

УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ БЕСЩЕТОЧНОЙ СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРА ЭНЕРГОБЛОКА № 1 НВАЭС-2 С РЕГУЛЯТОРОМ СИЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ

Д.А. Ширяев, А.И. Зимин

*Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция»
396072, Воронежская обл., г. Нововоронеж, Промышленная зона Южная, 1*



Анализируются факторы, влияющие на устойчивую работу турбогенератора (ТГ) энергоблока № 1 НВАЭС-2 и стабильность энергосистемы в целом. Для возбуждения турбогенераторов на АЭС используются бесщеточные диодные системы, которые являются независимыми и не имеют контактных колец и щеточно-контактного аппарата, что значительно увеличивает срок службы и надежность агрегата, поскольку нет механического и электрического износа этих элементов. Система возбуждения турбогенератора является одним из главных элементов энергосистемы, обеспечивающим ее надежную работу.

Для устойчивой работы энергосистемы системы возбуждения ТГ и ее система управления должны обеспечить номинальные значения напряжения и тока возбуждения, а также необходимое быстродействие, т.е. высокую скорость нарастания и снятия возбуждения.

В теории устойчивости применительно к энергосистемам рассматриваются две категории устойчивости: статическая – способность системы самостоятельно восстановить исходный режим работы при малом возмущении и динамическая – способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после значительных возмущений (коротких замыканий, отключения генераторов, линий) без перехода в асинхронный режим.

Для настройки параметров регуляторов возбуждения AVR-ЗМТ проведено большое количество испытаний. На реальной модели энергосистемы в ОАО «НТЦ ЕЭС» моделировались однофазные и двухфазные короткие замыкания на землю вблизи шин на всех отходящих присоединениях НВАЭС-2. Во время пусконаладочных работ турбогенератор ТГ-1 прошел все испытания на различных уровнях мощности. Результат испытаний – выбор оптимальных коэффициентов для регулятора возбуждения.

Ключевые слова: Нововоронежская АЭС; энергоблок; устойчивость; система возбуждения; регулятор возбуждения; релейная защита.

ВВЕДЕНИЕ

Одной из важнейших задач электроэнергетики является обеспечение устойчивости параллельной работы электростанций и энергосистем. Нарушения их устойчивости могут приводить к обесточиванию большого числа потребителей электроэнергии, повреждению оборудования электростанций и сетей и другим тяжелым последствиям.

© Д.А. Ширяев, А.И. Зимин, 2017

Все генераторы, механическим приводом которых являются паровые турбины (турбогенераторы), гидротурбины (гидрогенераторы) и дизельные двигатели (дизель-генераторы) имеют системы возбуждения. Наиболее надежными и обладающими наилучшими характеристиками по быстродействию являются независимые (т.е. не зависящие от параметров и режимов работы электрической цепи) и бесщеточные (т.е. не имеющие механический контакт с ротором генератора), в которых выпрямление переменного электрического тока идет на диодном выпрямителе, преимуществом которого является обеспечение очень большого тока возбуждения.

Одним из главных элементов энергосистемы, обеспечивающим ее надежную и устойчивую работу, является система возбуждения ТГ, которая должна выполнять следующие функции:

- начальное возбуждение, т.е. преобразование механической энергии вращения турбины в электрическую;
- работа без внешней нагрузки, устойчивая работа при ее подключении и электрическое торможение при ее снятии;
- защита и снятие возбуждения с ТГ при аварийных ситуациях в самом ТГ (короткое замыкание) и в энергосистеме в целом (падение напряжения сети, короткие замыкания, изменение соотношения активной и реактивной мощности в сети и т.п.).

СТАТИЧЕСКАЯ И ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ

В теории устойчивости применительно к энергосистемам рассматриваются две категории устойчивости: статическая – способность системы самостоятельно восстановить исходный режим работы при малом возмущении и динамическая. Статическая устойчивость является необходимым условием существования установившегося режима работы системы. Сохранение статической устойчивости является необходимым условием работоспособности энергосистемы. Если система в установившемся режиме работы сохраняет статическую устойчивость, это не говорит о том, что она окажется устойчивой при резких нарушениях режима работы, т.е. при коротких замыканиях, отключении генераторов, линий. Подобные режимы работы системы относятся к понятию динамической устойчивости – способности энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после значительных возмущений без перехода в асинхронный режим.

