

voltage derivative at steady-state ground fault is much smaller than at intermittent one ($du_N / dt_{\max} \gg du_{N\sim} / dt$). This feature allow effectively to manage the mode of resistive grounding of network neutral and eliminate the disadvantages of direct resistive grounding caused by the higher fault current of industrial frequency.

Key words: *distribution networks, ground faults, method of neutral grounding*

REFERENCES

1. Likhachev F.A. *Zamykaniya na zemlyu v setyakh s izolirovannoi neutral'yu i kompensatsiyei emkostnykh tokov* (Earth-faults in Networks with the Insulated Neutral and Compensation of Capacitive Currents). Moscow, Publ. «Energiya», 1971, 152 p.
2. Patent RF № 2454769. *Ustroystvo zazemleniya neutrali trekhfaznoi elektricheskoi seti* (Grounding the Neutral of Three-phase Electric Network)/V.Ye. Kachesov. Bulletin of inventions, 2012, No. 18.
3. Patent RF na poleznuyu model No. 117738. *Ustroystvo zazemleniya neutrali trekhfaznoi elektricheskoi seti* (Utility patent RF No. 117738, Grounding the Neutral of Three-phase Electric Network)/V.Ye. Kachesov, A.Ye. Petukhov. Bulletin of Inventions, 2012, No. 18.
4. Peters I.E., Slepian J. Voltage Induced by Arcing Ground. — Tr. AIEE, 1923, Apr., p. 478.
5. Patent RF № 2222026. *Sposob opredeleniya rasstoyaniya do mesta odnofaznogo zamykaniya v raspredelitel'nykh setyakh* (Method for Determining the Distance to the Single-Phase Closure in Distribution Networks). Bulletin of Inventions, 2004, No. 2.
6. Kachesov V.Ye. *Elektrichestvo — in Russ. (Electricity)*, 2005, No. 6, pp. 9–19.
7. Bogdasheva L.V., Kachesov V.Ye. Parametric On-line Fault Location Methods for Distribution MV Networks. — Proc. of IEEE PowerTech'05. St.Petersburg, 27–30 June, 2005, Paper 159.
8. Alferov D.F., Matveyev N.V., Sidorov V.A. et al. *Pribory i tekhnika eksperimenta — in Russ. (Instruments and Experimental Techniques)*, 2004, No. 3, pp. 94–101.
9. Kachesov V.Ye., Petukhov A.Ye., Finashin R.A. *Operativnoye upravleniye v elektroenergetike: podgotovka personala i podderzhaniye ego kvalifikatsii — in Russ. (An Operational Management in the Electric Power Industry...)*, 2015, No. 3, pp. 28–32.
10. Kachesov V.Ye., Larionov V.N., Ovsyannikov A.G. Overvoltage monitoring for single-phase arc-to-ground failures in distribution cable networks. — Power Technology and Engineering, 2002, vol. 36, No. 4.
11. Banzhaf W. Computer aided circuit analysis using SPICE. — Printice Hall, 1989.

[29.08.2017]

* * *

Электричество, 2017, № 12, с. 18–25

DOI:10.24160/0013-5380-2017-12-18-25

Ток в демпферном контуре турбогенератора в режиме ударного возбуждения

САВЧЕНКО Е.В.

На многих электростанциях стран СНГ эксплуатируются турбо- и гидрогенераторы с системами возбуждения, в состав которых входят автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) устаревших типов. В цикле штатного начального возбуждения генераторов АРВ формируют полный форсирующий сигнал, создавая режим ударного возбуждения с максимальным напряжением ротора. В этом режиме в демпферном контуре ротора индуктируются большие значения токов, амплитуда которых, например у турбогенераторов мощностью 200–300 МВт, лежит в диапазоне 240–320 кА, а по термическому воздействию они эквивалентны односекундному току значением 175–190 кА и соизмеримы с током частотой 100 Гц. В статье предложен простой способ значительного уменьшения демпферного тока в процессе начального возбуждения генератора.

Ключевые слова: *турбогенератор, система возбуждения, демпферный контур, ударное возбуждение, автоматический регулятор возбуждения*

Статья посвящена эксплуатации турбо- и гидрогенераторов (ТГ и ГГ) мощностью до 800 МВт включительно с тиристорной или диодной (высокочастотной) системами возбуждения, в состав которых входят АРВ устаревших типов: АРВ-СД, ЭПА-500, ЭПА-325 и др. В цикле штатного начального возбуждения генераторов эти АРВ формируют полный форсирующий сигнал, в результате создается режим ударного возбуждения с максимальным («потолочным») напряжением ротора, что приводит к быстрому нарастанию тока обмотки возбуж-

дения (ОВ), а также тока в демпферном контуре генератора.

