



PS1 – S3-10



Моделирование оборудования энергосистемы на программно-аппаратном комплексе RTDS для испытания и настройки устройств РЗА

В.А. НАУМОВ, Ф.Л. КОГАН, В.С. ПЕТРОВ, Д.С. ЩУКИН

ООО НПП «ЭКРА»

Россия

petrov_vs@ekra.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Асинхронный режим, турбогенератор, гидрогенератор, релейная защита, автоматика, RTDS, потеря возбуждения, асинхронный ход.

1 ВВЕДЕНИЕ

Программно-аппаратный комплекс RTDS (Real Time Digital Simulator) является передовым решением в области моделирования, сочетающим преимущества как математических, так и физических моделей, и предоставляющим широкие возможности для испытания устройств РЗА в различных простых и сложных режимах. Средства RTDS позволяют использовать весьма точные модели элементов сети, регуляторов, производить переключения или регулирование моделируемой в реальной времени математической модели от сигналов срабатывания проверяемого устройства, подключённого к аналоговым и дискретным входам и выходам комплекса RTDS. Предприятием ООО НПП «ЭКРА» средствами RTDS создана математическая модель энергосистемы, на которой проводятся испытания микропроцессорных (МП) устройств ООО НПП «ЭКРА»: автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР) и защиты генератора от асинхронного хода (АХ) и асинхронного режима (АР) по программе, утверждённой ОАО «СО ЕЭС».

2 ИСПЫТАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА

Нередко, в современных МП АЛАР реализуются алгоритмы уже существующих на электромеханической или микроэлектронной базе устаревших устройств. Но некоторые принципы получают своё дальнейшее развитие и совершенствование, как, например, в АЛАР производства ООО НПП «ЭКРА». АЛАР производства ООО НПП «ЭКРА» фиксирует изменение угла передачи в процессе асинхронного режима, имеет три ступени и способна функционировать в условиях существенной несимметрии тока и напряжения, в частности, в затянутой паузе ОАПВ. Расчёты при выборе уставок сведены к минимуму и заключаются в определении параметров защищаемой линии. Устройство способно корректно функционировать при больших частотах скольжения вплоть до 12 Гц, что обеспечивается внутренней технической организацией алгоритма.

В ходе разработки устройства АЛАР, соответствующего современным техническим требованиям, решены две основные задачи:

1. Выбор алгоритма АЛАР, обеспечивающего простую настройку и надёжность функционирования.
2. Отстройка от погрешностей измерительных органов АЛАР, возникающих при частотах входных аналоговых сигналов, отличных от номинальной промышленной.

Выбранный алгоритм, основанный на моделировании напряжений по концам защищаемого участка, впервые был реализован в типовых панелях ШДЭ2601 и ШЭ2707, разработанных во ВНИИР в 80-х годах и выпускавшихся на ЧЭАЗ в г. Чебоксары [1]. Принцип функционирования поясняется рис. 1.

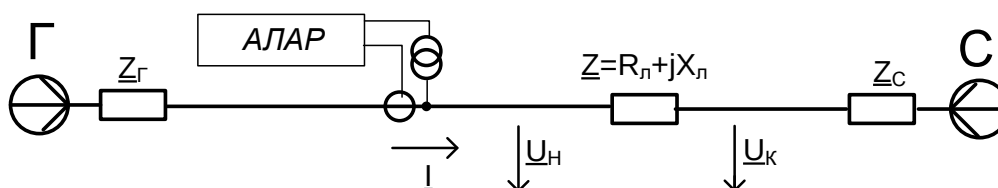


Рис. 1: Пояснение к принципу функционирования

На рис. 1 приведена схема подключения устройства АЛАР к трансформатору тока (ТТ) и напряжения (ТН) линии. $\underline{U}_н$ и $\underline{I}$ – напряжение и ток в месте установки АЛАР, $\underline{Z} = R_{\text{л}} + jX_{\text{л}}$ – электрическое сопротивление защищаемой линии. По известным токам и напряжениям в начале линии и сопротивлению самой линии вычисляется напряжение $\underline{U}_к$ в конце линии $\underline{U}_к = \underline{U}_н - \underline{Z} * \underline{I}$, а зная напряжение в начале и конце линии, можно определить угол передачи $\delta = \underline{U}_н \wedge \underline{U}_к$. АР выявляется по факту достижения углом передачи значений $\pm 180^\circ$. В зависимости от знака первой производной угла выдаются различные управляющие сигналы: АР с положительным скольжением, АР с отрицательным скольжением. По факту достижения углом передачи значений $\pm 180^\circ$ отсчитываются провороты в процессе АР.

