

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ УЗЛА ГЕНЕРАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Заболотный И.П., Гришанов С.А.

Донецкий национальный технический ун-т

ivp@elf.dgtu.donetsk.ua, serg@elf.dgtu.donetsk.ua

In given paper are formulated the principles of construction mathematical component adapted model of generation unit according to an urgent condition and purpose. And also in the paper are generalized and developed the mathematical models of elements. The estimation of efficiency of mathematical models is executed.

Постановка проблемы. Фундаментальные изменения в энергетике, связанные со структурной перестройкой электроэнергетических систем (ЭЭС) и созданием энергетического рынка, сопровождаются изменением требований к системе автоматизированного управления как локальными электроэнергетическими объектами ЭЭС, так и в целом ЭЭС. В первую очередь следует отметить расширение состава и усложнение технологических задач, которые должен решать персонал локальных электроэнергетических объектов в новых условиях. Эффективность управления локальными электроэнергетическими объектами в условиях децентрализации системы управления ЭЭС зависит не только от достоверности математических моделей, но и от их возможности адаптации к актуальному состоянию объекта и целям управления всех составляющих модели: математической, информационной, коммутационной, описательной. Наличие способов и механизмов адаптации с автоматической настройкой составляющих модели является необходимым условием повышения эффективности систем автоматизированного управления. Одним из наиболее сложных локальных электроэнергетических объектов, определяющим в значительной мере поведение ЭЭС, является электрическая станция.

Анализ результатов последних исследований. Анализ существующих математических моделей электрических станций позволяет сделать вывод, что они направлены на решение определенного класса задач: токи короткого замыкания; статическая устойчивость; установившиеся режимы; диагностирования состояния и т.д. Решение задачи иного класса в лучшем случае выполняется в виде надстройки над основной задачей и заложено в алгоритме, что приводит к сложностям адаптации математической модели под технологическую задачу, возникающую при управлении объектом.

В [1] описана математическая модель электрической станции применительно к типовой структуре ЭЭС – электрическая станция, линия электропередачи – эквивалентная электрическая система. Особенностью математической модели является описание всех элементов дифференциальными уравнениями и получение параметров для проверки работы релейных защит элементов. Математическая модель синхронного генератора – это полные уравнения Парка-Горева и схемы замещения с двумя демпферными контурами с постоянными параметрами по осям магнитной симметрии ротора. В [1] использована позадачная информационная технология, математическая модель практически автоматически не адаптируется под текущую ситуацию. Устройства противоаварийной автоматики не моделируются, что не позволяет решать ряд технологических задач.

В [2-4] изложены принципы и инструментальные программные средства построения автоматизированных систем управления локальными электроэнергетическими объектами ЭЭС на основе современных информационных технологий, предусматривающие создание адаптируемых логической, коммутационной, информационной, математической составляющих модели электроэнергетического объекта ЭЭС.

Задачи исследования. Целью работы является адаптация разработок [2-4] для построения математической составляющей адаптируемой модели применительно к генерирующему узлу, входящему в состав энергообъединений с кольцевой схемой связей.

Математическая модель должна обеспечить в первую очередь решение задач настройки систем регулирования генератора по условиям устойчивости энергообъединения, настройки и анализа работы микропроцессорных терминалов РЗ с учетом различных режимов работы энергообъединения; оценки работы противоаварийной автоматики, в том числе и при наличии многочастотных асинхронных режимов по линии связи; по разработке мероприятий по обеспечению устойчивости, по сохранению в работе блоков при лавинообразных аварийных процессах путем выделению их для работы на местную нагрузку; по разделению перетоков и потоков собственных активных и реактивных мощностей.

Изложение основного материала. Математическая составляющая модели строится путем реализации разработанных принципов, основными из которых являются:

- математические модели силовых элементов в виде систем алгебраических и дифференциальных уравнений реализуются в программном коде. При этом имеется семейство моделей одного элемента,

позволяющее уточнять описание отдельных физических явлений в элементе в различных его режимах или на различных этапах при имитационном моделировании развивающегося аварийного режима;

- учет при моделировании машин переменного тока, явлений насыщения магнитной системы и вытеснения тока в роторе;