Цель проведенного ниже анализа — показать, что в процессе штатного начального возбуждения ТГ ток в демпферном контуре достигает значения 300 кА и выше и может вызвать местные превышения температуры (перегревы) элементов концевых зон бочки ротора, соизмеримые с нагревами током частотой 100 Гц, индуктируемым полем обратной последовательности при двухфазном коротком замыкании (КЗ) на выводах ТГ. В то же время значе-

ния демпферных токов нетрудно существенно уменьшить незначительными изменениями цепей АРВ. Относительно частые режимы возбуждения с максимальным напряжением ротора нежелательны еще и из-за негативного воздействия на изношенную изоляцию цепей возбуждения.

Рассматриваемая здесь проблема перегрева элементов конструкции концевых зон бочки ротора особенно остра для давно работающих ТГ мощностью до 300 МВт включительно, так как наряду со значительным износом и применением на них АРВ устаревших типов, создающих режим ударного начального возбуждения, на этих машинах нет специальной демпферной системы в торцевых зонах бочки ротора, предусмотренной для более мощных ТГ, а также для ТГ единой серии [1].

Исследование выполнено с использованием осциллограмм, записанных штатными цифровыми регистраторами четырех ТГ трех типов: ТВВ-320-2, ТГВ-300 (два образца) и ТГВ-200М. Некоторые типовые параметры этих генераторов представлены в табл. 1.

Турбогенераторы всех трех типов оснащены системами тиристорного возбуждения различных видов: ТВВ-320-2 – системой независимого возбуждения, ТГВ-300 и ТГВ-200М – системой параллельного самовозбуждения с двухгрупповым тиристорным преобразователем. В состав всех систем возбуждения входит регулятор возбуждения типа АРВ-СД.

Таблица 1

Параметр	ТВВ-320-2	ТГВ-300	ТГВ-200М
Активная мощность, МВт	300	300	200
Напряжение статора, кВ	20	20	15,75
Ток ротора			
номинальный i_{fn} , А/отн.ед.	2900/2,533	3050/3,04	1890/2,8
холостого хода $i_{fхх}$, А	1205	1057	710
базисный* в системе единиц Парка i_{fp} , А	1145	1004	675
Число витков обмотки ротора на полюс (см. справочник [2, табл. 2–26])	63	63	90
Полное число витков обмотки ротора	126	126	180
Постоянная времени переходного процесса при разомкнутой обмотке статора T'_{d0} , с	5,9	6,65	6,45

* Базисный ток ротора в системе относительных единиц Парка i_{fp} , в которой даны значения номинального тока (знаменатель), равен значению тока холостого хода, определенному по продолжению линейной части характеристики холостого хода. С достаточной точностью значение i_{fp} можно определить как $i_{fp} = 0,95i_{fхх}$.

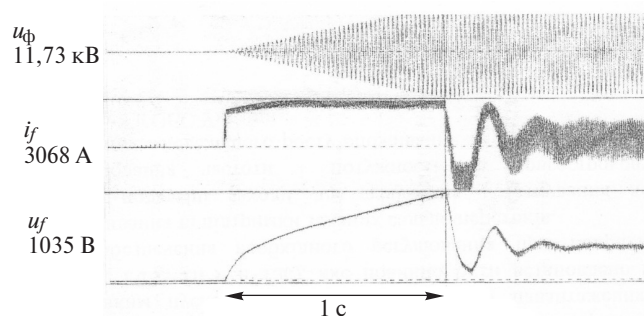


Рис. 1. Начальное возбуждение ТГ типа ТВВ-320-2

Выполненный ниже анализ базируется на общих закономерностях рассмотренных процессов, которые изложены в классической литературе, например, в монографии известного немецкого электротехника Рюденберга [3]. В этой работе (с. 60–63) на примере анализа процесса включения электромагнита, имеющего короткозамкнутую демпферную обмотку, показано, что кривые изменения тока формируются двумя экспонентами, постоянные времени которых значительно различаются. Экспонента с малой постоянной времени, определяемая полями рассеяния, формирует быстрое нарастание тока в основной и демпферной обмотках на первом этапе процесса. Вторая экспонента относится к кривой намагничивания сердечника, и ее постоянная времени велика. В синхронных генераторах (СГ) такими электромагнитами по существу являются ротор ТГ и полюсы гидрогенератора; в принятой для СГ терминологии быстрая составляющая изменения токов в ОВ и в демпферном контуре именуется сверхпереходной, а медленная – переходной. Как было показано в [4], именно потоки рассеяния между контурами ротора определяют динамику сверхпереходного процесса и при коротких замыканиях в цепи статора СГ.

