

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ СКОРОСТИ ТУРБИНЫ НА ПОВЕДЕНИЕ ГЕНЕРАТОРА ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

Сивокобыленко В. Ф., Смирнова М. А.

На основании математического моделирования системы автоматического регулирования скорости турбины выполнена оценка ее влияния на результаты расчетов режимов работы генераторов электрических станций при коротких замыканиях. Учет при моделировании генераторов устройств автоматического регулирования скорости турбин обязателен при выборе уставок резервных защит генератора, имеющих выдержки времени более 0,5 с, а также при анализе его динамической устойчивости.

На підставі математичного моделювання системи автоматичного регулювання швидкості турбіни виконана оцінка її впливу на результати розрахунків режимів роботи генераторів електричних станцій при коротких замиканнях. Облік при моделюванні генераторів пристроїв автоматичного регулювання швидкості турбін обов'язковий при виборі уставок резервних захистів генератора, що мають витримки часу більш 0,5 с, а також під час аналізу його динамічної стійкості.

Ground mathematical modelling of the automatic control system of regulatory type of a velocity of the turbine the estimation of its agency on outcomes of accounts of modes of operation of oscillators electric stations is fulfilled at short circuits. The estimation of dynamical stability of oscillators is fulfilled. The account at generators modelling of automatic control devices of turbines speed is obligatory at a choice the reserve protection of the generator having endurances of time more 0,5sec., and as at the analysis of its dynamic stability.

Сивокобыленко В. Ф.

д-р техн. наук, проф., зав. кафедрой ДонНТУ  
[svf@elf.dgtu.donetsk.ua](mailto:svf@elf.dgtu.donetsk.ua)

Смирнова М. А.

канд. техн. наук, доц. ДонНТУ

УДК 621.9: 658.5

Сивокобыленко В. Ф., Смирнова М. А.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ СКОРОСТИ ТУРБИНЫ НА ПОВЕДЕНИЕ ГЕНЕРАТОРА ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ**

Повышение надежности работы энергетических систем за счет совершенствования методов расчета и устройств релейной защиты и автоматики является весьма актуальной проблемой современности. Особенно это важно для мощных системных узлов блочных электростанций с агрегатами единичной мощностью 200–800 МВт.

В настоящее время широко применяются математические модели сложных электро-энергетических объектов, позволяющие имитировать различные режимы их работы и анализировать поведение отдельных элементов, а также объекта в целом.

Ранее авторами была разработана математическая модель блочной электростанции (ЭС), имеющей два уровня повышенного напряжения, объединенных автотрансформаторной связью [1, 2]. Математическая модель выполнена на основе полных дифференциальных уравнений (ДУ) элементов.

На основании результатов расчетов по разработанной модели ЭС усовершенствованы методы анализа переходных процессов ЭС при симметричных и несимметричных коротких замыканиях (КЗ) и уточнены поведение и параметры срабатывания устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) [3, 4].

Точность отображаемых на модели процессов зависит от точности моделей отдельных элементов, корректности задаваемых параметров элементов и правильности отображения связей между ними.

Целью настоящей работы является разработка математической модели системы автоматического регулирования скорости турбины и оценка того, насколько ее учет влияет на результаты расчетов режимов работы генераторов ЭС при их моделировании.

В частности рассматривались режимы трехфазных КЗ вблизи сборных шин электростанции различной длительности при наличии и отсутствии регуляторов скорости турбины, а также оценивался предел динамической устойчивости генераторов.

Математическая модель синхронного генератора. ДУ синхронного генератора (СГ) записываются в осях  $d, q$ , жестко связанных с его ротором. Для учета вытеснения тока массив ротора представляется  $k$  эквивалентными демпферными контурами по каждой из осей  $d, q$  и обмоткой возбуждения по оси  $d$ .