Для рассмотрения характеристики статической устойчивости энергосистемы рассмотрим схему, в которой нерегулируемый генератор, представленный неизменной ЭДС E_q и сопротивлением x_d , связан через некоторое сопротивление (трансформаторов и линий) с шинами «бесконечной мощности», т.е. такой точкой энергосистемы, в которой напряжение U остается неизменным по модулю и фазе при любых процессах.

Установившийся режим описывается уравнением баланса между мощностью турбины P_T и электрической мощностью генератора P_G [1]:

$$P_T = P_G = E_q U / x_s. \quad (1)$$

Установившийся режим существует для всех P_T , не превышающих P_{\max} (рис. 1).

Если режим характеризуется точкой a [1], то малое увеличение угла до значения $\delta_a + \Delta\delta$ приведет к тому, что электрическая мощность [1]

$$P_G = P_{\max} \sin(\delta_0 + \Delta\delta) \quad (2)$$

окажется больше мощности турбины. Это вызовет снижение частоты вращения генератора и уменьшение угла, т.е. движение, направленное к исходному состоянию. Соответственно, при отклонении угла из точки a в обратную сторону $P_G < P_T$ и угол будет увеличиваться.

Наоборот, при отклонении угла от точки b , где также $P_G = P_T$, движение будет направлено в сторону удаления от исходной точки. В точке b' $P_G < P_T$ угол будет продолжать увеличиваться, а в случае перемещения точки b' в противоположном направлении $P_G > P_T$

угол будет уменьшаться. Работа в режиме, соответствующем точке b , невозможна, этот режим неустойчив.

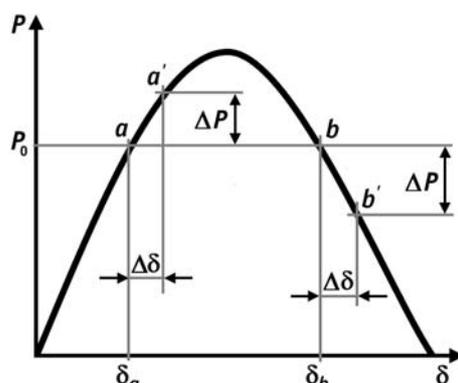


Рис. 1. Изменение мощности при приращениях угла

Производную $dP/d\delta$ или, приближенно, отношение $\Delta P/\Delta\delta$ называют синхронизирующей мощностью, следовательно, критерием статической устойчивости системы в рассмотренных условиях является положительный знак синхронизирующей мощности.

Производная мощности по углу равна [1]

$$dP/d\delta = EU\cos\delta/x_c. \quad (3)$$

Синхронизирующая мощность положительна при $\delta < 90^\circ$. Критическим с точки зрения устойчивости в рассматриваемых условиях (при чисто индуктивной связи генератора с шинами приемной системы) является значение угла $\delta = 90^\circ$, когда достигается максимум характеристики мощности.

Основным показателем сохранения или нарушения динамической устойчивости является зависимость углов δ генераторов от времени переходного процесса. Признаком нарушения динамической устойчивости является увеличение разности между углами δ любых двух генераторов, имеющих электрическую связь, на 180° [2].

Динамическую устойчивость системы можно проверить с помощью способа площадей. Изменение характеристик электрической мощности $P = f(\delta)$ при переходе со схемы I на схему II, связанное с изменением нагрузки [1], приводит к появлению небаланса момента ΔM . Под его действием происходит относительное перемещение ротора генератора. Величина ΔM в общем случае зависит от положения ротора в пространстве, т.е. от значения угла δ .

Из теоретической механики известно, что при движении со скоростью v материальной точки x массой m под действием силы F , зависящей от положения этой точки, происходит работа, определяемая как приращение кинетической энергии на пройденном пути. Так, при движении от точки b_1 до b_2 с начальной скоростью, равной нулю, можно записать [1]

$$\frac{mv^2}{2} = A \int_{b_1}^{b_2} F dx = F. \quad (4)$$

Величина A на графике $F = \varphi(x)$ представляется площадью, пропорциональной кинетической энергии, запасенной движущимся телом при изменении скорости.

Рассматривая изменение скорости по отношению к неизменной синхронной скорости $\Delta\omega_0$, можно по аналогии с (4) записать (рис. 2) [1]

$$A = \int_{\delta_0^I}^{\delta_0^{II}} \Delta M d\delta = \frac{T_j \Delta\omega^2}{2}, \quad (5)$$

где T_j – коэффициент, характеризующий инерцию ротора генератора; $\Delta\omega$ – изменение угловой скорости по отношению к синхронной ω_0 ; ΔM – избыточный момент.