Структурная схема АЛАР представлена на рис. 2. Обозначения на рис. 2: АЦП – аналого-цифровой преобразователь; ФОГ, ФПП, ФОП – фильтры основной гармоники, прямой и обратной последовательностей.

Решение второй задачи требует понимания природы появления погрешностей в измерительных органах АЛАР в процессе АР. Первопричиной является уход частоты входных аналоговых сигналов от номинальной промышленной 50 Гц. Именно отличие ожидаемой и фактической частот приводит к искажениям сигнала, полученного в результате работы фильтра Фурье [2], что может вызвать ошибки срабатывания первого и второго рода [3], а также вносить дополнительную расчётную погрешность.

В разработанном устройстве АЛАР реализованы три механизма уменьшения погрешностей измерительных органов:

- прореживание;
- применение величин прямой последовательности аналогично ШЭ2707. Расчет прямой последовательности – это фактически усреднение, которое позволяет снизить уровень искажений. Также необходимо отметить тот факт, что напряжения прямой последовательности в условиях существенной несимметрии наиболее правильно отражают положение ротора эквивалентного генератора [4]. Этот момент весьма важен при выявлении АР в условиях затянутой паузы ОАПВ;
- двойное усреднение – усреднение усредненных амплитуд, восстановленных по ортогональным составляющим, отстоящих друг от друга на четверть расчётного периода.

Результат применения этих трёх механизмов показан на рис. 3.

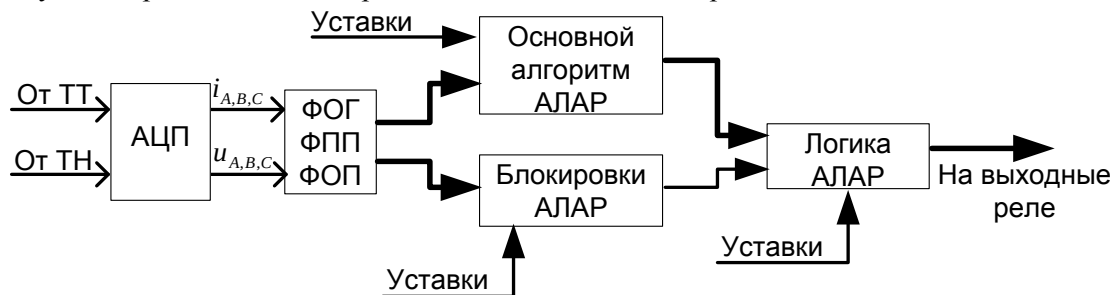


Рис. 2: Структурная схема МП АЛАР

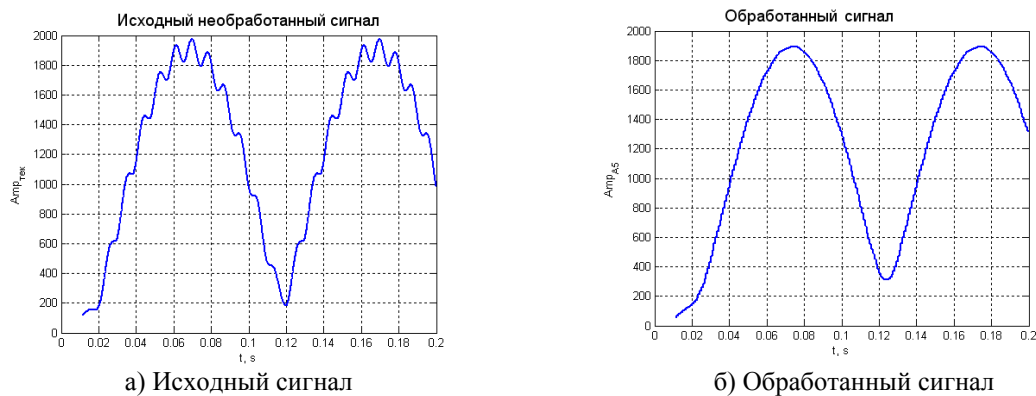


Рис. 3: Результат обработки амплитуды вектора тока в процессе АР

Другим МП устройством, испытываемым на разработанной модели энергосистемы, является защита генератора от АХ и АР.