- математические модели устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, модели для диагностирования состояния элементов электрической станции в виде систем логических выражений находятся в многоуровневой базе знаний, что позволяет модифицировать модели без внесения изменений в программный код. Уровни базы знаний необходимы для распределения модели по следующим признакам: уставки, зоны действия, объекты воздействий и виды воздействий, выражения, описывающие работу РЗ и ПА на основании обобщенных структурно-функциональных схем;

- использование универсальных построителя правил базы знаний и интерпретатора логических выражений для учета их воздействий при срабатывании в математической модели;

- использование методов диакоптики, предусматривающих для каждой из подсистем решение уравнений, описывающих подсистемы или локальные объекты отдельно, что позволяет перестраивать математическую модель только подсистемы, в которой имеются изменения. Кроме того, если имеются одинаковые подсистемы и внешние параметры одинаковы, то достаточно получить решение только для одной из них, так как решение уравнений для одной из подсистем эквивалентно решению уравнений для всех идентичных подсистем. Особенно эффективно использование диакоптики для многопроцессорных ЦВМ.

В соответствии со структурной схемой электрической станции [5-6] в [5-7] приведены система уравнений котлоагрегата, позволяющая рассчитывать изменение давления свежего пара при постоянном уровне питания котла водой, топливом и воздухом, и система уравнений турбины с учетом устройств регулирования частоты.

Регуляторы питания, топливоподдачи, главный регулятор котла представлены в виде одного инерционного звена и одного дополнительного измерительного элемента с коэффициентом передачи $1/\sigma_{ТП}$, а уравнение переходных процессов в системе регулирования в о.е. имеет вид ($\sigma_{ТП}=0,1$ – статизм системы регулирования, $T_{ТП}$ – постоянная времени трубопровода свежего пара):

$$\frac{d\gamma}{dt} = \frac{1}{T_{ТП}} \left[-\frac{1}{\sigma} S - \frac{1}{\sigma_{ТП}} (\pi_1 - 1) - (\gamma - 1) \right].$$

Математическая модель автоматической системы регулирования мощности и частоты (АРЧМ) по интегральному отклонению регулируемого параметра включает в себя механизм изменения скорости вращения турбины (МИСВ) с постоянной времени $T_{МИСВ}$, частотные корректоры системы регулирования, центральный регулятор станции, который вырабатывает задание турбине $P_{ТЗД}$ с постоянной времени $T_{ЦР}$:

$$\frac{d\Delta\mu_0}{dt} = \frac{1}{T_{МИСВ}} (P_{ПЕРЗД} - P_{ПЕР} - K''_{ЧК} S + P_{ТЗД} - P_{Г} - K'_{ЧК} S),$$

$$\frac{dP_{ТЗД}}{dt} = \frac{1}{T_{ЦР}} (P_{ПЕРЗД} - P_{ПЕР} - K''_{ЧК} S),$$

где $K''_{ЧК}$ - коэффициент частотной коррекции; $K'_{ЧК}$ - коэффициент усиления частотного корректора;

$P_{ПЕР}$ – передаваемая мощность; $P_{ПЕРЗД}$ – заданная передаваемая мощность.

Системы уравнений позволяют моделировать работу парогенератора и турбины с их устройствами регулирования. Используются три модификации математической модели турбины. Простейшая модель регулирования паровой турбины обеспечивает изменение момента по статической характеристике. Более сложная модель с промежуточным пароперегревателем, позволяющая качественно произвести учет системы АРС, имеет вид:

$$\frac{d\mu}{dt} = \frac{1}{T_S} \left(\mu_0 - \frac{S}{\sigma} - \mu + K_{НКН} (M_T - K_{ПП}) \right),$$

$$\frac{d\rho}{dt} = \frac{1}{T_{П}} (\mu - \rho),$$

$$\frac{d\rho_{ПП}}{dt} = \frac{1}{T_{ПП}} (\rho - \rho_{ПП}), \tag{1}$$

$$M_T = K_{П} \cdot \rho + (1 - K_{П}) \rho_{ПП}, \quad -a_{MIN} \leq \frac{S}{\sigma} \leq a_{MAX}, \quad \mu_{MIN} \leq \mu \leq \mu_{MAX},$$

$$\left(\frac{d\mu}{dt} \right)_{MIN} \leq \frac{d\mu}{dt} \leq \left(\frac{d\mu}{dt} \right)_{MAX},$$

