор наиболее эффективного места приложения управляющего воздействия требуемого вида;

·выбор наиболее эффективной ступени управления на объекте;

·проверку соответствия параметров найденного послеаварийного режима техническим требованиям.

Вспомогательной задачей при оценке запаса устойчивости и выборе управления (явно или неявно) является задача определения опасных сечений в схеме сети.

В алгоритме I-ДО ЗАО ИАЭС, реализованном в ЦКПА ОЭС Сибири, перечисленные задачи решаются следующим образом.

Оценка запаса устойчивости послеаварийного режима ЭЭС осуществляется на основе решения системы уравнений установившегося режима в форме небалансов мощностей узлов с введением в уравнения для небалансов активной мощности показателя напряженности режима  $k_H$  [12]:

$$\begin{aligned} f_i^p &= P_{Gi} - P_{Hi} - k_{H\zeta} \frac{\partial P_H}{\partial \zeta} + \dot{a} \frac{\partial P_{ij}}{\partial \zeta} \\ f_i^q &= Q_{Gi} - Q_{Hi} + \frac{\partial Q_H}{\partial \zeta} + \dot{a} \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \zeta} \quad i=1, n, \quad j \in m_i. \end{aligned} \quad (1)$$

Здесь  $P_{Gi}$ ,  $Q_{Gi}$ ,  $P_{Hi}$ ,  $Q_{Hi}$  — активные и реактивные мощности генераторов и нагрузок в узлах;  $P_{ij}$ ,  $Q_{ij}$ ,  $P_j$ ,  $Q_j$  — собственные и взаимные активные и реактивные мощности узлов;  $f_i^p$ ,  $f_i^q$  — невязки уравнений;  $m_i$  — множество узлов, связанных с  $i$ -м узлом;  $n$  — число узлов в схеме сети.

Система уравнений (1) отличается тем, что в пространстве активных мощностей узлов при варьировании коэффициента  $k_H$  происходит пропорциональное изменение сопротивлений и пропускной способности всех связей схемы ЭЭС соответственно. Другая интерпретация явления — одновременное пропорциональное изменение задающих активных мощностей всех узлов схемы. Предельному режиму при послеаварийном состоянии схемы сети соответствует определенное значение коэффициента  $k_H^{pp}$ , которое связано с коэффициентом запаса устойчивости соотношением  $k_{зап} = 1 - k_H^{pp}$ . При  $k_H^{pp} \leq k_H^{tp}$  искомый послеаварийный режим существует и имеет достаточный запас устойчивости, при  $k_H^{pp} > k_H^{tp}$  искомый послеаварийный режим не существует или имеет недостаточный запас по устойчивости, и требуется ввод управляющих воздействий. Здесь  $k_H^{tp}$  — требуемое значение коэффициента напряженности послеаварийного режима (при  $k_{зап} = 8\% \quad k_H^{tp} = 0,92$ ).

Значение коэффициента  $k_H^{pp}$  при послеаварийном состоянии схемы сети можно определить двумя способами. Первый способ — формирование расширенной системы уравнений предельного режима, в которой наряду с системой уравнений ус-

тановившегося режима (1) присутствует система уравнений границы области устойчивости вида

$$\begin{vmatrix} v^\Phi \\ v^M \end{vmatrix} = J_T \begin{vmatrix} R^p \\ R^q \end{vmatrix} = 0, \quad (2)$$

где  $J_T$  — транспонированная матрица Якоби уравнений установившегося режима (при определении предельных по мощности режимов) или матрица коэффициентов свободного члена характеристического уравнения (при определении предельных по устойчивости режимов);  $R^p$ ,  $R^q$  — компоненты собственного вектора матрицы  $J_T$ , отвечающие нулевому собственному числу матрицы (компонента  $R^p$  связана с производными от уравнений для активных мощностей, компонента  $R^q$  — с производными от уравнений для реактивных мощностей);  $v^\Phi$ ,  $v^M$  — невязки уравнений границы области предельных режимов (первая из них связана с производными по фазе, вторая — с производными по модулю напряжений).

Одна из компонент собственного вектора  $R^p$  фиксируется, что позволяет ввести в расширенную систему уравнений коэффициент  $k_H$  как дополнительную переменную.