В [5] было показано, что устройства, широко используемые для защиты современных синхронных турбо и гидрогенераторов при переходе в АР из-за потери возбуждения и при возникновении АХ генератора из-за уменьшения его возбуждения ниже уровня, достаточного для сохранения синхронной работы, неэффективны. Они надежно срабатывают только в области установившегося АР, который наступает после разгрузки генератора ниже 70-60 % его номинальной мощности, в то время как основной задачей этой защиты является как раз выдача команды на такую разгрузку и (или) своевременное отключение генератора от сети.

Именно асинхронные провороты ротора при большой нагрузке представляют наибольшую опасность для современных высокоиспользованных генераторов. Из [6] видно, что при возникновении АР с замыканием обмотки возбуждения (ОВ) на вентили выпрямительного преобразователя системы возбуждения размах колебаний активной мощности генератора в каждом периоде скольжения может превосходить его номинальную мощность в 1,5 раза. Известны случаи, когда максимальное значение скольжения при его больших колебаниях, возникающих в каждом периоде из-за 2-3-х кратного уменьшения демпферных свойств бочки ротора современных турбогенераторов по сравнению с машинами прежнего исполнения, уменьшения их инерционной постоянной и одноосности ОВ, уже на второй секунде достигало уставки срабатывания автомата безопасности турбины, который является последней защитой от ее разгона и разрушения. При этом происходило аварийное отключение энергоблоков.

Наиболее опасными являются случаи возникновения АХ возбужденных генераторов, когда при периодически открывающихся выпрямителях в процессе асинхронных проворотов ротора, в ОВ помимо тока, индуктированного со стороны статора, протекает вынужденный ток от возбудителя. Он не остается постоянным, а зависит от характера изменения параметров, на которые реагирует автоматический регулятор возбуждения (АРВ). В [5,6,7] представлена осциллограмма АХ турбогенератора, включенного в мощную энергосистему, из которой видно, что в этом случае размах колебаний активной мощности в 3-3,5 раза превышал номинальную мощность турбогенератора, периодически изменяясь от $-1,25P_n$ до $+2P_n$; ускорение ротора достигало 80 рад/с^2 , ток статора периодически превышал номинальный в 3,7 раза, а напряжение статора (соответственно и на шинах питания собственных нужд энергоблока) уменьшалось ниже 50% номинального. Из-за инерционности системы регулирования скорости вращения турбины, в течение 2,5 секунд произошло три таких асинхронных проворота. Только после этого под воздействием регулятора скорости агрегата произошло его торможение, но при уменьшении частоты вращения регулирование вновь открывало клапаны впуска пара в турбину и описанный процесс повторялся в новом цикле. Аналогичные данные получены при натурных испытаниях турбогенераторов мощностью 165, 200, 300 и 500 МВт.

Физическая сущность этих процессов раскрыта в [6]. Из сказанного очевидна необходимость действия защиты от АХ и АР в течение первого проворота ротора относительно поля статора, т.е. до достижения первого максимума броска активной мощности и других параметров режима. Для этого защита должна незамедлительно воздействовать на отключение

АРВ, гашение поля генератора с замыканием ОВ на шунтирующее сопротивление (ШС) и последующее быстрое снижение нагрузки генератора или (и) отключение его от сети. Однако для отстройки от переходных режимов и качаний в энергосистеме известные нам устройства защиты от АР и АХ выполняются с задержкой срабатывания порядка 2-3 с или со счетом циклов асинхронных проворотов. В [5,7] показано, что устройство защиты, выполненное, например, на принципе измерения сопротивления генератора и имеющее задержку срабатывания, может вообще отказать, поскольку модуль полного сопротивления генератора в течение цикла асинхронных проворотов ротора периодически выходит из зоны действия такого устройства, а это приведет к сбросу срабатывания его реагирующего органа.

Вышесказанное означает, что защита мощных турбо- и гидрогенераторов от АР при потере возбуждения, и тем более от АХ возбужденного генератора, должна быть быстродействующей, следовательно, она должна быть избирательной по принципу действия. В этом смысле режим АХ возбужденного генератора является граничным в силу того, что характер изменения его параметров наиболее сходен с характером их изменения при качаниях или АХ в энергосистеме, когда должна действовать системная противоаварийная автоматика, а излишнее действие индивидуальных защит генераторов может привести к одновременному отключению нескольких генераторов электростанции и усугубить аварийную ситуацию в энергосистеме.