где μ - перемещение эквивалентного регулирующего клапана (поршня сервомотора) μ_{MIN} , μ_{MAX} – предельные значения перемещения поршня сервомотора (0, 1 в о.е); μ_0 – положение, отвечающее

установившемся режиму; a_{MIN} , a_{MAX} – открытие окон золотника (0, 1 в о.е.); ρ – давление пара за регулирующей ступенью турбины; σ – статизм (неравномерность) регулирования скорости; $\rho_{\text{ПП}}$ – давление пара в промежуточном перегревателе; T_S – постоянная времени эквивалентного сервомотора; $T_{\text{П}}$ – постоянная времени парового объема за регулирующими клапанами; $T_{\text{ПП}}$ – постоянная времени парового объема промежуточного пароперегревателя; S – скольжение ротора агрегата; M_T – механический момент турбины; $K_{\text{П}} = 0,3-0,4$ – доля мощности ЧВД в общей мощности турбины; $K_{\text{нкн}}$ – коэффициент начальной коррекции неравномерности канала электроприставки, значение которого выбирается из условия полной компенсации промежуточного перегревателя.

Наиболее полная модель автоматической системы регулирования скорости, полученная для турбины К-300-240 на основании структурной схемы [8] имеет вид:

- дифференциальные уравнения

$$pS = \frac{K_1 \cdot M_B + (1 - K_1)M_{\text{CH}} - K_C \cdot S - M}{T_J},$$

$$pM_B = \frac{\xi_1 - M_B}{T_{P1}}, \quad p\xi_1 = \frac{\eta - \xi_1}{T_{S1}}, \quad p\eta = \frac{\eta_1 + R(\eta)}{T_{S3}}, \quad (2)$$

$$p\eta_1 = \frac{Z - \frac{S - \varphi_3}{b_\omega} - \eta_1}{T_{S4}} = \frac{K_p(M - \pi_2) - F(S^*) - \frac{S - \varphi_3}{b_\omega} - \eta_1}{T_{S4}},$$

$$p\pi_2 = \frac{M_B - \pi_2 \cdot H(\xi_2)}{T_{S2}}, \quad p\xi_2 = \frac{\eta - f(\xi_2)}{T_{S2}},$$

$$pS^* = \frac{K_1 \cdot M_B - (1 - K_1) \cdot M_{\text{CH}} - K_C \cdot S - M}{T_J} - \frac{S^*}{T_D},$$

$$p\mu_2 = \frac{\gamma_K \cdot B_1 - \mu_2}{T_{P3}}, \quad p\mu_3 = \frac{(\gamma_K \cdot B_2 - \mu_3)}{T_{P4}},$$

- нелинейные зависимости

$$F(S^*) = 0.3S^* \text{ при } S \leq 0.25, \quad F(S^*) = 7.23S^* - 1.73 \text{ при } S^* > 0.25$$

$$H(\xi_2) = 3.85\xi_2 \text{ при } \xi_2 \leq 0.2,$$

$$H(\xi_2) = -1.625\xi_2^2 + 1.825\xi_2 + 0.47 \text{ при } 0.2 \leq \xi_2 \leq 0.6,$$

$$H(\xi_2) = 0.98 \text{ при } \xi_2 \geq 0.6,$$

$$F(\xi_2) = 1.197\xi_2 \text{ при } \xi_2 \leq 0.167,$$

$$F(\xi_2) = 0.582\xi_2 + 0.103 \text{ при } 0.167 \leq \xi_2 \leq 0.27,$$

$$F(\xi_2) = 0.329\xi_2 + 0.173 \text{ при } 0.27 \leq \xi_2 < 1,$$

$$R(\eta) = 2.6\eta - 0.64 \text{ при } \eta \leq 0.4, \quad R(\eta) = \eta \text{ при } \eta \geq 0.4,$$

$$\mu_{\text{CH}} = \mu_1 + \mu_2 + \mu_3, \quad \mu_1 = K_2' \cdot \gamma_K, \quad Z = K_p(M - \pi_2) - D,$$

$$D = F(S^*), \quad \eta = 25\varphi_3$$

$$0 \leq \xi_1 \leq 1, 0 \leq \xi_2 \leq 1, \quad -4 \leq Z \leq 4, -0.5 \leq \eta \leq 1, \quad \sigma_3 = -0.05,$$