ДУ, описывающие поведение СГ с многоконтурным ротором выглядят следующим образом:

$$\begin{aligned}
 pY_{sd} &= u_{sd} - a_{sd}Y_{sd} + a_{sd}Y_{md} + wY_{sq}; & pY_{sq} &= u_{sq} - a_{sq}Y_{sq} + a_{sq}Y_{mq} - wY_{sd}; \\
 pY_{Rd}^{(i)} &= -a_{Rd}^{(i)}(Y_{Rd}^{(i)} - Y_{md}); & pY_{Rq}^{(i)} &= -a_{Rq}^{(i)}(Y_{Rq}^{(i)} - Y_{mq}); & pY_f &= u_f - a_f(Y_f - Y_{md}); \\
 pW &= \frac{1}{J}(m_T - m_E); & pg &= w; & m &= \dot{Y}_S \times \dot{i}_S,
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

где  $p = \frac{d}{dt}$  – оператор производной по времени;  $u_{sd}, u_{sq}$  – напряжение на выводах;

СГ по осям  $d$  и  $q$ ;  $Y_{sd}, Y_{sq}, Y_{Rd}^{(i)}, Y_{Rq}^{(i)}, Y_f$  – потокосцепления статора,  $i$ -ого роторного контура; СГ по осям  $d, q$  и потокосцепление обмотки возбуждения соответственно;

$pY_{Sd}, pY_{Sq}, pY_{Rd}^{(i)}, pY_{Rq}^{(i)}, pY_f$  – производные потокосцеплений статора,  $i$ -ого роторного контура СГ по осям  $d, q$  и производная потокосцепления обмотки возбуждения соответственно;  $u_f$  – напряжение обмотки возбуждения;  $\omega$  – скорость вращения ротора СГ;  $J$  – суммарный момент инерции;  $m_T, m_E$  – вращающий момент турбины и электромагнитный момент генератора;  $\dot{i}_S, \dot{Y}_S$  – результирующие векторы тока статора и его потокосцепления;  $g$  – угол поворота ротора, т. е. угол между осью  $d$  и электрической осью обмотки фазы  $a$ ;  $a_S, a_{Rd}^{(i)}, a_{Rq}^{(i)}, a_f$  – коэффициенты затухания контура статора,  $i$ -ого роторного контура по осям  $d$  и  $q$ , обмотки возбуждения по оси  $d$ :

$$a_S = \frac{R_S}{L_{SS}(I_S)}; \quad a_{Rd}^{(i)} = \frac{R_{Rd}^{(i)}}{L_{SRd}^{(i)}}; \quad a_{Rq}^{(i)} = \frac{R_{Rq}^{(i)}}{L_{SRq}^{(i)}}; \quad a_f = \frac{R_f}{L_{Sf}}, \quad (2)$$

где  $R_S, R_{Rd}^{(i)}, R_f, R_{Rq}^{(i)}$  – активные сопротивления обмотки статора,  $i$ -ого роторного контура, обмотки возбуждения по продольной оси СГ и  $i$ -ого роторного контура по поперечной оси СГ;

$L_{SS}(I_S), L_{SRd}^{(i)}, L_{Sf}, L_{SRq}^{(i)}$  – индуктивности рассеяния обмотки статора,  $i$ -ого роторного контура, обмотки возбуждения по продольной оси СГ и  $i$ -ого роторного контура по поперечной оси СГ.

Потокосцепление ветви намагничивания:

$$Y_{ml} = a_{Sd}Y_{Sd} + a_fY_f + \sum_{i=1}^k a_{Rd}^{(i)}Y_{Rd}^{(i)}; \quad Y_{mq} = a_{Sq}Y_{Sq} + \sum_{i=1}^k a_{Rq}^{(i)}Y_{Rq}^{(i)}, \quad (3)$$

где  $a_{Sd}, a_{Sq}, a_{Rd}^{(i)}, a_{Rq}^{(i)}, a_f$  – коэффициенты распределения потокосцеплений статора,  $i$ -ого роторного контура по осям  $d, q$  и обмотки возбуждения соответственно, которые определяются как:

$$a_{Sd} = \frac{L_{SRd}}{L_{SS}(I_S)}; \quad a_f = \frac{L_{SRd}(I_S)}{L_{Sf}}; \quad a_{Rd}^{(i)} = \frac{L_{SRd}(I_S)}{L_{SRd}^{(i)}};$$

$$a_{Sq} = \frac{L_{SRq}}{L_{SS}(I_S)}; \quad a_{Rq}^{(i)} = \frac{L_{SRq}(I_S)}{L_{SRq}^{(i)}}, \quad (4)$$

где

$$L_{SRq}(I_S) = \left[ \frac{1}{L_{SS}(I_S)} + \frac{1}{L_{mq}} + \sum_{i=1}^k \frac{1}{L_{SRq}^{(i)}} \right]^{-1}; \quad L_{SRd}(I_S) = \left[ \frac{1}{L_{SS}(I_S)} + \frac{1}{L_{md}} + \frac{1}{L_{Sf}} + \sum_{i=1}^k \frac{1}{L_{SRd}^{(i)}} \right]^{-1},$$

где  $L_{md}, L_{mq}$  – индуктивность ветви намагничивания по осям  $d$  и  $q$ .