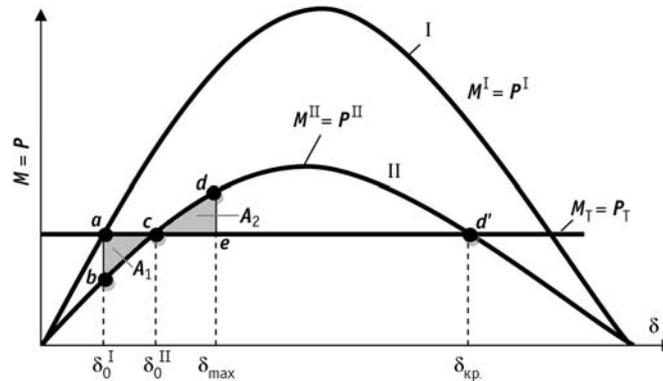


Рис. 2. Характеристики режима $P = f(d)$ для схем I и II

При сделанных допущениях, считая $M = P$, можно определить кинетическую энергию при перемещении ротора от угла δ_0^I до угла δ_0^{II} [1]:

$$A_1 = \int_{\delta_0^I}^{\delta_0^{II}} (P_0 - P_T \sin \delta) d\delta = P_0(\delta_0^{II} - \delta_0^I) + P_T(\cos \delta_0^{II} - \cos \delta_0^I). \quad (6)$$

На рисунке 2 [3] величина A_1 определяется площадью $abca$.

Изменение режима генератора приводит к перемещению точки, определяющей режим системы, с характеристики I на характеристику II при $\delta = \delta_0^I$. Возникающий небаланс ΔP между электрической и механической мощностями (моментами) приводит к появлению ускорения $\alpha = \Delta P / T_j$ и относительному перемещению ротора со скоростью $\Delta\omega$, определяемой выражением [1]

$$\Delta\omega = \sqrt{\frac{2}{T_j} \int_{\delta} \Delta P d\delta}. \quad (7)$$

Энергия, запасенная ротором в процессе ускорения, выражается как интеграл от ΔP в пределах от δ_0^I до δ_0^{II} и представляется графически на рис. 2 в виде площадки $abca$. Энергия торможения выражается как интеграл от ΔP в пределах от δ_0^{II} до δ_{\max} и представляется графически в виде площадки $cdec$. Эти площадки, соответствующие энергии, запасенной при торможении и ускорении, называются площадками ускорения и торможения.

Правило площадей в общем виде формулируется так [1]:

$$A_{\text{уск}} = A_{\text{торм}} \quad \text{или} \quad \int_{\delta} \Delta P d\delta = 0. \quad (8)$$

Соотношение (8) является простейшим практическим критерием динамической устойчивости.

Запас устойчивости. На рисунке 2 вся энергия, полученная при ускорении ротора (площадка $abca$), уравновешивается энергией торможения (площадка $cdec$) до подхода к критической точке d' . Площадка возможного торможения « $cd d' ec$ » больше, чем площадку ускорения на величину $\Delta A = A_{\text{возм.торм.}} - A_{\text{уск.}}$. По знаку ΔA можно определить, устойчив или нет данный переход.

Величина ΔA служит количественным показателем запаса устойчивости [1]:

$$K = A_{\text{возм.торм.}} / A_{\text{уск.}} = (A_{\text{уск.}} + \Delta A) / A_{\text{уск.}} = 1 + \Delta A / A_{\text{уск.}}. \quad (9)$$

Таким образом, при $K > 1$ переход устойчив; при $K = 1$ имеет место критический случай; при $K < 1$ переход неустойчив.

Установленные соотношения можно выразить математически. Согласно рис. 2 [1],

$$\Delta A = A_{\text{возм.торм.}} - A_{\text{уск.}} = \int_{\delta_0^I}^{\delta_{кр.}} P_T^{\text{II}} \sin \delta d\delta - \int_{\delta_0^I}^{\delta_{кр.}} P_0 d\delta, \quad (10)$$

$$\delta_{кр.} = 180^\circ - \delta_0^{\text{II}} = 180^\circ - \arcsin \frac{P_0}{P_T^{\text{II}}} = 180^\circ - \arcsin \frac{P_T^I \sin \delta_0}{P_T^{\text{II}}}. \quad (11)$$

СИСТЕМА ВОЗБУЖДЕНИЯ ТГ-1 НА НВАЭС-2

Рассмотрим более подробно влияние аварийных режимов (короткие замыкания, перенапряжения) на устойчивую работу ТГ-1 НВАЭС-2. Параметры ТГ указаны в табл. 1.