где μ_2 , μ_3 – вращающие моменты, создаваемые отдельными ступенями турбины, д.е.; ξ_1 – ход эквивалентного регулирующего органа части высокого давления, д.е.; ξ_2 – ход клапанов части среднего давления, д.е.; η – величина давления рабочей жидкости на выходе промежуточного усилителя, д.е.; η_1 – величина давления рабочей жидкости на входе суммирующего гидравлического усилителя, д.е.; π_2 – относительная величина давления пара в промежуточном пароперегревателе, д.е.; S^* – нелинейная функция ускорения; M_B – вращающий момент, создаваемый частью высокого давления турбины, д.е.; M_{CH} – вращающий момент, создаваемый частью среднего и частью низкого давления турбины, д.е.; M – электромагнитный вращающий момент генератора, д.е.; φ_3 – сигнал механизма управления (сигнал задатчика); δ_ω – статизм регулятора скорости; K_C коэффициент самовыравнивания; K_1 коэффициент, учитывающий долю мощности, развиваемой частью высокого давления турбины; T_J – постоянная инерции агрегата, сек; T_{P1} постоянная времени эквивалентного парового объема за регулирующими клапанами, сек; T_{P2} постоянная времени промежуточного пароперегревателя, сек; T_{P3} , T_{P4} постоянные времена внутренних паровых объемов части среднего и части низкого давления, сек; T_{S1} постоянная времени сервомотора части высокого давления, сек; T_{S2} постоянная времени сервомотора части среднего давления, сек; T_{S3} постоянная времени промежуточного гидравлического усилителя, сек; T_{S4} постоянная времени суммирующего усилителя, сек; T_D постоянная времени

дифференциатора, сек; K_2 , B_1 , B_2 – постоянные коэффициенты, учитывающие доленое участие экспоненциальных составляющих вращающего момента части среднего и низкого давления; Z – относительная величина сигнала электрогидравлического преобразователя; Y_K – относительный весовой расход пара, проходящего через клапаны среднего давления; $F(\xi_2)$ – профиль кулачков обратной связи, охватывающий сервомоторы части среднего давления; $R(\eta)$ – функция, характеризующая изменение передаточного коэффициента гидравлического усилителя в зависимости от величины сигнала управления; $H(\xi_2)$ – функция, определяющая расход пара через клапаны среднего давления; $F(S^*) \equiv D$ – характеристика функционального преобразователя дифференциатора.

Математическая модель исполнительных органов специальной автоматики отключения нагрузки (САОН) имеет вид:

$$P_{ij} \geq P_{ij}^{3AD} \vee I_{ij} \geq I_{ij}^{3AD} \vee \delta_{ij} \geq \delta_{ij}^{3AD} \Rightarrow P_{HJ}^{(1)} = P_{HJ}^{(2)} \wedge Q_{HJ}^{(1)} = Q_{HJ}^{(2)} \wedge P_{Gi}^{(1)} = P_{Gi}^{(2)} > Q_{Gi}^{(1)} = Q_{Gi}^{(2)} \quad j \in n_j, i \in n_i$$

где $P_{HJ}^{(1)}, P_{HJ}^{(2)}, Q_{HJ}^{(1)}, Q_{HJ}^{(2)}, P_{Gi}^{(1)}, P_{Gi}^{(2)}, Q_{Gi}^{(1)}, Q_{Gi}^{(2)}$ – мощности генераторов и нагрузки до и после срабатывания противоаварийной автоматики; $P_{ij}^{3AD}, I_{ij}^{3AD}, \delta_{ij}^{3AD}$ – заданные значения мощности, тока, угла электропередачи, превышение которых приводит к нарушению устойчивости; j, i, n_j, n_i – номера узлов, количество узлов примыкающих к приемному и передающему концам ЛЭП соответственно, в которых нагрузка и мощности генераторов изменяются в результате работы САОН.

Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР), которая выполняется при использовании разных принципов построения, при расчете послеаварийного режима без моделирования переходного процесса во времени моделируется упрощенно:

$$P_{ij} \geq P_{ij}^{3AD} \vee \delta_{ij} \geq \delta_{ij}^{3AD} \Rightarrow Z_{ij} = \infty \wedge b_i = 0 \wedge b_j = 0,$$

где Z_{ij}, b_i, b_j – сопротивления и проводимости ЛЭП на землю у узлов i и j в соответствии с ее П-образной схемой замещения.