Токи статора, обмотки возбуждения и  $i$ -ого роторного контура:

$$i_{Sd} = \frac{Y_{Sd} - Y_{ml}}{L_{SS}(I_S)}; \quad i_{Sq} = \frac{Y_{Sq} - Y_{mq}}{L_{SS}(I_S)}; \quad i_f = \frac{Y_f - Y_{ml}}{L_{Sf}}; \quad i_{Rd}^{(i)} = \frac{Y_{Rd}^{(i)} - Y_{ml}}{L_{SRd}^{(i)}}; \quad i_{Rq}^{(i)} = \frac{Y_{Rq}^{(i)} - Y_{mq}}{L_{SRq}^{(i)}}.$$

Уравнения для определения напряжения возбуждения, учитывающие тип возбудителя и автоматическое регулирование возбуждения (АРВ), являются частью математической модели СГ. В моделируемом генераторе используется система возбуждения с регулятором и возбудителем непрерывного действия. Структурная схема системы возбуждения генератора с устройством АРВ показана на рис. 1.

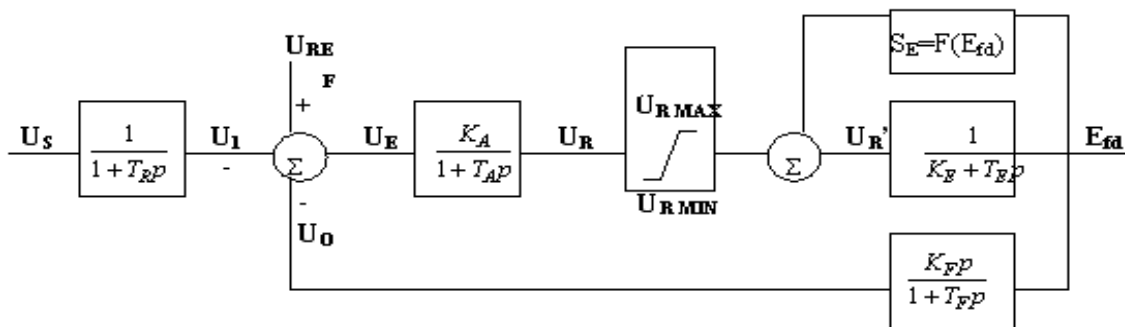


Рис. 1. Модель системы возбуждения генератора с регулятором непрерывного действия

С выводов генератора снимается напряжение  $U_s$ , которое сглаживается с помощью фильтра, представляющего собой инерционное звено первого порядка с постоянной времени  $T_R$ . Обычно постоянная времени  $T_R$  очень мала, поэтому в данном случае она принимается равной нулю. Входным сигналом вращающегося усилителя является напряжение рассогласования  $U_E$ :

$$U_s = U_{REF} - U_1 - U_0, \tag{5}$$

где  $U_{REF}$  – заданная уставка регулятора по напряжению;  $U_1$  – напряжение генератора после фильтрации;  $U_0$  – напряжение обратной связи.

Усилитель имеет постоянную времени  $T_A$  и коэффициент усиления  $K_A$ , а его выходное напряжение  $U_R$  ограничено значениями  $U_{R MAX}$  и  $U_{R MIN}$ . Возбудитель представлен в виде линейной системы первого порядка с постоянной времени  $T_E$ .  $K_E$  – коэффициент передачи возбудителя, связанный с обмоткой самовозбуждения. Предусмотрен учет влияния насыщения в возбудителе путем введения функции насыщения  $S_E$ , которая аппроксимируется экспоненциальной зависимостью:

$$S_E = a \cdot e^{b \cdot E_{fd}}, \tag{6}$$

где  $E_{fd}$  – выходное напряжение возбудителя;  $a, b$  – коэффициенты, которые рассчитываются из экспериментальных кривых насыщения. В результате влияния насыщения напряжение усилителя изменяется на величину  $S_E \cdot E_{fd}$  и новое эффективное значение  $U_R'$  определяется как:

$$U_R' = U_R - S_E \cdot E_{fd}. \tag{7}$$

Эта результирующая величина  $U_R'$  воздействует линейно на передаточную функцию возбудителя. В передаточной функции цепи обратной связи  $K_F$  и  $T_F$  – соответственно коэффициент передачи и постоянная времени стабилизирующей цепи регулятора. Эта передаточная функция обеспечивает как отрицательную обратную связь по первой производной, так и эффект введения апериодического звена. Напряжение возбуждения определяется по выражению:

$$U_f = \frac{\sqrt{3} \cdot r_f \cdot E_{fd} \cdot k_f}{L_{ad}}, \tag{8}$$

где  $k_f$  – кратность форсировки возбуждения, вводится при снижении напряжения на выводах статора генератора до 85 % от номинальной величины. Ниже приведена математическая модель системы возбуждения, показанной на рис. 2.

$$pU_O = \frac{K_F}{T_F} pE_{fd} - \frac{U_O}{T_F}; \quad pU_R = \frac{K_A U_E - U_R}{T_A};$$

$$pE_{fd} = \frac{U_R - (K_E + S_E) E_{fd}}{T_E}; \quad pU_1 = \frac{K_R U_g - U_1}{T_R}. \quad (9)$$

В данной работе учитывался бесщеточный возбудитель, параметры которого приведены в табл. 1.

Таблица 1

Параметры возбудителя

$A$	$T_A$	$K_E$	$T_E$	$K_F$	$T_F$	$K_R$	$T_R$	$a$	$b$	$U_{R MAX}$	$U_{R MIN}$
400	0,02	1,0	0,8	0,03	1,0	1,0	0,0	0,098	0,553	7.3	-7,3

Для анализа длительных переходных процессов в настоящей модели предусмотрена возможность учета влияния системы регулирования частоты на мощность турбины при значительных изменениях частоты вращения. На современных ТЭС применяется импульсная разгрузка турбин (ИРТ) и длительная разгрузка турбин (ДРТ).

На рис. 2. показана упрощенная модель турбины. На вход модели поступают сигналы от МИСВ  $h_0$ , регулятора скорости  $S/s$  ( $s$  – коэффициент статизма) и сигнал от ЭГП  $h_э$ . Запозывания в передаче сигналов в системе регулирования условно моделируются обобщенным звеном 1 чистого запаздывания со временем запаздывания  $t_z$ . Далее изображено безынерционное звено 2 золотника, имеющего крайние положения  $x_{MAX}$  и  $x_{MIN}$ , соответствующие полному открытию окон в направлении увеличения и уменьшения впуска пара в турбину. Звено золотника вместе со звеном 3, отображающим эквивалентный сервопривод регулирующих клапанов с постоянной времени  $T_c$ , охвачены отрицательной обратной связью 4. В установившемся режиме значение  $m = 1$  соответствует номинальной мощности турбины, а  $m = 0$  – режиму холостого хода. Звено 5 упрощенно отображает связь между сервоприводом и регулирующими клапанами через нелинейную зависимость  $r = f(m)$  между состоянием эквивалентного сервопривода  $m$  и эквивалентного регулирующего клапана  $r$ . Звено 6 отображает собственно регулируемые клапаны. Апериодическое звено 7 отображает промежуточный паровой объем с постоянной времени  $T_0$ , заключенный между регулирующими клапанами и регулирующей ступенью турбины.

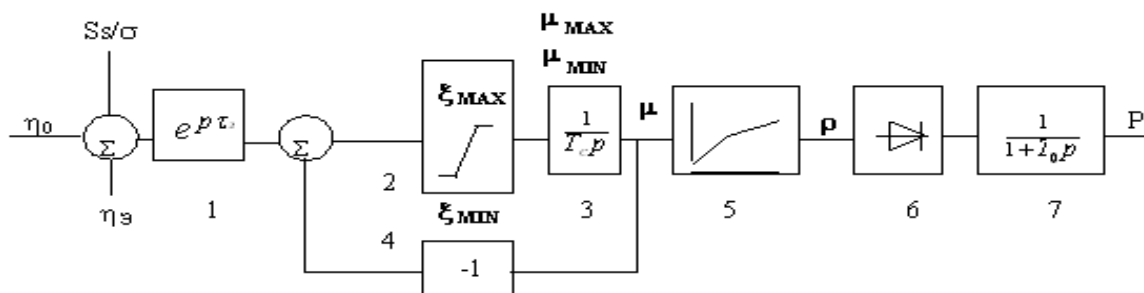


Рис. 2. Модель турбины

Разработанная математическая модель позволяет учесть регуляторы скорости с различными характеристиками регулирования.