Известно, что характерными признаками АХ в энергосистеме, упрощенная эквивалентная расчетная схема которой приведена на рис. 4, а, являются [8]:

- периодическое изменение угла δ между несинхронными э.д.с. от нуля до 2π рад. с частотой скольжения (рис. 4, б, в);
- периодическое, с частотой скольжения, изменение величины напряжения во всех точках электропередачи, при этом в электрическом центре (э.ц.) АХ напряжение изменяется от максимального значения при $\delta=0$ и $\delta=2\pi$ радиан до нуля при $\delta=\pi$ (рис. 4, г);
- периодическое, с частотой скольжения, изменение величины тока во всех элементах, связывающих несинхронные э.д.с., при этом ток имеет минимальную величину при углах $\delta=0$ и $\delta=2\pi$ и достигает максимального значения при $\delta=\pi$;
- периодическое, с изменением знака с двойной частотой скольжения, изменение активной мощности генераторов.

Очевидно, что АХ возбужденного генератора является частным случаем АХ в энергосистеме и что разграничение зоны действия защиты генератора от АХ и зоны действия системной автоматики должно определяться местонахождением э.ц. АХ. Рассматриваемая защита должна срабатывать при условии, что э.ц. АХ находится внутри данного конкретного генератора. Если же э.ц. АХ находится вне генератора, то ротор не делает полных проворотов относительно поля собственного статора, испытывая только качания, и рассматриваемая защита действовать не должна, а должна действовать противоаварийная системная автоматика.

Исследования на моделях, и натурные испытания показали, что если ток возбуждения отдельного генератора недостаточен для удержания его в синхронизме, то при асинхронных проворотах ротора возбужденной машины относительно поля статора, имеющего частоту сети, т.е. при нахождении э.ц. внутри генератора, э.д.с., наводимая в ОВ со стороны статора, периодически, с частотой скольжения, уравнивает или превышает э.д.с. обусловленную напряжением возбудителя:

$$e_{\text{инд}} = -d\psi/dt \geq e_f(U_B) \quad (1)$$

При этом ток в ОВ периодически проходит через нуль, а при наличии в цепи ОВ вентилей они периодически запираются.

В случаях возникновения АР генератора из-за потери возбуждения ток, наводимый со стороны статора в ОВ при ее замыкании накоротко, на ШС, на якорь электромашиного возбудителя, имеет знакопеременный характер и периодически, с двойной частотой скольжения, также проходит через нуль, а при разомкнутой цепи ОВ равен нулю. При замыкании цепи ОВ на вентили ток в ее цепи периодически изменяется от некоторого положительного значения при открытом состоянии вентилей до нуля при их запираании. Наконец, при выпадении из синхронизма возбужденного генератора условие (1) выполняется, если скольжение достигает такого большого значения, что генератор, несмотря на форсировку возбуждения, не может втянуться в синхронизм, и индуктируемая в ОВ э.д.с. оказывается

периодически больше э.д.с., обусловленной напряжением возбудителя. Только тогда происходит запирание вентилей. Если же $e_{\text{инд}}$ не превысит $e_f(U_v)$, то запертия вентилей не произойдет, не произойдет и проворотов ротора относительно поля статора, а угол вылета ротора, достигнув определенного значения, станет уменьшаться, т.е. будут происходить его периодические качания. Это возможно только в том случае, когда уровень возбуждения рассматриваемого генератора достаточно высок и э.д. АХ (рис. 4, а) находится за x_r в сторону линии.

В то же время, во всех длительно и кратковременно допустимых для генератора синхронных режимах и при возникновении коротких замыканий в сети ток в цепи ОВ генератора не снижается до нуля. Исключение составляют генераторы, система возбуждения которых обладает возможностью инвертирования. АРВ сильного действия, при периодическом повышении напряжения в процессе качаний или АХ в энергосистеме, может выдавать команду на инвертирование и ток в ОВ генератора может при этом кратковременно снижаться до нуля. Исходя из этих особенностей, было разработано, выполнено и широко проверено несколько модификаций устройств, обеспечивающих селективное срабатывание защиты на первом асинхронном провороте ротора генератора относительно поля статора [7, 9].