Автоматическая разгрузка по напряжению моделируются следующим образом:

$$U_{ij} < U_{ij}^{3AD} \Rightarrow P_{HJ}^{(1)} = P_{HJ}^{(2)} \wedge Q_{HJ}^{(1)} = Q_{HJ}^{(2)} \wedge b_{PJ} = 0,$$

где b_{PJ} – проводимость шунтирующего реактора, подключенного в узле J ; U_{ij}^{3AD} – заданное значение минимального напряжения узла J .

Автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ) учитывается с помощью соотношений $\omega > \omega_{MAX} \Rightarrow P_{GJ}^{(1)} = P_{GJ}^{(2)} \wedge Q_{GJ}^{(1)} = Q_{GJ}^{(2)}$.

Автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ), которая может подействовать на включение шунтирующих реакторов, если они отключены, и на отключение линии, являющейся источником перенапряжений, учитывается с помощью соотношений

$$U_K > U_{K \text{ ДОП}} \wedge S_q = q1 \Rightarrow S_q = q0, \quad U_K > U_{K \text{ ДОП}} \wedge S_q = q0 \Rightarrow S_{qK} = q1,$$

$$U_K > U_{K \text{ ДОП}} \wedge S_q = q1 \Rightarrow S_q = q0.$$

Величина активной мощности, отключаемой автоматической частотной разгрузкой (АЧР), определяется по выражению $\Delta P_{AЧР} = \Delta P_{AЧР1} + \Delta P_{AЧР2}$,

где $\Delta P_{AЧР1}$ – активная мощность, отключаемая без выдержки времени при понижении частоты в узле нагрузки до $\omega_{AЧР1}$ и определяемая по выражению

$$\omega_i > \omega_{i \text{ AЧР1}} \Rightarrow \Delta P_{AЧР1} = 0, \quad \omega_{i \text{ AЧР1}} \leq \omega_i \wedge \omega_i \leq \omega_{i \text{ AЧР1}} \Rightarrow \Delta P_{AЧР1} = \int_{\omega_{i \text{ AЧР1}}}^{\omega_i} f_{\omega}(\omega_i) d\omega_i;$$

$\Delta P_{AЧР2}$ – активная мощность, отключаемая с выдержкой времени при понижении частоты в узле нагрузки до частоты $\omega_{AЧР1}$ и определяемая выражением:

$$\omega_i > \omega_{i \text{ AЧР1}} \vee t_i < t_{AЧР2} \Rightarrow \Delta P_{AЧР2} = 0, \quad \omega_{i \text{ AЧР1}} \wedge t_{AЧР2i} \leq t_i \wedge t_i \leq t_{AЧР2Ki} \Rightarrow \Delta P_{AЧР2} = \int_{t_{AЧР2i}}^{t_i} f_i(t_i) dt_i,$$

$\omega_{i \text{ AЧР1}}, \omega_{i \text{ AЧР1 K}}$ – диапазон частоты срабатывания АЧР1 в узле «i»; $t_{AЧР2 i}, t_{AЧР2 Ki}$ – время срабатывания первой и последней ступени АЧР2; $f_{\omega}(\omega_i)$ – плотность АЧР1 по частоте; $f_i(t_i)$ – плотность АЧР2 по времени.

Величина реактивной мощности, отключаемой в результате действия АЧР при допущении о постоянстве $\cos\phi$ нагрузки при действии АЧР, определяется выражением

$$\Delta Q_{AЧР} = \Delta P_{AЧР} \frac{Q_{0i} + Q_{ДВ \text{ НОМ}}}{P_{0i} + P_{ДВ \text{ НОМ}}}.$$

При действии устройств автоматической частотной разгрузки и устройств, вторичного регулирования частоты и активной мощности станций в системе, происходит восстановление частоты. При этом вступает в действие автоматика частотного АПВ узлов нагрузки. Определение мощности нагрузки, включаемой ЧАПВ, производится по формулам:

$$\frac{d\omega_i}{dt} < 0 \wedge \omega_i < \omega_{i\text{ЧАПВ}} \Rightarrow \Delta P_{\text{ЧАПВ}} = 0,$$

$$\frac{d\omega_i}{dt} \geq 0 \wedge \omega_{i\text{ЧАПВК}} > \omega_i \wedge \omega_i > \omega_{i\text{ЧАПВ}} \Rightarrow \Delta P_{\text{ЧАПВ}} = \int_{\omega_{i\text{ЧАПВ}}}^{\omega_i} f_{\text{ЧАПВ}}(\omega_i) d\omega_i,$$

где $\omega_{i\text{ЧАПВ}}$, $\omega_{i\text{ЧАПВК}}$ – диапазон действия автоматики ЧАПВ в узле; $f_{\omega}(\omega_i)$ – плотность ЧАПВ по частоте.