Ниже приведены некоторые результаты моделирования. На рис. 3–6 приведены результаты моделирования 3-фазного КЗ продолжительностью 1,5 с на воздушной ЛЭП на расстоянии 1 км от ОРУ-330 кВ, на ЭС типа Углерогской ТЭС. Рассматривался режим, когда в работе находились три энергоблока (генератор Г1 мощностью 300 МВт выдает мощность на РУ-110 кВ, генераторы Г2 (300 МВт) и Г3 (800 МВт) – на РУ-330 кВ). Расчет проводился при условиях работы генераторов с номинальной загрузкой при номинальных параметрах. Учитывалось действие форсировки возбуждения ( $K_f = 2$ ) при снижении напряжения на выводах генератора до 85 % номинального. Показаны зависимости от времени активной мощности  $P = f(t)$  и угла вылета ротора  $\delta = f(t)$  генератора 300 МВт при отсутствии и при наличии регулятора скорости МУТ соответственно.

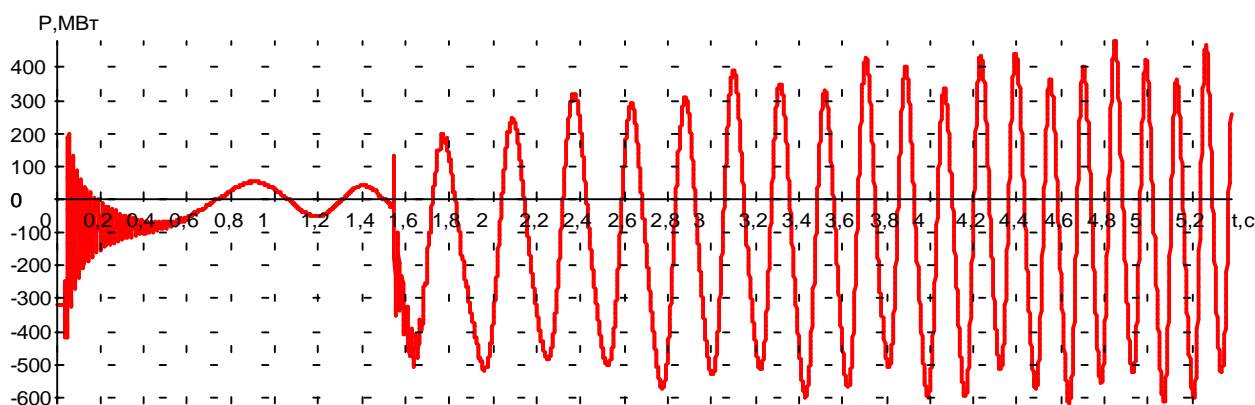


Рис. 3. Изменение активной мощности генератора 300 МВт

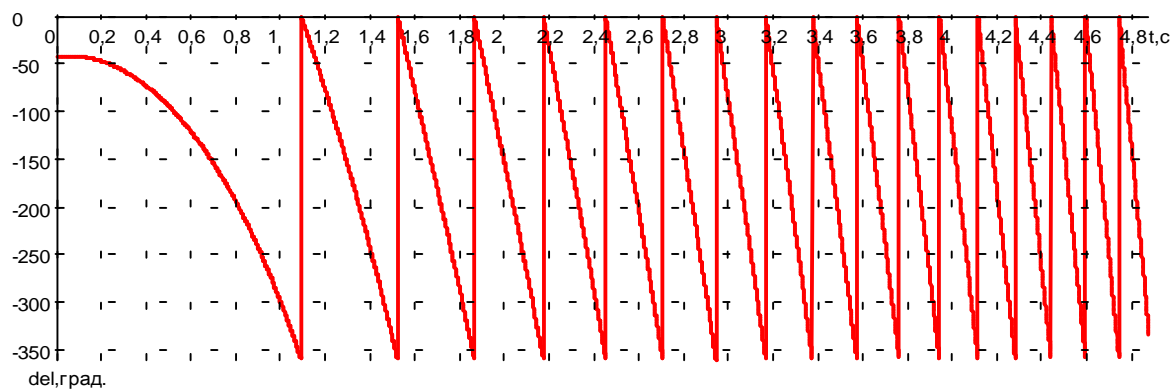