Рассмотрим осциллограммы¹ процессов штатного начального возбуждения означенных выше четырех ТГ (рис. 1–3), на которых u_{ϕ} – фазное напряжение статора; i_f , u_f – ток и напряжение ОВ; u_{APB} – напряжение выхода АРВ. Значения тока ротора ТГ мощностью 300 МВт фиксировались регистраторами по напряжению токоизмерительных шунтов и определялись прямым отсчетом. Но на осциллограмме ТГ типа ТГВ-200М (рис. 3) зафиксированы только значения тока первичной обмотки выпрямительного трансформатора (ВТ), поэтому значения тока ротора ТГ рассчитывались по значениям тока ВТ, приведенного в *Приложении*.

¹ Осциллограммы получены с помощью автоматических цифровых регистраторов типа РЕГИНА (рис. 1 и 3) и типа РЕКОН (рис. 2).

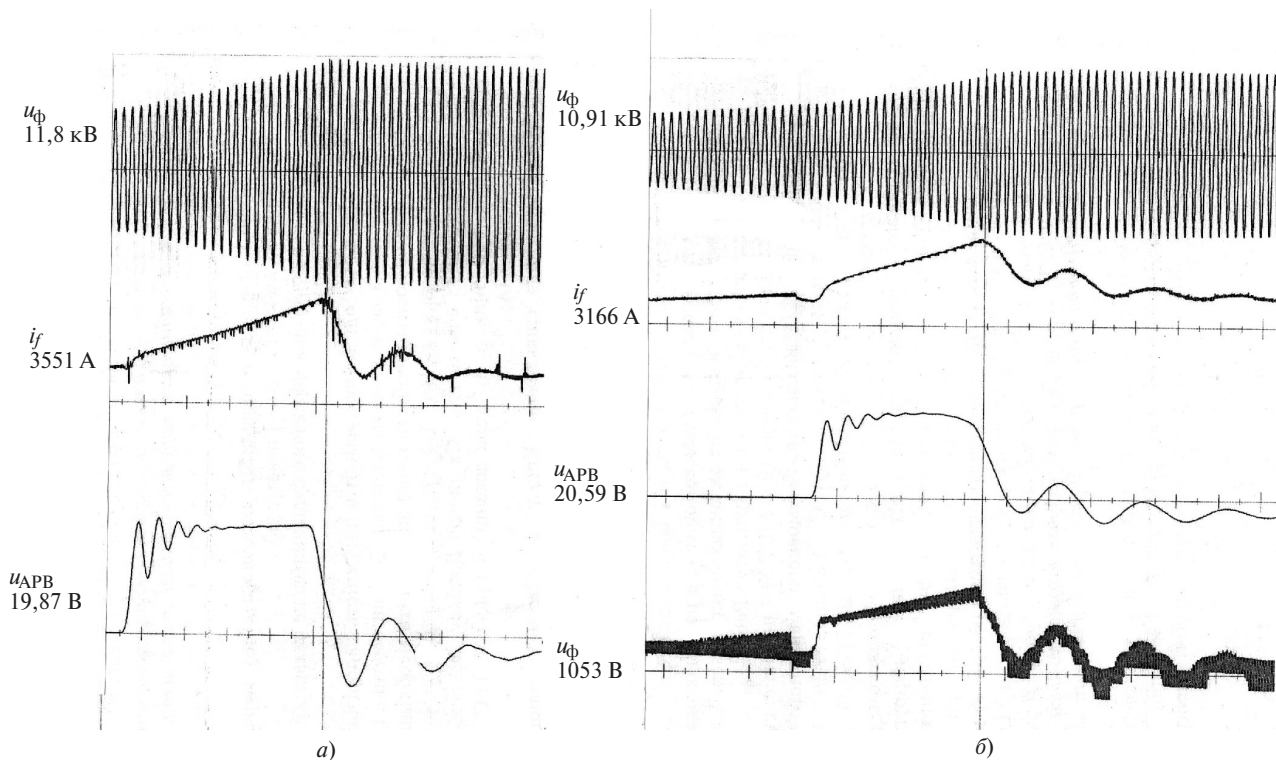


Рис. 2. Начальное возбуждение двух образцов ТГ типа ТГВ-300: одного – до номинального напряжения (а), второго – до напряжения, равного 95% номинального (б)