Таблица 1

Параметры турбогенератора

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Тип	ТЗВ-1200-4 2АУЗ	x''_d , о.е.	0,23
$S_{\text{ном}}$, МВА	1333	x''_d , о.е.	0,23
$P_{\text{ном}}$, МВт	1200	x_2 , о.е.	0,25
$\cos \varphi$	0,9	x_0 , о.е.	0,2
$U_{\text{ном}}$, кВ	24	T_{d0} , с	9,3
x_d , о.е.	2,35	T'_d , с	1,3
x'_d , о.е.	0,34	T''_d , с	0,03
x''_d , о.е.	0,23	GD^2 , т·м ²	17,3

Система возбуждения бесщеточная диодная типа СБД-480-9600-2 УХЛ4 предназначена для обеспечения турбогенератора типа ТЗВ-1200-4 2АУЗ автоматически регулируемым током возбуждения в нормальных и аварийных режимах и выполняет следующие функции:

- автоматическое поддержание напряжения на шинах генератора или электростанции с заданной точностью;
- ручное регулирование возбуждения в функции тока возбуждения возбудителя;
- формирование стабилизирующего сигнала, пропорционального отклонению и производной частоты, и производной тока ротора, для демпфирования колебаний в переходных режимах генератора и повышения статической и динамической устойчивости;
- ограничение перегрузки генератора по току ротора с выдержкой времени, зависящей от величины перегрузки;
- ограничение потребления генератором реактивной мощности в режиме недовозбуждения в соответствии с уставкой, зависящей от активной мощности;
- автоматическая разгрузка генератора до нулевой реактивной мощности по внешней команде.

Таблица 2

Оборудование, входящее в состав системы возбуждения

Наименование	Количество
Бесщеточный возбудитель БВД-4500-3000 УЗ	1
Трансформатор ТСЗП-160/0,7В УХЛ4	2
Секции щита возбуждения ЩВ-2Е-315-380-2 УХЛ4	
– ввода	1
– тиристорная	1
– управления и регулирования	1
– защиты ротора	1

В систему возбуждения СБД-480-9600-2 УХЛ4 входит оборудование указанное в табл. 2. Параметры бесщеточного возбудителя БВД-4500-3000 УЗ описаны в табл. 3.

Таблица 3

Параметры бесщеточного возбудителя

Параметр	Обозначение	Величина
Номинальная мощность, кВт	S	4060
Номинальное напряжение, В	U	620
Номинальный ток, А	I	6550
Синхронное сопротивление по продольной оси, о.е.	$X_{dВ}$	0,99
Синхронное сопротивление по поперечной оси, о.е.	$X_{qВ}$	1,5
Переходное сопротивление по продольной оси, о.е.	$x'_{dВ}$	0,37
Сверхпереходное сопротивление по продольной оси, о.е.	$x''_{dВ}$	0,28
Сверхпереходное сопротивление по поперечной оси, о.е.	$x''_{qВ}$	0,36
Постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутой обмотке статора, с	$T'_{dВ}$	2,45

Обмотка возбуждения ТГ питается регулируемым постоянным током от вращающегося диодного выпрямителя VS1 бесщеточного возбудителя GE, сочлененного жестко с турбогенератором G. Обмотка возбуждения возбудителя G1 подключена через добавочное сопротивление R2, выключатель гашения поля QE1 и двухполюсные разъединители QS2 и QS4 к тиристорным выпрямителям U1 и U2. Силовое питание тиристорных выпрямителей переменным напряжением осуществляется от трансформаторов TE1 и TE2, подключенных к двум независимым системам шин собственных нужд.

Гашение поля генератора в нормальных режимах выполняется переводом тиристорного преобразователя в цепи возбуждения возбудителя из выпрямительного в инверторный режим. В аварийных режимах гашение поля ротора выполняется отключением автоматического выключателя гашения поля QE1 в цепи возбуждения возбудителя и переводом тиристорного преобразователя в инверторный режим.

Для защиты обмотки ротора и оборудования системы возбуждения от перенапряжений применяется устройство защиты FV1, представляющее собой тиристорный разрядник. Контроль изоляции цепей возбуждения турбогенератора обеспечивается устройством защиты обмотки ротора от замыкания на землю в одной точке АК1. При нормальной работе питание аппаратуры регулирования возбуждения осуществляется от вторичной обмотки трансформаторов TE1, TE2. Аппаратура регулирования имеет резервное питание от шин постоянного тока надежного питания.