Рис. 4. Изменение угла вылета ротора генератора 300 МВт

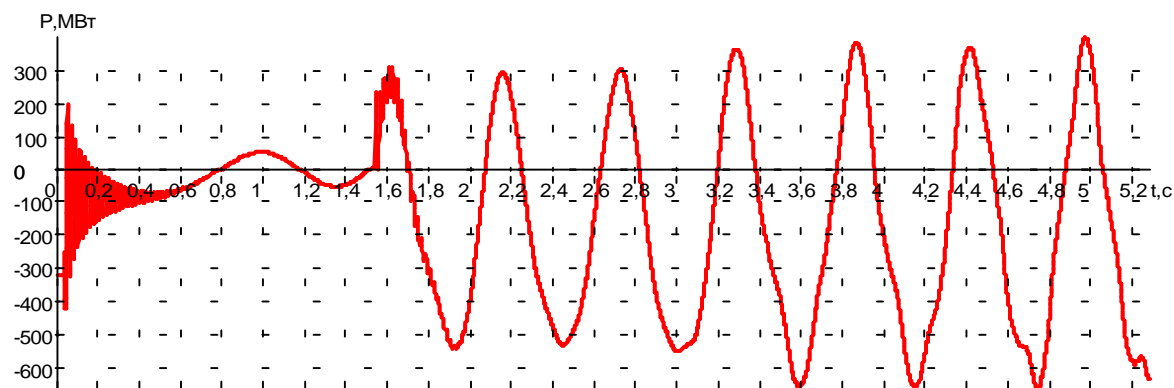


Рис. 5. Изменение активной мощности генератора 300 МВт (с учетом действия МУТ)

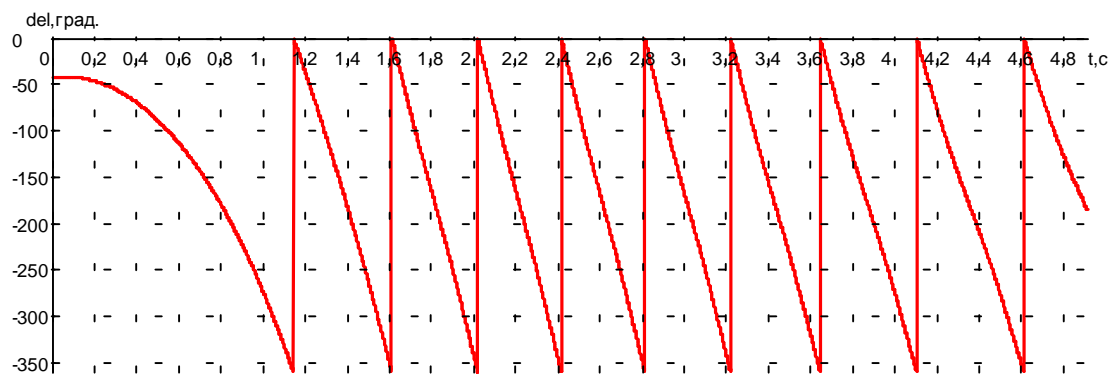


Рис. 6. Изменение угла вылета ротора генератора 300 МВт (с учетом действия МУТ)

Как видно из рис. 3–6 при отключении 3-фазного КЗ через 1,5 секунды после его возникновения ( $t_{кз} = 0,04–1,54$  с) генераторы выпадают из синхронизма независимо от наличия регулятора МУТ, но частота проворотов ротора без регулирования увеличивается со временем (рис. 3–4), а с регулированием практически не изменяется (рис. 5–6). С ростом угловой частоты вращения период проворотов ротора нерегулируемого генератора от момента выпадения из синхронизма изменяется от 0,4 с, далее постоянно уменьшаясь. Регулятор МУТ удерживает угловую частоту вращения ротора на определенном уровне за счет снижения мощности турбины, при этом период проворотов составляет около 0,5 с.