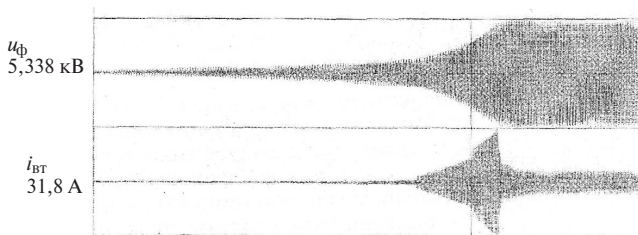


Рис. 3. Начальное возбуждение ТГ типа ТГВ-200М

Регистраторы обоих типов рассчитывают мгновенное значение параметра и его среднеквадратичное (действующее) значение. Однако для тока и напряжения ОВ определяющим является среднее значение, расчет которого в указанных регистраторах, к сожалению, не предусмотрен. Впрочем, для определения тока ОВ этот недостаток не является существенным, поскольку его кривая практически полностью сглажена и разница между средним и действующим значениями тока ОВ пренебрежительно мала. Значения величин, приведенные в левой части осциллограмм, соответствуют моментам времени, заданным установкой вертикальной прямой, которая на рис. 1 и 2 зафиксирована в точке максимума тока ОВ.

Наиболее близким к переходному процессу, описанному в [3], является процесс начального возбуждения ТГ типа ТВВ-320-2 с системой независимого возбуждения, так как здесь к ОВ прикладывается практически постоянное напряжение

(рис. 1). Динамику нарастания магнитного потока и индукции на этой и других осциллограммах оцениваем по значению напряжения статора.

Начальное возбуждение ТГ, имеющих систему самовозбуждения, выполняется с использованием постороннего источника (агрегата начального возбуждения), который кратковременно подключается к ОВ. По мере увеличения напряжения статора начинает работать система управления тиристором (СУТ), и запускается процесс самовозбуждения генератора. В этих условиях общая длительность процесса возбуждения составляет около 5 с. Как видно из рис. 3, процесс возбуждения начинается медленно с последующим двухэтапным ускорением. Первый этап – с началом работы СУТ, а второй – с запуска источника питания АРВ, когда под воздействием форсирующего сигнала АРВ создается режим полного открытия тиристорного преобразователя (режим форсировки возбуждения). Именно на этом этапе, длительность которого $\Delta t_{\phi} = 0,37\text{--}0,45 \text{ с}$, и происходит быстрое нарастание тока ОВ. На рис. 3 момент запуска АРВ отмечен вертикальной линией измерения.

Учитывая постепенное нарастание напряжения ОВ у ТГ с самовозбуждением, можно предположить, что у этих ТГ ток ОВ к концу процесса начального возбуждения вырастет до значения, меньшего, чем у ТГ с системой независимого возбуждения. Однако осциллограммы начального возбуждения двух ТГ типа ТГВ-300 и одного ТГ типа

ТГВ-200М (рис. 2 и 3) показали неожиданно высокие значения амплитуд тока ротора в конце процесса возбуждения, превышающие амплитуду тока ТГ типа ТВВ-320-2, у которого «потолочное» напряжение ОВ подается в самом начале процесса (рис. 1). Этот парадокс, очевидно, объясняется конструктивными особенностями роторов ТГ указанных типов, влияющими на формирование полей рассеяния между ОВ и массивом, а также на значения активных сопротивлений на пути протекания демпферного тока.

Анализ осциллограмм, относящихся к двум ТГ типа ТГВ-300 (рис. 2, а и б), показывает, что разные значения амплитуды тока ОВ у этих ТГ (3551 и 3166 А) определяются в основном разной длительностью режима форсировки, зависящей от заданного персоналом уровня напряжения статора, при котором АРВ прекращает форсировку. Действительно, у ТГ с максимумом тока 3551 А (рис. 2, а) форсировка прекращается при номинальном напряжении статора U_H и $\Delta t_{\text{ф}} = 0,45$ с, а у ТГ с максимумом тока 3166 А (рис. 2, б) — при напряжении статора, равном $0,95U_H$, $\Delta t_{\text{ф}} = 0,37$ с. Примерно такие же значения напряжения статора и тока ОВ фиксируются и на осциллограмме первого ТГ (рис. 2, а) через 0,37 с после начала форсировки.