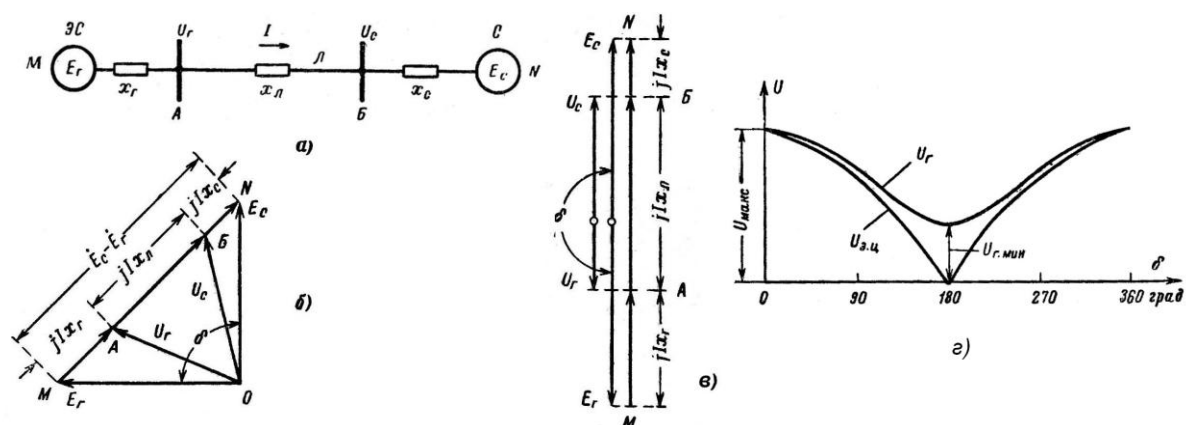


Рис. 4: Расчетная схема и векторная диаграмма э.д.с. и напряжений электропередачи:

- а) Эквивалентная расчетная схема работы электростанции на приемную энергосистему;
- б) Векторная диаграмма э.д.с. и напряжений электропередачи при $E_c = E_r$, $\delta = 90^\circ$;
- в) То же при $\delta = 180^\circ$, $E_c - E_r = jI x_r + jI x_l + jI x_c$;
- г) Изменение напряжений в процессе АХ при $E_r = E_c$

Оба вышеописанных МП устройства проходят испытания на разработанной модели энергосистемы (рис. 6), структура которой показана на рис. 5. Большое количество библиотечных моделей генераторов, их регуляторов, турбин, линий электропередач, силовых трансформаторов, нагрузки, двигателей, трансформаторов тока и напряжения позволяют создавать на RTDS модели энергорайона различной сложности и конфигурации. Управление моделью можно осуществлять в режиме реального времени. RTDS позволяет исследовать статический режим работы первичной сети, а также электромагнитные и электромеханические переходные процессы в ней.

Модель энергосистемы (рис. 6) включает в себя 4 синхронных генератора, а также их блочные трансформаторы, 7 комплексных нагрузок и 14 линий электропередач. Генераторы Г1 и Г2 моделируют атомную электростанцию (АЭС), Г3 – тепловую станцию (ТЭС), Г4 – гидроэлектростанцию (ГЭС), модели эквивалентных энергосистем С1 и С2 представляются идеальными источниками напряжений. Энергоблок представлен математической моделью синхронного генератора, турбины с регулятором скорости, системы возбуждения и блочного трансформатора. Модель синхронного генератора позволяет учитывать следующие механические и электрические параметры: мощность машины, номинальное напряжение машины, номинальная частота, количество демпферных обмоток ротора, постоянная инерции машины, коэффициент затухания для синхронного крутящего момента, синхронное индуктивное сопротивление по продольной и поперечной оси, переходные и сверхпереходные сопротивления по продольной и поперечной оси, переходные и сверхпереходные постоянные

времени по продольной и поперечной оси. Многообразие задания параметров позволяет моделировать различные типы генераторов. Стандартная библиотека RTDS содержит различные типы систем возбуждения генераторов пропорционального и сильного действия. В модели (рис. 6) генераторы оснащены АРВ сильного действия. Блочный трансформатор представлен моделью трехфазного трансформатора с типом соединения обмоток Y_0/Δ . Линии электропередач уровнем напряжения 330 кВ представлены моделями с распределенными параметрами. Возможности RTDS позволяют задавать следующие параметры ЛЭП: тип проводов, тип расщепления проводов, тип троса, расстояния между проводами и тросом, тип опор, провисание проводов фаз. Комплексные нагрузки смоделированы совокупностью активного шунта и асинхронного двигателя.