Управление тиристорными выпрямителями осуществляют два независимых регулятора возбуждения AVR-3MT(AG4) и AVR-3MT(AG5) с системами импульсно-фазового управления (СИФУ).

Формирование алгоритмов регулирования, управления и контроля осуществляется программой, находящейся в памяти микроконтроллера ST10F269. Основной закон регулирования возбуждения предусматривает регулирование напряжения генератора по пропорционально-интегрально-дифференциальному (ПИД) закону и формирование стабилизирующего воздействия. Использование такого закона регулирования обеспечивает повышение статической и динамической устойчивости генератора, улучшение демпфирования колебаний [3].

При работе генератора в сети для повышения пределов статической и динамической устойчивости, улучшения демпфирования колебаний используется системный стабилизатор PSS. Системный стабилизатор работает по факту изменения производной тока

ротора I'_{Rv} частоты K_f и производной частоты K'_f . Сигнал стабилизации вводится при активной мощности генератора, превышающей заданное значение [4 – 5].

ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ТЕОРИИ

Настройка ПИД регулятора и PSS производится на реальной модели энергосистемы [6, 7].

Во время испытаний моделировались однофазные и двухфазные короткие замыкания на землю вблизи шин на всех отходящих присоединениях. Результатом испытаний явился выбор оптимальных коэффициентов для регулятора возбуждения. После испытаний во всех аварийных режимах были выбраны основные настройки регулятора возбуждения AVR-ЗМТ, такие как коэффициенты регулирования по отклонению напряжения при работе генератора в сети, по отклонению частоты, по производной частоты, по производной тока ротора, по производной напряжения генератора, по отклонению реактивной мощности при ограничении минимального возбуждения. Эффективность данной работы и наглядность вышеописанной теории можно увидеть на рис. 3, 4 [8 – 12].

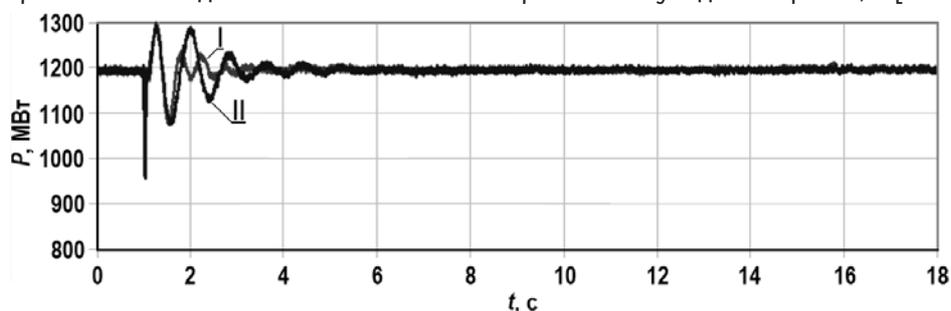


Рис. 3. Проходящее однофазное КЗ вблизи шин 500кВ ПС 500кВ Донская в режиме зимнего максимума 2015 г. с малой нагрузкой по реактивной мощности: I – каналы стабилизации введены; II – каналы стабилизации выведены

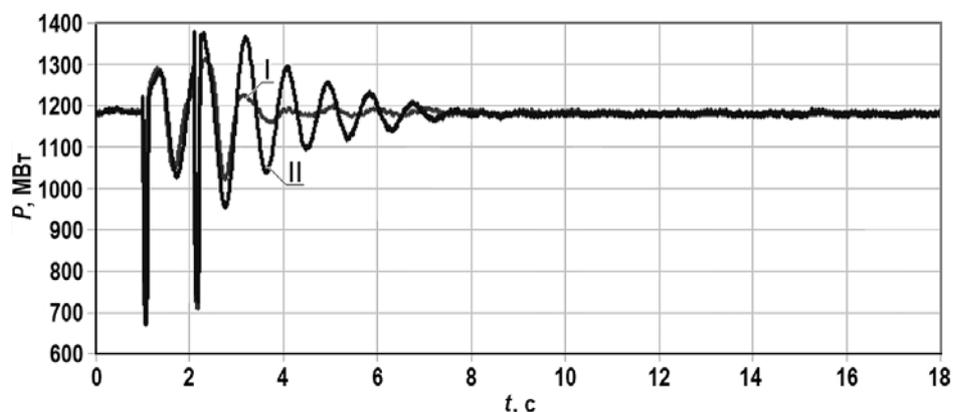


Рис. 4. Отключение ВЛ 500кВ Донская-Донбасская при двухфазном КЗ вблизи шин 500кВ ПС 500кВ Донская с неуспешным ТАПВ: I – каналы стабилизации введены; II – каналы стабилизации выведены

Большое влияние на устойчивость энергосистемы имеет время отключения поврежденного оборудования от энергосистемы.