На рис. 7–10 приведены графики изменения во времени обобщенного вектора тока статора  $I = f(t)$  и угла вылета ротора  $\delta = f(t)$  генератора 300 МВт при 3-фазном КЗ продолжительностью 0,55 с в конце отходящей от ОРУ-330 кВ воздушной ЛЭП длиной 2 км. Рассматривался режим, когда в работе находились три энергоблока по 300 МВт (один генератор выдает мощность на РУ-110 кВ, и два генератора – на РУ-330 кВ).

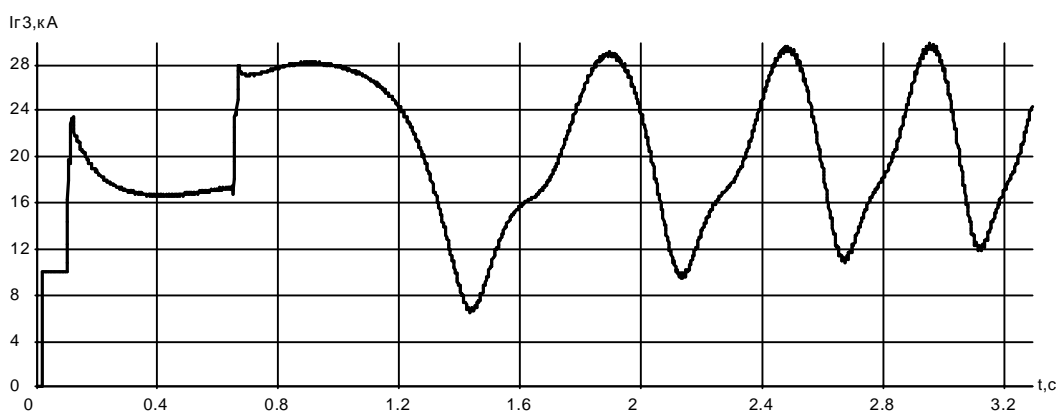


Рис. 7. Изменение модуля тока статора генератора 300 МВт

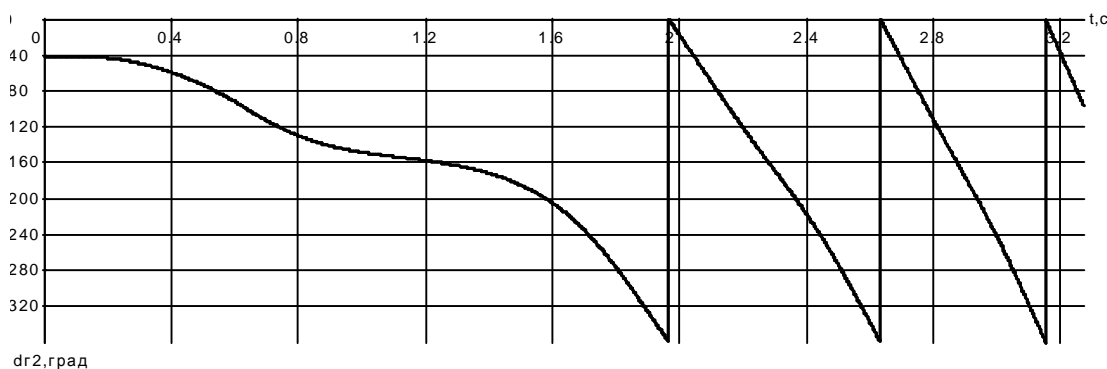


Рис. 8. Изменение угла вылета ротора генератора 300 МВт

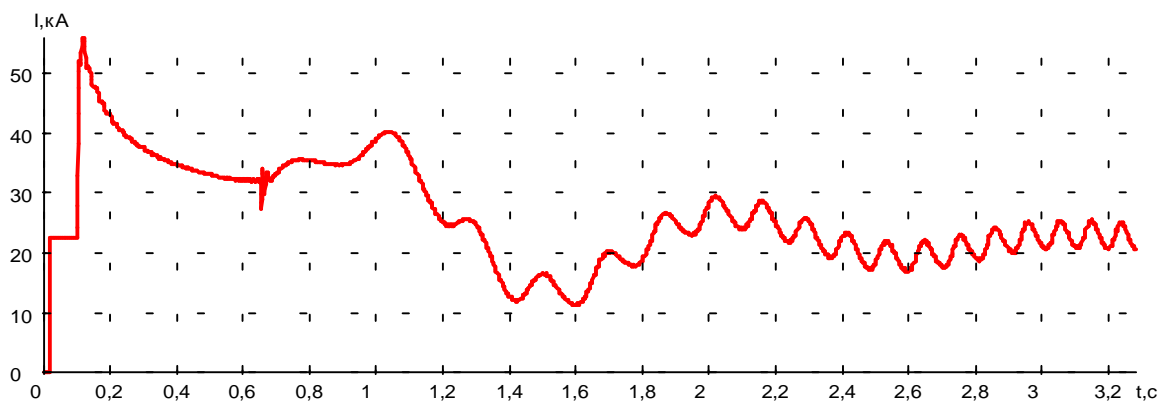


Рис. 9. Изменение действующего значения фазного тока генератора 300 МВт (с учетом действия МУТ и ЭГП)

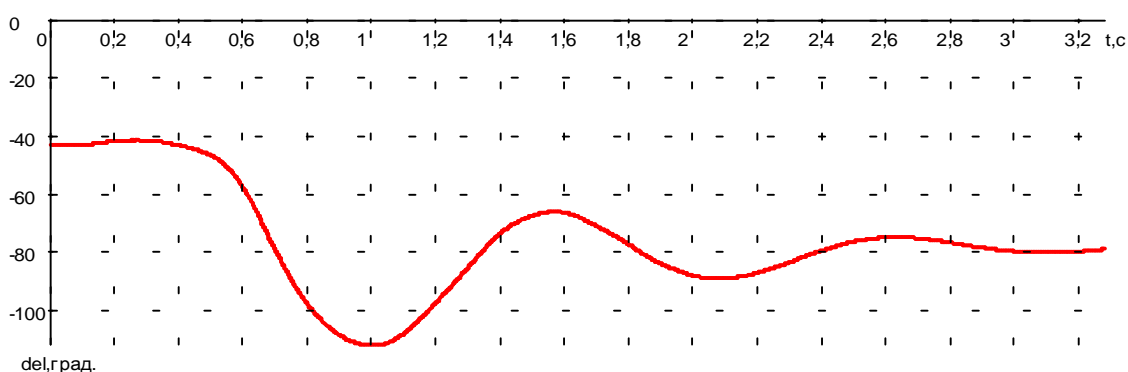


Рис. 10. Изменение угла вылета ротора генератора 300 МВт (с учетом действия МУТ и ЭГП)

Расчет проводился при условиях работы генераторов с номинальной нагрузкой при номинальных параметрах. Учитывалось действие длительного (МУТ) и импульсного (ЭГП) регулирования скорости турбины. Из рис. 9, 10 видно, что при наличии ИРТ и ДРТ генератор не выпадает из синхронизма, в отличие от случая, показанного на рис. 7–8, когда он работал в тех же условиях, но без регулирования.