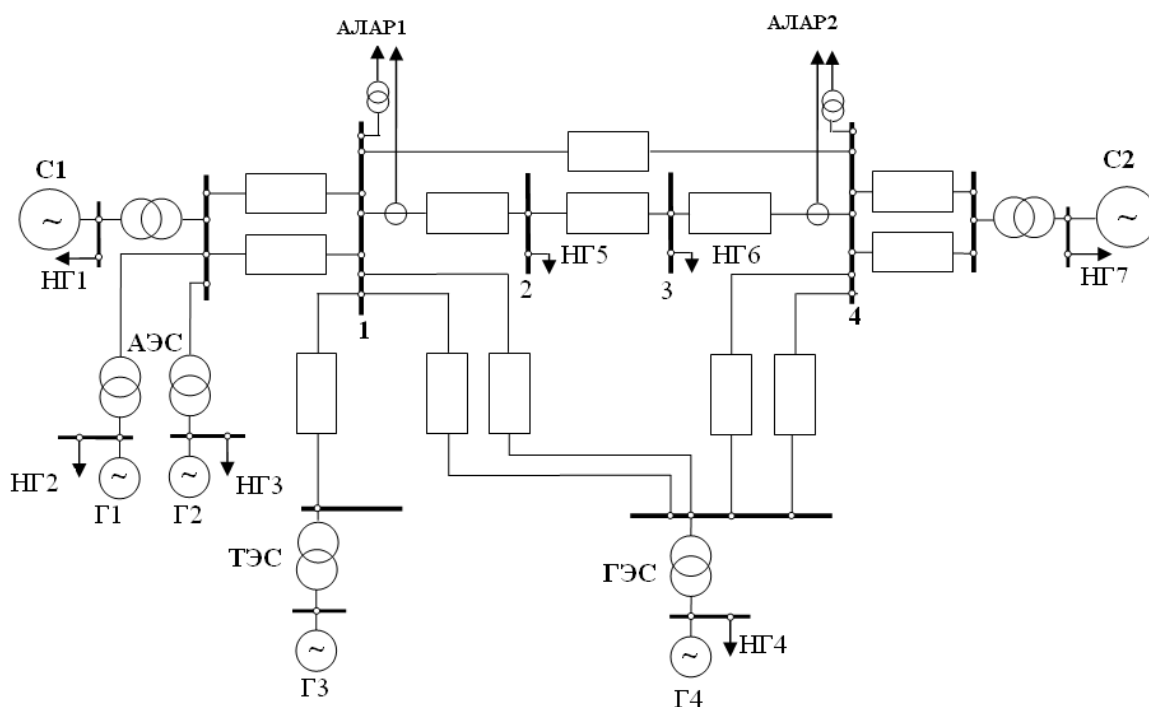


Рис. 5: Схема энергосистемы

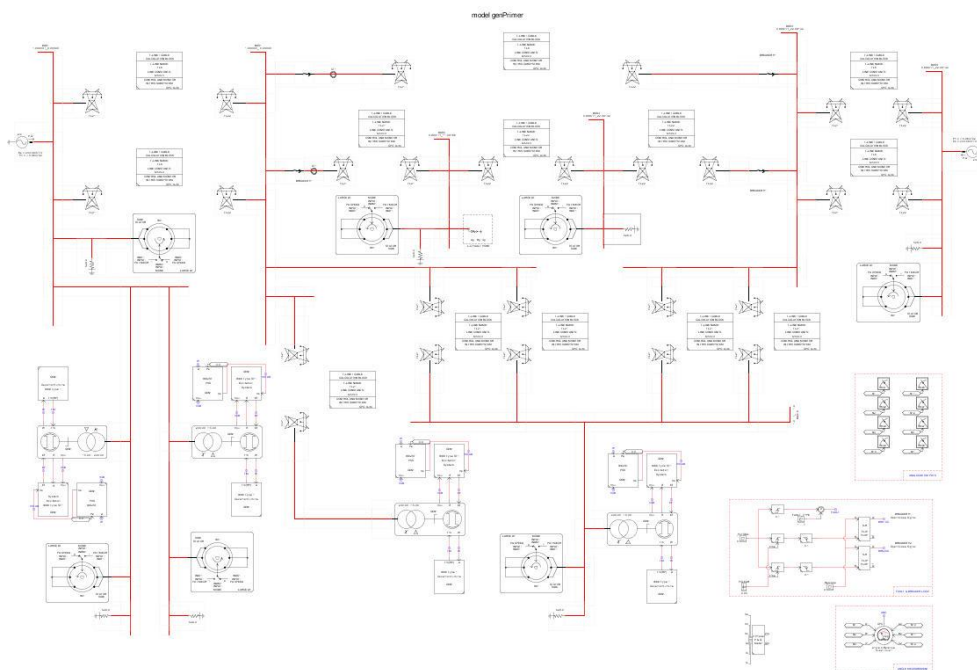


Рис. 6: Модель энергосистемы на RTDS

Устройства АЛАР подключались к шинам «1» и «4». Контролировался участок сети (1-2-3-4) (рис. 5). Путем отключения отдельных линий, генераторов и нагрузок исходная схема приводилась к различным тестовым. Генераторы станций выводились из устойчивости короткими замыканиями. В ходе испытаний были смоделированы следующие аварийные режимы:

- аварийные режимы с расположением сечения асинхронного хода на защищаемом участке сети без промежуточных отборов мощности;
- аварийные режимы с расположением сечения асинхронного хода вне защищаемого участка без промежуточных отборов мощности;
- аварийные режимы с расположением сечения асинхронного хода на защищаемом участке с промежуточными отборами мощности.

На рис. 7, для примера, показаны величины токов и напряжений, угла, а также активной и реактивной мощностей в опыте КЗ фазы «А» на участке (1-2-3-4) вблизи шин «4» с отключением КЗ и последующей затянутой паузой ОАПВ. Во время паузы ОАПВ вследствие предшествующего КЗ нарушается устойчивость. Э.ц. качаний находится на участке 1-2. На осциллограмме можно видеть правильное функционирование всех трёх ступеней, настроенных на срабатывание после 2, 4 и 6 проворотов, устройства АЛАР, подключённого к шинам «1».

Защита генератора испытывалась в режимах АХ и АР с положением э.ц. в генераторе АЭС и вне его, а также в режимах внешнего АХ и глубоких качаний. Входными величинами защиты являются ток возбуждения и напряжение на обмотке возбуждения генератора. На рис. 8, для примера, показан АХ с э.ц. в генераторе. Как видно из рисунка, в момент проворота ток в обмотке возбуждения проходит через ноль, поэтому защита срабатывает.