Второй, более простой, способ определения коэффициента  $k_H^{pp}$  состоит в организации двух итерационных циклов решения системы уравнений (1). В первом, внутреннем, цикле решается система уравнений (1) при фиксированном значении коэффициента  $k_H$ , во втором, внешнем, цикле проводится уточнение значения коэффициента  $k_H$  (например, по методу половинного деления).

Предельный установившийся режим ЭЭС, соответствующий значению коэффициента  $k_H^{pp}$ , характеризуется тем, что одна из связей или группа связей (сечение) работает на пределе пропускной способности при найденных значениях напряжений узлов. Слабое звено схемы сети можно выделить по значению отношения разности фаз напряжений по концам связи в предельном режиме к реактивному сопротивлению связи.

В ЦКПА ОЭС Сибири реализован второй подход к определению коэффициента напряженности  $k_H^{pp}$ , который позволяет сразу выполнять проверку наличия необходимого запаса устойчивости у послеаварийного режима путем решения системы уравнений (1) при задании  $k_H = k_H^{tp} = 0,92$ . При существовании такого режима выполняется дополнительная проверка на соответствие режимных параметров техническим требованиям при значении  $k_H = 1,0$ . При отсутствии решения системы (1) или выходе режимных параметров за допустимый диа-

пазон проводится выбор управляющих воздействий.

Выбор необходимого вида УВ. Расчетными возмущениями для ЦКПА ОЭС Сибири являются аварийные отключения линий электропередачи, трансформаторов, секционных выключателей. При выборе управляющих воздействий используется допущение о том, что нарушение устойчивости ЭЭС связано со снижением пропускной способности связей между аварийными узлами схемы сети.

Моделирование аварийных ситуаций в алгоритме выбора УВ выполняется путем отключения одной или нескольких связей между узлами исходной расчетной схемы ЭЭС. Каждая такая связь, называемая аварийной, может иметь одну или несколько параллельных ветвей, включенных между двумя узлами примыкания. Отдельные одновременно отключаемые связи могут иметь как разные, так и общие узлы примыкания. Будем называть узлы примыкания аварийных связей аварийными узлами.

Отключение аварийных связей приводит к перераспределению потоков мощности в сети, что при недостаточной пропускной способности оставшихся связей (сечений) может сопровождаться нарушением статической устойчивости ЭЭС в послеаварийных режимах. Для предотвращения нарушения устойчивости ЭЭС в послеаварийном режиме необходимо осуществить разгрузку оставшихся в работе связей (сечений), что может быть выполнено за счет отключения генераторов (ОГ) в передающей части системы или за счет отключения нагрузки (ОН) в ее приемной части.

Первым шагом в определении необходимого вида УВ при конкретной аварийной ситуации является выявление передающей и приемной частей системы относительно ослабляемого сечения схемы сети. Данная операция выполняется путем эквивалентирования схемы сети ЭЭС относительно аварийных узлов при использовании параметров рассчитанного доаварийного режима.

Эквивалентная схема сети состоит из аварийных узлов и связей между ними. Расчет параметров эквивалентных задающих мощностей генераторов ( $P_{Gi}^{\text{э}}, Q_{Gi}^{\text{э}}$ ) и нагрузок ( $P_{Hi}^{\text{э}}, Q_{Hi}^{\text{э}}$ ) в аварийных узлах проводится при включенных аварийных связях при известных напряжениях доаварийного режима. Разнесение задающих мощностей узлов исходной схемы сети при эквивалентировании осуществляется по методу исключения Гаусса. В эквивалентной схеме каждый аварийный узел соединен с другими аварийными узлами по реальным и эквивалентным связям.

На основе параметров связей эквивалентной схемы и напряжений в аварийных узлах определя-

ются суммарные перетоки мощности по сечениям ( $P_i^c$ ), отделяющим каждый аварийный узел от других узлов. При положительном значении перетока выделенный аварийный узел является передающим, при отрицательном значении перетока – принимающим.

Вторым шагом при определении требуемого вида УВ является ранжировка выделенных эквивалентных подсистем (аварийных узлов) в порядке возрастания мощности эквивалентных генераторов.