Величина реактивной мощности, включаемой в результате действия ЧАПВ при допущении о постоянстве $\cos\varphi$ нагрузки при действии ЧАПВ, определяется выражением

$$\Delta Q_{\text{ЧАПВ}} = \Delta P_{\text{ЧАПВ}} \frac{Q_{0i} + Q_{\text{ДВНОМ}}}{P_{0i} + P_{\text{ДВНОМ}}}.$$

Мощность эквивалентного асинхронного двигателя с учетом устройств АЧР и ЧАПВ определяется по выражению:

$$P_{\text{ДВ}i} = \frac{2 \cdot \left[P_{\text{МАКС}i} - \frac{P_{\text{МАКС}i}}{P_{\text{ДВНОМ}i}} (\Delta P_{\text{АЧР}i} - \Delta P_{\text{ЧАПВ}i}) (1 - K_{\text{СТ}}) \right] \cdot \left(\frac{U_i}{U_H} \right)^2}{(1 + S_i)^2 \cdot \left(\frac{S_{\text{ДВ}i}}{S_{\text{КР}i}} + \frac{S_{\text{КР}i}}{S_{\text{ДВ}i}} \right)}$$

Математическая модель участка сети в [9].

На первом этапе переходного режима при расчете токов короткого замыкания учитываются следующие явления:

- эффект вытеснения тока в роторе учитывается с помощью многоконтурных схем замещения;
- насыщение по пути основного магнитного потока на основании использования характеристики холостого хода;
- насыщение по пути рассеяния путем введения зависимости индуктивного сопротивления рассеяния от тока статора.

Насыщение ротора от токов рассеяния не учитывается из-за сложности одновременного учета эффекта насыщения с помощью многоконтурных схем и отражения в параметрах схемы их зависимости от протекающих токов.

На втором этапе переходного режима, соответствующем нарушению устойчивости, эффект вытеснения тока и насыщение демпферного контура учитывается путем использования одноконтурной схемы замещения с переменными параметрами. Для отражения многочастотности процесса параметры демпферного контура определяются для эквивалентной частоты в роторе. Эквивалентная частота тока в роторе это отношение скорости изменения тока произвольной формы к соответствующей скорости эталонного сигнала. В качестве эталонного сигнала принимается синусоида промышленной частоты с единичной амплитудой, а для уменьшения влияния изменения фазовых соотношений целесообразно в качестве $f_{\text{ЭКВ}}$ брать не мгновенное значения, а средние за полупериод значения относительной скорости

$$f_{\text{ЭКВ}} = \frac{1}{n} \frac{\sum_{k=1}^n \Delta y_k}{\sum_{k=1}^n \Delta x_k} = \frac{\sum_{k=1}^n \Delta y_k}{\sum_{k=1}^n \Delta x_k}, \text{ где } n\Delta t < 0.01 \text{ с.}$$

Насыщение ротора учитывается следующим образом. Для найденного значения тока в обмотке статора определяется напряженность магнитного поля $H_i = H_{\text{НОМ}} * I_{i*(\text{НОМ})}$, где $I_{i*(\text{НОМ})}$ – относительное значение тока в обмотке статора на i итерации. Для найденного значения напряженности по соотношению

$$\mu_i = 0.4\pi 10^{-4} \left[10 + \frac{12500}{H_i} \left(1 + \ln \frac{H_i}{20} \right) \right]$$

определяется значение магнитной проводимости. Далее выполняется пересчет эквивалентных активного и индуктивного рассеяния сопротивлений ротора по осям симметрии по выражениям

$$r_i(s) = r_{i-1}(s) \sqrt{\frac{\mu_i}{\mu_{i-1}}}, \quad x_{\sigma di}(s) = [0.6 + 0.7 1e^{-\frac{H_i}{14.5}}] \cdot r_i(s)$$

Зависимости сопротивлений от скольжения описываются выражением вида $a\sqrt{s}$. Коэффициенты a , k являются постоянными для интервала изменения скольжения. В диапазоне изменения скольжения от 0 до 20 о.е выделены четыре интервала.