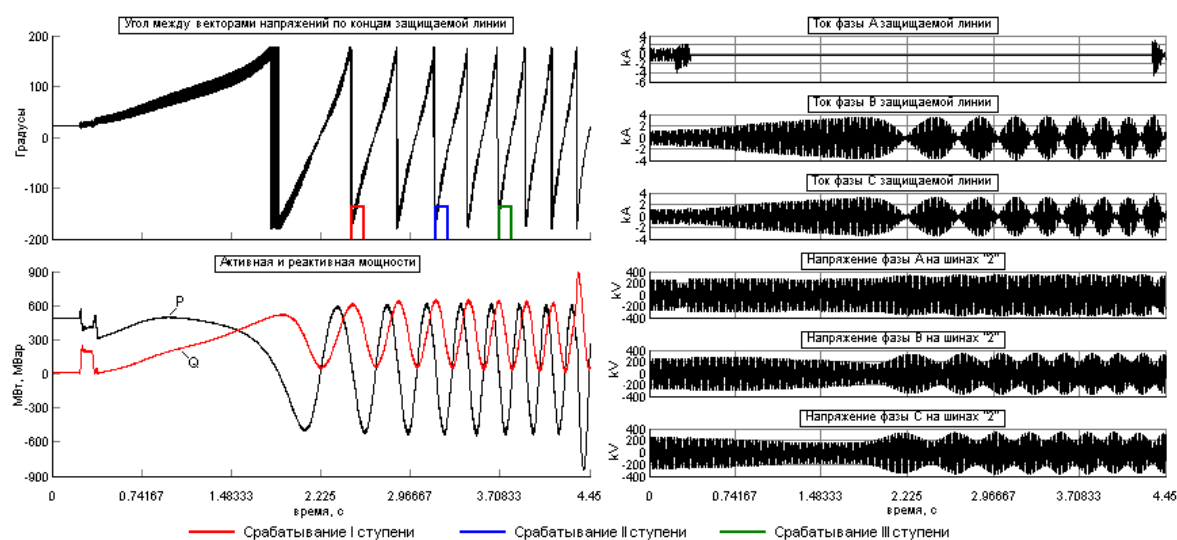


Рис. 7: Нарушение устойчивости во время паузы ОАПВ

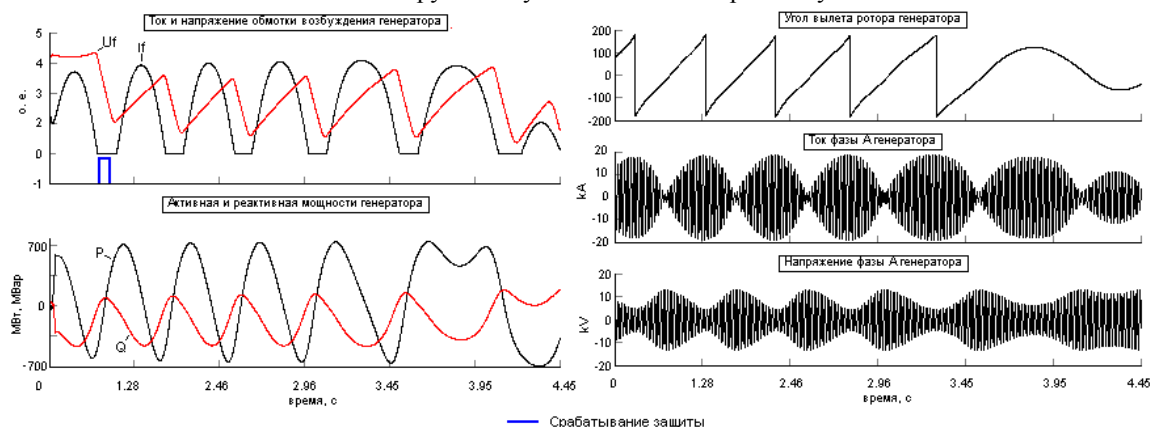


Рис. 8: АХ с нахождением э.ц. в генераторе

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для сложных проектов с программируемыми МП РЗА гарантировать работоспособность комплекса РЗА объекта с высокой вероятностью можно, лишь произведя его проверку в условиях, максимально приближенных к реальным, на основе испытаний с имитацией основных расчетных повреждений на объекте, что позволяет выявить как ошибки проектирования, так и при параметрировании и конфигурировании МП РЗА. Одним из передовых средств проведения комплексных испытаний МП РЗА является программно-аппаратный комплекс RTDS, позволяющий использовать весьма точные модели элементов сети, регуляторов, производить переключения или регулирование моделируемой в реальной времени математической модели от сигналов срабатывания проверяемого устройства, подключённого к аналоговым и дискретным входам и выходам комплекса RTDS.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. 2000. – М.: НЦ ЭНАС.
- [2] Выгодский М.Я. Справочник по высшей математике. 1977. – М.: Энергоатомиздат.
- [3] Наровлянский В.Г. Современные методы и средства предотвращения асинхронного режима электроэнергетической системы. 2004. – М.: Энергоатомиздат.
- [4] Розенблюм Ф.М. Измерительные органы противоаварийной автоматики энергосистем. 1981. – М.: Энергоиздат.
- [5] Kogan F.L. Features of asynchronous mode of modern turbogenerators and protection requirements // Session papers of CIGRE, gr. 11 “Rotating machines”, Paris, 1996.
- [6] Коган Ф.Л. Аномальные режимы мощных турбогенераторов // М.: Энергоатомиздат, 1988.
- [7] Коган Ф.Л. Асинхронный режим и асинхронный ход синхронных генераторов. Опасность и защита. – Электричество, 2010, №8.
- [8] Беркович М.А., Семенов В.А. Основы автоматики энергосистем // М: Энергия, 1968г.
- [9] Авторские свидетельства СССР: №553708, БИ, 1977, №13; №649093, БИ, 1979, №7; №767889, БИ, 1980, №36; №858166, БИ, 1981, №31.