Вопрос об эффективном виде УВ (ОГ или ОН) решается на основе сопоставления мощностей эквивалентных генераторов в аварийных узлах. Известно [3], что в слабой передающей системе более эффективным является управляющее воздействие в виде ОГ, а в слабой приемной системе – управляющее воздействие в виде ОН. Это объясняется различным влиянием крутизны статических характеристик генераторов и нагрузок по частоте при использовании УВ в виде ОГ и в виде ОН. Для выбора необходимого вида УВ используется значение отношения мощности генератора передающей системы к мощности генератора приемной системы ( $K = P_T^{\text{пер}} / P_T^{\text{прм}}$ ). В соответствии с рекомендациями [3] при  $K < 1$  используется ОГ в передающей системе, при  $K > 3$  – ОН в приемной системе. При  $1 \leq K \leq 3$  вопрос о более эффективном виде УВ рассматривается с учетом значений эквивалентных реактивных сопротивлений между аварийными и управляемыми узлами с ОГ и ОН.

Определение места приложения УВ и ступеней управления. Возможные места приложения и располагаемые ступени того или иного вида УВ заранее известны, и вопрос состоит в том, какие именно из них следует использовать при конкретной аварийной ситуации. Узлы, где возможен ввод управления, будем называть управляемыми узлами. Очевидно, что эффективность использования требуемого вида УВ зависит от близости управляемого узла к месту возникновения аварии и размера располагаемых ступеней управления.

Степень близости управляемого узла к месту аварии оценивается по значению эквивалентного реактивного сопротивления ( $X_{ij}^{\text{э}}$ ) между управляемым и аварийным узлами, определение которого выполняется путем сворачивания полной схемы сети ЭЭС относительно пары выделенных узлов. Аварийные связи в данном случае отключены, так как требуется определить параметры эквивалентной схемы именно при послеаварийном состоянии полной схемы сети. Определять мощности эквивалентных генераторов и нагрузок нет необходимости, поэтому сворачивание схемы сети по методу

Гаусса сводится к преобразованию только матрицы узловых проводимостей.

В результате эквивалентирования формируется два массива данных об эквивалентных сопротивлениях каждого аварийного узла с управляемыми узлами типа ОГ и с управляемыми узлами типа ОН. Для каждого аварийного узла эквивалентные связи с управляемыми узлами разделены на две группы: связи с узлами с ОГ и связи с узлами с ОН. Число эквивалентных связей каждой группы у всех аварийных узлов одинаково. При формировании массивов для каждого аварийного узла проводится ранжировка управляемых узлов каждой группы в порядке возрастания эквивалентного сопротивления между аварийным и управляемым узлами. Аварийные узлы в массиве расположены в порядке возрастания мощностей эквивалентных генераторов; управляемые узлы — в порядке возрастания эквивалентного реактивного сопротивления между аварийным и управляемыми узлами.

После формирования массивов осуществляется сопоставление реактивных сопротивлений между управляемым узлом и аварийными узлами, принадлежащими одной и той же аварийной связи  $X_{ij}^{\exists}$  и  $X_{kj}^{\exists}$  ( $i, k$  — номера аварийных узлов по концам аварийной связи  $i-k$ ;  $j$  — номер управляемого узла).

При выборе мест приложения требуемых управляющих воздействий может быть учтено значение ступеней управления в каждом из управляемых узлов. В этом случае вместо сопоставления управляемых узлов по «электрической» близости (значение эквивалентного сопротивления) к аварийному узлу осуществляется сопоставление управляемых узлов по значению параметра  $\Pi_{ij}^k = DP_{стj}^{убk} / X_{ij}^{\exists}$ , где  $DP_{стj}^{убk}$  — значение  $k$ -й ступени управления в  $j$ -м управляемом узле. Параметр  $\Pi_{ij}^k$  можно рассматривать как долю  $k$ -й ступени управления  $j$ -го узла, которая прикладывается к  $i$ -му аварийному узлу. Управление вводится в первую очередь в узле с наибольшим значением параметра  $\Pi_{ij}^k$ .

При выборе места приложения УВ по значению сопротивления  $X_{ij}^{\exists}$  ввод УВ осуществляется в наиболее близком управляемом узле до тех пор, пока не будут использованы все ступени управления в нем. Порядок ввода УВ в управляемых узлах в этом случае определяется однократно вне цикла выбора ступеней управления.

При использовании параметра  $\Pi_{ij}^k$  в первом цикле выбора УВ управление будет вводиться в

узле с наибольшим значением параметра  $\Pi_{ij}^k$ , на последующих циклах выбора УВ местоположение оптимального управляемого узла может изменяться, если ступени управления в одном и том же управляемом узле имеют разные значения. Порядок ввода УВ в управляемых узлах в этом случае определяется на каждом цикле выбора ступеней управления.