Поскольку у всех ТГ (рис. 1–3) кривая нарастания тока ОВ на участке форсировки близка к прямой, то для ее продления на 5–10% можно применить линейную экстраполяцию и получить значения максимума тока ОВ i_{fM} и длительности форсировки $\Delta t_{\text{ф}}$ при возбуждении ТГ разных типов до повышенного напряжения статора, длительно допустимого по ГОСТ 533–2000* при номинальной мощности ТГ и равного $1,05U_H$ (см. табл. 2).

Так как для ТГ типа ТГВ-200М зафиксирован только процесс возбуждения до пониженного значения напряжения статора, равного $0,922U_H$ (рис. 3), то для этого ТГ с помощью экстраполяции получены значения i_{fM} и $\Delta t_{\text{ф}}$ также и для случая его возбуждения до номинального напряжения (см. табл. 2). По значениям тока ОВ, определенным из приведенных осциллограмм, с помощью описанной ниже методики нетрудно рассчитать значения демпферного тока i_d .

Методика расчета значений демпферного тока i_d базируется на том, что при разомкнутой обмотке статора основной магнитный поток и соответствующее ему напряжение статора в любой момент процесса возбуждения генератора определяются разностью абсолютных значений МДС обмотки ро-

тора и его демпферной системы. Для определенного значения напряжения статора значение указанной выше разности МДС может быть определено с использованием характеристики холостого хода генератора. На основе этого базового соотношения расчёт выполняется в следующем порядке.

Для заданного момента времени по осциллограмме определяем фактические значения тока обмотки возбуждения i_f и напряжения статора $U_{\text{ст}}$. Используя измеренное значение $U_{\text{ст}}$, по характеристике холостого хода генератора данного типа (рис. 4) определяем значение тока ОВ, соответствующее измеренному значению $U_{\text{ст}}$, и обозначаем его как $i_{fЭ}$, т.е. как ток, эквивалентный (разностный) МДС. В дальнейшем определяем разность фактического и эквивалентного значений тока ОВ: $=i_f - i_{fЭ}$.

Полученное значение Δi_f определяет ту часть МДС ОВ, которую компенсирует МДС от тока демпферной системы i_d . Учитывая, что демпферная система соответствует обмотке с одним витком, получаем:

$$i_d \geq w_{\text{ОВ}} \Delta i_f, \quad (1)$$

где $w_{\text{ОВ}}$ — полное число витков ОВ (см. табл. 1).

Применение знака неравенства в соотношении (1) связано с тем, что его правая часть определяет лишь основную часть i_d , которая, участвуя в формировании потокосцепления с ОВ, обеспечивает компенсацию избыточной МДС от тока обмотки. Остаётся неучтённой часть i_d , создающая только потоки рассеяния.

По изложенной методике автором выполнены расчеты для трех типов турбогенераторов с исполь-

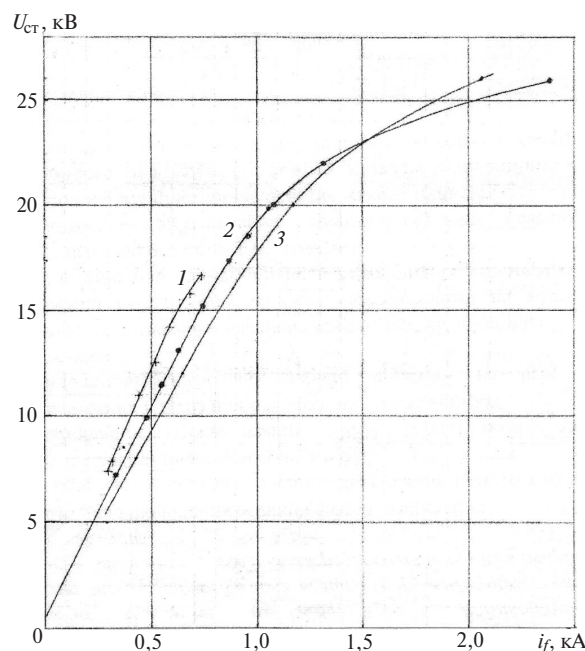


Рис. 4. Характеристики холостого хода ТГ типов: 1 — ТГВ-200М; 2 — ТГВ-300; 3 — ТВВ-320-2

* ГОСТ 533–2000. Межгосударственный стандарт. Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические требования. Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. Минск.