### ВЫВОДЫ

Наличие устройств АРС турбин значительно влияет на характер процессов, происходящих при длительных КЗ, поэтому их действие необходимо учитывать при математическом моделировании генераторов с целью более правильного отображения их поведения. Учет при моделировании генераторов устройств АРС турбин обязателен при выборе уставок резервных защит генератора, имеющих большие выдержки времени (более 0,5 с) и при анализе динамической устойчивости генераторов.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Сивокобыленко В. Ф. Математическая модель электрической станции для анализа поведения турбогенераторов с системами самовозбуждения при коротких замыканиях / В. Ф. Сивокобыленко, М. А. Меженкова // *Технічна електродинаміка*. – Київ : Інститут електродинаміки НАН України. – 1998. – С. 100–105.
2. Сивокобыленко В. Ф. Математическое моделирование электромеханических переходных процессов на электрических станциях / В. Ф. Сивокобыленко, М. А. Меженкова // *Электричество*. – 2001. – № 4. – С. 5–9.
3. Сивокобыленко В. Ф. Оценка поведения устройств релейной защиты на основании математического моделирования / В. Ф. Сивокобыленко, М. А. Смирнова // *Вісник інженерної академії України*. – Київ : ІАУ. – 2007. – Вип. 2. – С. 153–157.
4. Сивокобыленко В. Ф. Совершенствование устройств релейной защиты и автоматики электрических станций / В. Ф. Сивокобыленко, М. А. Смирнова // *Вестник Донбасской государственной машиностроительной академии (ДГМА)*. – Краматорськ : ДГМА. – 2007. – № 3 (9). – С. 242–248.