**Информационное обеспечение ПА** должно развиваться и модернизироваться в части систем сбора, передачи и отображения информации, играющих значительную роль в обеспечении управляемости и надежности работы энергосистем.

Главным принципом при создании и модернизации ССПИ является ориентация на открытые системы, стандарты и технологии. Открытость стандартов и технологий — это процесс стандартизации аппаратных и программных архитектур, направленный на достижение аппаратно-программной совместимости и переносимости продукции большого числа независимых поставщиков.

Открытость означает:

- отсутствие патентных или авторских прав на спецификации стандарта и его расширений;
- отсутствие лицензионной платы за использование стандарта;
- отсутствие диктата поставщика оборудования;
- широкодоступные спецификации стандарта и его расширений;
- принадлежность «права собственности» некоммерческим профессиональным организациям типа IEEE, ISO, IEC, ANSI и др.

Использование открытых систем позволит проводить постепенную модернизацию ССПИ без разрушения уже сложившейся системы, ориентируясь на новейшие достижения информационных технологий, не закливаясь на оборудовании конкретного производителя.

Развитие устройств телемеханики на объектах должно осуществляться на основе создания программируемой логики работы устройств, т.е. устройства телемеханики должны быть интеллектуальными. Основные преимущества программируемой логики в сравнении с аппаратной — возможность изменения алгоритма, а также возможность реализации сложных алгоритмов при минимальных издержках на аппаратную часть.

Ряд задач возникает в телемеханике в результате новых тенденций в развитии техники связи. Это относится, в первую очередь, к внедрению цифровой каналобразующей аппаратуры, сопряжение с которой требует изменения традиционных решений в отношении синхронизации передаваемых данных и способов организации и использования резервных каналов. Следует также учитывать, что

аппаратура цифровых каналов обладает сетевыми свойствами, и при ее использовании возникают принципиально новые возможности организации обмена информацией.

Кроме того, как отмечают отечественные и зарубежные специалисты, в последнее время явно наблюдается тенденция слияния телекоммуникационных и информационных инфраструктур. В соответствии с этим в ближайшие годы следует ожидать существенных изменений в этих отраслях и появления новой отрасли — инфокоммуникации.

**Техническое обеспечение ПА.** В области развития технических и программных средств в последнее десятилетие был отмечен существенный прогресс, что, в свою очередь, влечет за собой изменение подходов к использованию их для решения задач управления электроэнергетическими объектами (ЭЭО).

Для широкого спектра задач управления ЭЭО характерны: необходимость обеспечения живучего функционирования системы управления, с одной стороны, и высокого быстродействия (с целью решения задач управления в реальном масштабе времени) — с другой. Под живучестью понимают способность вычислительных систем (ВС) в любой момент функционирования использовать суммарную производительность всех исправных элементарных машин (ЭМ) для решения задач. Под ЭМ понимается отдельное микропроцессорное устройство. Свойство живучести ВС достигается программной организацией ее структуры и функционального взаимодействия между ее компонентами. Очевидно, что в живучих ВС вычислительные ресурсы используются гораздо эффективнее, чем в ВС со структурной избыточностью (т.е. в ВС с резервированием или мажорированием).

Одним из перспективных подходов является использование для решения задач данного класса ВС с программируемой структурой (ПС) [13]. Данной проблематикой ЗАО ИАЭС занимается более десяти лет, при этом необходимо отметить, что работы, проводимые в этой области, доказали на практике возможность использования ВС ПС для решения задач управления [14–16]. Однако за последние 10 лет средства вычислительной техники, доступные для решения задач промышленной автоматизации, претерпели коренные изменения, которые прежде всего коснулись:

надежности элементной базы и готовых микропроцессорных устройств;

производительности микропроцессорных устройств и средств ее обеспечения;

пропускной способности интерфейсов, используемых для обмена информацией между устройствами;

стоимости изделий.

С точки зрения распределенных вычислительных систем важными моментами являются:

появление доступных многопроцессорных микропроцессорных устройств. Причем существует несколько вариантов архитектуры построения таких систем: использование специализированных системных плат, позволяющих установить, как правило, от 1 до 4 процессоров; объединение в одно устройство нескольких процессорных кристаллов; совмещение на одном кристалле нескольких процессорных ядер;

увеличение скорости сетевых адаптеров до 1000 Мбит/с, что позволяет сократить время обмена информацией между устройствами.