Для защиты трансформаторов собственных нужд, блочных трансформаторов, всех отходящих линий используются по два независимых комплекта микропроцессорной защиты фирмы Siemens. На подстанции «Донская» установлены элегазовые КРУ 500 и 220 кВ, полное время отключения выключателей не более 0,059 и 0,036 с соответственно. Первые ступени дистанционной и токовой защиты нулевой последовательности работают без выдержки времени, следовательно, время отключения короткого замыкания определяется только полным временем отключения выключателя и временем работы релейной защиты (в данном случае время работы $P3 = 0,01$ с). Для каждого выключателя

чателя проектируемой ВЛ 500 и 220 кВ предусматривается установка терминала 7VK611, который содержит функции АПВ, контроля напряжений, синхронизма, улавливания синхронизма и пофазного (для ВЛ 500 кВ)/трехфазного УРОВ. Время работы УРОВ на отключение системы шин равно 0,3 с. После настройки регуляторов возбуждения на физической модели ОЭС центра в ОАО «НТЦ ЕЭС» персоналом НВАЭС-2 совместно с представителями ПАО «Силовые машины» проведены реальные испытания генератора в сети на различных уровнях мощности.

При проведении пусконаладочных работ на системе возбуждения ТГ-1 НВАЭС-2 были выбраны окончательные настройки параметров регулятора возбуждения. Большое влияние на работу регулятора и в целом на устойчивую работу генератора влияет точность настройки датчиков, с помощью которых регулятор возбуждения получает информацию о режимных параметрах генератора и системы возбуждения. Во время испытаний были подобраны оптимальные корректирующие коэффициенты для точного измерения напряжения сети и генератора, частоты, тока и мощности генератора, тока возбуждения возбuditеля и т.п.

Одним из основных этапов при проведении пусконаладочных работ и испытаний на различных уровнях мощности был правильный выбор настроек ограничителей системы возбуждения (по напряжению ротора, тока возбуждения возбuditеля, перегрузки по току ротора, минимального возбуждения). На каждом уровне мощности, согласно программе проведения испытаний, а точнее, 25, 50, 75, и 100% от номинальной были проверены все ограничители, так как они защищают генератор от перегрузок и асинхронного хода, а систему – от асинхронного режима [13, 14].

При проверке имитировались различные возмущения и оценивалось качество демпфирования колебаний [15]. При работе регуляторов возбуждения в автоматическом режиме с включенным системным стабилизатором мощности произведена проверка устойчивости регулирования путем подачи возмущающего воздействия +3% в течение шести секунд в контур регулирования. При скачкообразном изменении уставки на автоматическом канале регулирования отсутствуют незатухающие или слабозатухающие колебания напряжения статора, т.е. настройки регулятора возбуждения выбраны правильно.

ВЫВОДЫ

1. На Нововоронежской АЭС установлены самые современные и быстродействующие защиты, время отключения поврежденного оборудования не превышает 0,07 с, что в разы повышает устойчивую работу ТГ-1 при любых аварийных режимах и устойчивость ОЭС центра в целом.

2. Подобраны коэффициенты усиления и временные параметры ПИД регулятора возбуждения AVR-ЗМТ. Устойчивость системы проверена на большом количестве испытаний турбогенератора в сети на различных уровнях мощности и имитации всевозможных аварийных ситуаций на физической модели ОЭС работниками центра ОАО «НТЦ ЕЭС», ПАО «Силовые машины» и НВАЭС. На основании этого можно сделать вывод, что турбогенератор энергоблока № 1 НВАЭС-2 сохранит надежную и устойчивую работу при любых возмущениях в сети.

Литература

1. *Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А.* Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
2. *Веников В.А.* Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов. – М.: Высшая школа, 1985. – 536 с.
3. *Есипович А.Х., Зеккель А.С.* Расчет колебательной устойчивости и оптимизация настроек АРВ генераторов. / В сб. трудов Федерации энергетических и электротехнических обществ. – СПб., 1992.