Формирование решения уравнений связи элементов, используемые для определения напряжений в узловых точках схемы, выполняется на основе применения первого уравнения Кирхгофа для производных токов в элементах, которые подключены к рассматриваемому узлу. Исключение составляют узлы, к которым подключены генераторы. Уравнения Парка-Горева записаны относительно производных потокосцеплений, а для определения напряжений в узлах подключения генераторов в схеме используются следующие системы – источники тока [10], которые представляются в виде инерционного аperiodического звена:

$$p i_{dIT} = k \left(\frac{1}{r} u_{dГ} - i_{dIT} \right), \quad p i_{qIT} = k \left(\frac{1}{r} u_{qГ} - i_{qIT} \right),$$

где k - постоянный коэффициент, определяющий степень инерционности; $u_{dГ}$, $u_{qГ}$ - напряжения на шинах генератора, i_{dIT} , i_{qIT} - токи источника тока.

Адекватность математической модели проверялась путем моделирования токов короткого замыкания, асинхронных режимов при потере возбуждения генератора и при нарушении устойчивости применительно к генераторам мощностью 200 и 300 МВт.

Так, например, установлено, что полная модель АРС турбоагрегата (2) при моделировании асинхронных режимов приводит к снижению мощности турбины на 25-30 %, что превышает значения, полученные при использовании более простой модели АРС турбоагрегата (1). Для повышения точности моделирования аномальных режимов работы при использовании уравнений (2) следует использовать меньшие значения постоянных времени эквивалентных паровых объемов из рекомендуемого в технической литературе диапазона.

Выводы. Разработана математическая модель электрической станции при ее работе в ЭЭС с кольцевым типом связей. Математическая модель включает в себя математические модели элементов ЭЭС и реализуется в программном коде. Математическая модель противоаварийной автоматики реализована в многоуровневой базе знаний. Работа противоаварийной автоматики реализуется в программном коде путем включения или отключения элементов (изменение конфигурации сети), дополнительных значений генерирующих или потребляемых мощностей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сивокобыленко В.Ф., Меженкова М.А. Математическая модель электрической станции для анализа поведения турбогенератора с системами самовозбуждения при коротких замыканиях
2. Заболотный И.П., Павлюков В.А. Применение компьютерных технологий для управления электрическими системами. // Технічна електродинаміка, спеціальний випуск, 1998. - С. 90-99
3. Заболотный И.П. Развитие теоретических основ и создание метода автоматического формирования адаптируемой модели электроэнергетического объекта. // Наукові праці Донецького державного технічного університету. Серія: електротехніка і енергетика, выпуск 41 – Донецьк: ДонДТУ. - 2002. – с. 83 – 89.
4. Заболотный И.П. Внеязыковая технология программирования в информационно-управляющей системе локальными объектами ЭЭС // Вісник Кременчуцького державного політехнічного інституту. – 2004. – №3 (26). – С. 171-174
5. Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1980.–352с.
6. Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. – М.: Энергия. – 1974. – 416 с.
7. Разработка математической модели сложной электроэнергетической системы пригодной для исследования электромеханических переходных процессов с учетом действия АЧР: Отчет о НИР (закл.) / Сибирский НИИ Энергетики; № ГР77022164; Инв. № Б582950. - Новосибирск, 1977. - 96 с.
8. Бувевич В.В. Моделирование турбины с промежуточным перегревом пара как элемента электродинамической модели энергосистем // Энергетика и транспорт. – 1963. - №3. – С.
9. Заболотный И.П., Гришанов С.А. Математическая модель для расчета динамических режимов электрической системы // Вісник Східноукраїнського Національного університету №3 (37): Луганськ: СНУ, - 2001. – С. 79-85.
10. Применение аналоговых вычислительных машин в энергетических системах. Методы исследования переходных процессов / Под ред. Н.И. Соколова. – М.: Энергия, 1970. – 400 с.

Рекомендовано до друку проф., д.т.н. Сивокобыленко В.Ф.