Рассмотренные моменты позволяют отметить следующее.

1. Задача обеспечения заданной производительности за счет распределения решения по нескольким микропроцессорным устройствам во многом теряет свою актуальность из-за значительного и постоянного роста производительности данных устройств, который обеспечивается как постоянным увеличением тактовых частот, так и эволюционированием архитектурных решений: использование конвейеров, алгоритмов предсказания ветвлений и операций, промежуточной быстрой памяти, роста количества микропроцессорных ядер.

2. Остается актуальным вопрос распараллеливания решения прикладных задач на одном микропроцессорном устройстве (при этом обеспечиваются минимальные накладные расходы на обмен информацией между параллельными процессами). Особый интерес представляет изучение возможности использования графических процессоров для решения электроэнергетических задач.

3. Несмотря на возросшую надежность технических средств остается актуальной и задача обеспечения надежности ВС как за счет свойств живучести (перераспределение задач по микропроцессорным устройствам ВС), так и структурной избыточности (резервирование микропроцессорных устройств, отвечающих за взаимодействие с объектом управления).

В соответствии с изложенным многие существующие наработки по распределенным вычислительным системам для решения задач управления требуют пересмотра как с точки зрения технических средств, так и операционной системы. Выбираемые подходы должны обеспечить, с одной стороны, определенную преэминентность с методологической точки зрения, с другой — позволить создать систему, достаточно легко переносимую на различные микропроцессорные архитектуры [17].

В настоящее время в ЗАО ИАЭС ведется разработка распределенной ВС для управления энергетическими объектами с использованием упомянутого подхода. В основу разработки, исходя из условий целесообразности, были положены следующие принципы.

В части технических средств — ориентация на линейку процессоров фирмы Intel и соответствующих им комплектующих в промышленном исполнении как наиболее распространенных на рынке, а также ориентация на архитектуру сети Ethernet, обеспечивающую необходимое быстродействие, для организации межмашинных взаимодействий на физическом уровне.

В части программных средств — распараллеливание вычислительных задач проводится в пределах одной ЭМ, при этом для реализации межпроцессных взаимодействий используются примитивы, определенные стандартом POSIX, а для реализации межмашинных взаимодействий используются семейства протоколов TCP и UDP.

Для обеспечения живучести ВС используется динамическое распределение выполняемых задач по ЭМ, а для обеспечения бесперебойного выполнения функций управления в части взаимодействия с управляемым объектом используется структурная избыточность (дублирование или мажорирование средств ввода—вывода информации). Разрабатываемая ВС имеет следующую иерархическую структуру.

Уровень	Функции уровня	Функции ВС	Модуль ВС
7	Интерпретатор языка управления	Определение исходной конфигурации ВС	Модуль настройки ВС
6	Средства восстановления вычислений	Перераспределение выполняемых задач на другие ЭМ в соответствии с конфигурацией ВС	Менеджер процессов
5	Средства динамического управления		
4	Средства загрузки параллельных программ	Загрузка задач, выполняемых каждой ЭМ в соответствии с конфигурацией ВС	Загрузка технологических задач, выполняемых определенной ЭМ в соответствии с конфигурацией ВС
3	Средства маршрутизации сообщений	Обмен сообщениями между ЭМ в пределах ВС	Модуль обмена информацией
2	Средства построения и реконфигурации подсистем	Формирование слова состояния ВС	Менеджер процессов
1	Средства контроля и самодиагностики	Формирование слова состояния ЭМ	
0	Средства инициализации ВС	Загрузка задач, выполняемых каждой ЭМ в соответствии с конфигурацией ВС	Менеджер процессов, менеджер общей памяти