4. *Есипович А.Х., Зеккель А.С.* Программный комплекс расчета колебательной устойчивости и выбора настройки регуляторов возбуждения. // Электрические станции. – 1995. – № 12.
5. *Герасимов А.С., Есипович А.Х., Зеккель А.С.* Использование цифровых моделей энергосистемы для настройки регуляторов возбуждения генераторов. / Сб. материалов Международной научно-технической конференции «Современные системы возбуждения для нового строительства и реконструкции электростанций. Опыт наладки и эксплуатации систем возбуждения нового поколения». – СПб, 2004 г.
6. *Герасимов А.С., Есипович А.Х., Зеккель А.С.* Современные программные средства анализа устойчивости электроэнергетических систем. // Электрические станции. – 2005. – № 12.
7. *Гущина Т.А., Герасимов А.С., Есипович А.Х.* Опыт использования цифроаналого-физического комплекса для обеспечения системной надежности ЕЭС России // Электрические станции. – 2005, № 12.
8. Протокол настройки, испытаний и наладки регуляторов возбуждения AVR-3МТ турбогенераторов ТГ-1 и ТГ-2 Нововоронежской АЭС-2 на ЦАФК ОАО «НТЦ ЕЭС» от 25.12.2015 г.
9. Стандарт ОАО «СО ЕЭС». Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов. СТО 59012820.29.160.20.001-2012.
10. Выбор параметров настройки регуляторов возбуждения турбогенераторов ТГ-1, ТГ-2 Нововоронежской АЭС в цифровых моделях ОЭС-центра. Отчет ОАО «НТЦ ЕЭС». Инв. № 1092-КТ. – СПб., 2015.
11. Результаты проверки параметров настройки регулятора возбуждения AVR-2 турбогенератора ТГ-12 энергоблока № 4 Нововоронежской АЭС в схеме ОЭС-центра на цифроаналого-физическом комплексе ОАО «НТЦ ЕЭС». Отчет ОАО «НТЦ ЕЭС». Инв. № 790-КТ. – СПб., 2013.
12. Результаты проверки параметров настройки регулятора возбуждения AVR-3М турбогенераторов блоков №3 и №4 Ростовской АЭС в схеме ОЭС Юга на цифроаналого-физическом комплексе ОАО «НТЦ ЕЭС». Отчет ОАО «НТЦ ЕЭС», СПб., 2014. Инв. № 965-КТ.
13. *Качур С.А., Шахова Н.В.* Система диагностирования состояния турбогенератора на основе сетей Петри. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2016. – № 1. – С. 13-20.
14. СО 153-34.20.576-2003. Методические указания по устойчивости энергосистем. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. – 16 с.
15. *Bakshi U.A., Bakshi V.U.* Electrical Machines – I. – Pune (Индия): Technical Publications, 2009. – 532 p.

Поступила в редакцию 26.06.2017 г.

Авторы

Ширяев Денис Александрович, заместитель начальника электрического цеха
E-mail: ShiryaevDA@nvnpp1.rasenergoatom.ru

Зимин Александр Игоревич, инженер электрического цеха
E-mail: ZiminAI@nvnpp1.rasenergoatom.ru

SUSTAINABILITY OF THE ENERGY SYSTEM AT THE USE OF THE TRANSPORT SYSTEM OF EXCITATION OF TG UNIT No. 1 AT NOVovorONEZH NPP-II WITH A REGULATOR OF STRONG ACTIONShiryaev D.A., Zimin A.I.

Branch of JSC «Concern Rosenergoatom» «Novovoronezh Nuclear Power Plant»
1 Promyshlennaya zona Yuzhnaya, Novovoronezh, Voronezh reg.,
396072 Russia

ABSTRACT

The article considers and analyzes the factors influencing the stable operation of the turbogenerator (TG) of the power unit No. 1 of the NVNPP-2 and the stability of the energy system as a whole.

As a system of excitation of TG at nuclear power plants, brushless diode systems are used that are independent and do not have contact rings and brush-and-pinion devices, which significantly increases the service life and reliability of the unit. There is no mechanical or electrical wear of these elements. The system of excitation of TG is one of the main elements of a power supply system ensuring her reliable functioning.

For stable operation of the power system, the TG excitation system and its control system must provide nominal values of excitation voltage and current, as well as the necessary speed, i.e. high rate of increase and removal of excitation. In stability theory, two categories of stability are considered for power systems. The first, static stability, is understood as the ability of the system to restore the initial operating mode independently with a small perturbation. The second, dynamic stability is the ability of the power system to return to the steady state after significant disturbances (short circuits, disconnection of generators, lines) without transition to an asynchronous mode.

For setup of parameters of regulators of excitation AVR-3MT a large number of tests is carried out. On real model of a power supply system in OAO «NTC EEC» single-phase and two-phase short circuits on the earth near buses on all departing associations of the Novovoronezh NPP-2 were modeled. During commissioning on NVNPP-2 the TG-1 passed all tests at different power levels. The test result is a choice of optimum coefficients for the excitation regulator.

Key words: Novovoronezh NPP; power unit; sustainability; excitation system; excitation regulator; relay protection.

REFERENCES

1. Gurevich Yu.E., Libova L.E., Okin A.A. *Calculations of stability and antiabnormal automatic equipment in power supply systems*. – M.: Energoatomizdat Publ., 1990, 390 p. (in Russian).
2. Venikov V. A. *Transient electromechanical phenomena in electrical systems*. Moscow. Vysshaya shkola Publ., 1985, 536 p. (in Russian).
3. Esipovich A.H., Zekkel A. S. *Calculation of oscillatory stability and optimization of the AVR settings of generators*. In Proc. of the Federation of Energetic and Electrotechnical Societies. St. Petersburg, 1992 (in Russian).
4. Esipovich A.H., Zekkel A. S. A program complex of calculation of oscillatory stability and choice of setup of regulators of excitation. *Elektricheskie stantsii*. 1995, no. 12, 1995 (in Russian).
5. Gerasimov A. S., Esipovich A.H., Zekkel A. S. Use of digital models of a power supply system for setup of regulators of excitation of generators. Proc. of the International scientific and technical conference «The modern systems of excitation for new construction and reconstruction of power stations. Experience of adjustment and maintenance of systems of excitation of new generation». St. Petersburg, 2004 (in Russian).

6. Gerasimov A. S., Esipovich A.H., Zekkel A. S. The modern software of the analysis of stability of electrical power systems. *Elektricheskie stantsii*, 2005, no. 12 (in Russian).
7. Gushchina T.A., Gerasimov A. S., Esipovich A.H. Experience of use digital-analogo-physical complex for support of system reliability of UES of Russia. *Elektricheskie stantsii*, 2005, no. 12 (in Russian).
8. The protocol of setup, tests and adjustment of regulators of excitation AVR-3MT for turbo generators TG-1 and TG-2 of the Novovoronezh NPP-2 on TsAFK JSC «NTTs EES», Dec 25 2015 (in Russian).
9. JSC «NTTs EES» Standard. Requirements to the systems of excitation and automatic regulators of excitation of the strong operation of the synchronous generators, STO 59012820.29.160.20.001-2012 (in Russian).
10. JSC «NTTs EES» Report. A choice of tuning properties of regulators of excitation for turbo generators TG-1, TG-2 at the Novovoronezh NPP-2 in OES Centre digital models. Inv. No. 1092-KT. St. Petersburg. JSC «NTTs EES» Publ., 2015 (in Russian).
11. JSC «NTTs EES» Report. Results of check of tuning properties of the regulator of excitation AVR-2 for turbogenerator TG-12 at the power unit No. 4 of the Novovoronezh NPP in OES Centre scheme on digital-analogo-physical complex. Inv. No. 790-KT. St. Petersburg. JSC «NTTs EES» Publ., 2013 (in Russian).
12. JSC «NTTs EES» Report. Results of check of tuning properties of the regulator of excitation AVR-3M for turbogenerators of units No. 3 and No. 4 of the Rostov NPP in OES South scheme on a digital-analogo-physical complex. Inv. No. 965-KT. St. Petersburg. JSC «NTTs EES» Publ., 2014 (in Russian).
13. Kachur S.A., Shakhova of N.V. System of diagnosing of a status of a turbogenerator on the basis of Petri nets. *Izvestiya vuzov. Yadernaya energetika*. 2016, no. 1, pp. 13-20 (in Russian).
14. SO 153-34.20.576-2003. Methodical Guidelines for Power Systems Stability. Moscow. NTs ENAS Publ., 2005, 16 p. (in Russian).
15. Bakshi U.A., Bakshi V.U. *Electrical Machines – I*. Pune (India). Technical Publications Publ., 2009, 532 p.

Authors

Shiryaev Denis Alexandrovich, Deputy Head of Eelectrical Department
E-mail: ShiryaevDA@nvnpp1.rasenergoatom.ru

Zimin Alexander Igorevich, Engineer of Eelectrical Department
E-mail: ZiminAI@nvnpp1.rasenergoatom.ru