Перспективными областями применения распределенной ВС для управления энергообъектами, разрабатываемой с использованием современных подходов, прежде всего являются центры противоаварийного управления различных уровней иерархии, системы ПА энергообъектов, а также сбор и передача информации, АСДУ, АСУТП.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Автоматизация** диспетчерского управления в электроэнергетике / Под общей ред. Ю.Н. Руденко и В.А. Семенова. — М.: Изд-во МЭИ, 2000.
2. **Стандарт СТО 59012820.29.240.008—2008** «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования». — М.: ОАО «СО ЕЭС», 2008.
3. **Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А.** Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. — М.: Энергоатомиздат, 1990.
4. **Окин А.А.** Противоаварийное управление в ЕЭС России. — М.: Энергоатомиздат, 1996.
5. **Окин А.А., Семенов В.А.** Противоаварийная автоматика в ЕЭС России. — М.: Изд-во МЭИ, 2004.
6. **Мурашко Н.А., Охорзин Ю.А., Крумм Л.А. и др.** Анализ и управление установившимися состояниями электроэнергетических систем. — Новосибирск: Наука, 1987.
7. **Глускин И.З.** Разработка иерархической эшелонированной системы противоаварийного управления электроэнергетическими системами: Автореф. дис. ... докт. техн. наук. — М., 2005.
8. **Ковалев В.Д.** Методы и средства противоаварийного управления для обеспечения устойчивости электроэнергетических систем: Автореф. дис. ... докт. техн. наук. — М., 1996.
9. **Кошечев Л.А., Руденко Ю.Н., Ставровский Е.Р. и др.** Режимная управляемость систем энергетики. — Новосибирск: Наука, 1988.
10. **Кошечев Л.А.** Автоматическое противоаварийное управление в электроэнергетических системах. — Л.: Энергоатомиздат, 1990.
11. **Кобец Б.Б., Петров А.М., Симонов К.С.** Вопросы координации комплексов противоаварийного управления. — Межвуз. сб. науч. трудов «Методы и средства противоаварийного управления в электроэнергетических системах». — Новосибирск: НЭТИ, 1986.
12. **Аржанников С.Г., Захаркин О.В., Петров А.М.** Оценка запаса устойчивости установившегося режима ЭС и выбор управлений для его ввода в допустимую область [Электронный ресурс]. — Новое в российской электроэнергетике, 2005, №5.
13. **Корнеев В.В.** Архитектура вычислительных систем с программируемой структурой. — Новосибирск: Наука, 1985.
14. **Корнеев В.В., Тарков М.С.** Операционная система микромашиной вычислительной системы с программируемой структурой МИКРОС. — Микропроцессорные средства и системы, 1988, №4.
15. **Захаркин О.В., Петров А.М.** Алгоритмы управления послеаварийными режимами ЭЭС для комплекса на базе микропроцессорных систем с распределенной обработкой информации. — Труды Пятого международного семинара «Распределенная обработка информации» (РОИ-95). — Новосибирск, 1995.
16. **Ландман А.К., Нестеренко Н.Г.** Параллельный алгоритм выбора управляющих воздействий для обеспечения устойчивости электроэнергетической системы. — Труды Шестого международного семинара «Распределенная обработка информации» (РОИ-98). — Новосибирск, 1998.



17. Задорожный А.Ф., Тарков М.С., Захаркин О.В. и др. Программное обеспечение отказоустойчивых распределенных вычислительных систем для управления электроэнергетическими системами. — Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока, 2009, №1, (спецвыпуск).

*Авторы: Захаркин Олег Владимирович окончил электроэнергетический факультет Новосибирского электротехнического института (НЭТИ — ныне Новосибирский государственный технический университет — НГТУ) в 1969 г. В 1987 г. защитил кандидатскую диссертацию «Исследование топологии областей устойчивости ЭЭС и разработка метода выбора управляющих воздействий по условиям сохранения устойчивости в послеаварийных режимах» в НЭТИ. Заведующий лабораторией ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем» (ИАЭС).*

*Попова (Ивахненко) Елена Юрьевна окончила электроэнергетический факультет НГТУ в 2004 г. Научный сотрудник ЗАО ИАЭС.*

*Ландман Аркадий Константинович окончил факультет автоматизированных систем управления НЭТИ в 1975 г. В 1980 г. защитил кандидатскую диссертацию «Применение вероятностных методов для анализа динамической устойчивости электроэнергетических систем» в НЭТИ. Заместитель генерального директора ЗАО ИАЭС.*

*Петров Александр Михайлович окончил электроэнергетический факультет Томского политехнического института в 1973 г. В 1990 г. защитил кандидатскую диссертацию «Разработка методов оценки надежности и эффективности системы ПАУ для обоснования ее структуры» в НЭТИ. Генеральный директор ЗАО ИАЭС.*

*Петров Алексей Эдуардович окончил электроэнергетический факультет НЭТИ в 1986 г. Технический директор ЗАО ИАЭС.*