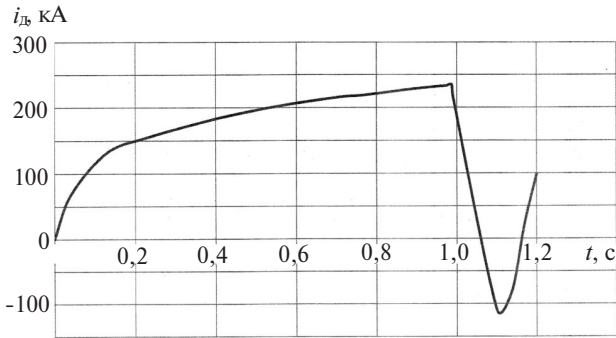


Рис. 5. Кривая демпферного тока ТГ типа ТВВ-320-2

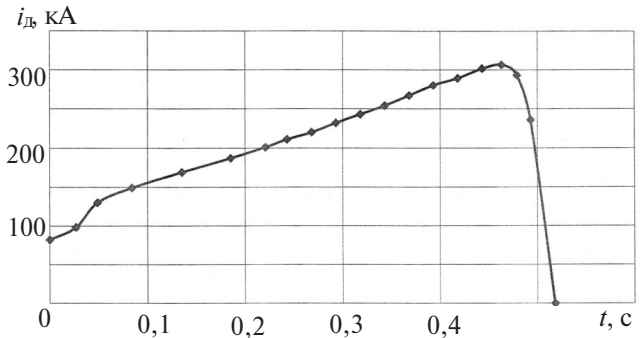


Рис. 6. Кривая демпферного тока с момента форсировки для ТГ типа ТГВ-300 при его возбуждении до номинального напряжения статора

зованием осциллограмм начального возбуждения (рис. 1–3) и их характеристики холостого хода (рис. 4). Результаты расчетов частично представлены на рис. 5 и 6.

В табл. 2 приведены значения амплитуд тока возбуждения i_{fM} и демпферного тока $i_{дМ}$ для случаев возбуждения генераторов до напряжения статора, равного номинальному, и для повышенного напряжения, равного $1,05U_H$. Для случая возбуждения до номинального напряжения приведены также значения действующего значения демпферного тока $I_{д}$, рассчитанного методом кусочно-линейной аппроксимации кривых этого тока.

Как видим из табл. 2, амплитуда тока в массиве лежит в диапазоне 237–316 кА, а по термическому воздействию этот ток эквивалентен односекундному току 173–190 кА. Выполнить прямую оценку опасности этого тока невозможно, так как ни в эксплуатационной документации изготовителей ТГ, ни в стандартах нет нормативов по значениям демпферного тока. В этих условиях попытаемся опосредствованно оценить допустимые значения и длительность протекания тока $I_{д}$, используя норматив по обратной последовательности тока статора I_2 , заданный с учетом фактора воздействия токов двойной частоты $I_{д2}$, индуцируемых в контурах ротора обратно вращающимся магнитным полем, образуемым током I_2 . Этот норматив задан в виде зависимости:

$$A = I_2^{*2} t, \tag{2}$$

где t – время протекания тока, с; I_2^* – значение I_2 , отн. ед. (см., например, ГОСТ 533–2000). Для рассматриваемых ТГ $A = 8$ с.

Так как в ГОСТ 533–2000 нет информации о значениях тока $I_{д2}$, соответствующих значениям I_2 , попытаемся установить связь искомого демпферного тока $I_{д2}$ с током I_2 , используя общепринятые схемы замещения синхронных машин, представленные на рис. 7 (см., например, [5, с. 796]). Конкретной задачей будет определение той доли I_2 , которая ответвляется в ветви с сопротивлениями X_{kd} и X_{kq} , относящимися к продольному и поперечному демпферным контурам. Нетрудно увидеть, что искомая доля тока I_2 в поперечной оси будет значительно выше, чем в продольной, так как в поперечной оси ветвь X_{kq} шунтируется лишь большим сопротивлением реакции якоря X_{aq} , в то время, как в продольной оси значительная часть тока I_2 замыкается через ветвь относительно малым сопротивлением рассеяния ОВ X_{of} .

Например, в примере расчета, приведенном в [6, с. 803], даны следующие значения параметров (отн. ед.): $X_{ad} = 1,63$; $X_{of} = 0,12$; $X_{kd} = 0,078$; $X_{kq} = 0,12$. Учтем также, что для ТГ часто принимается приближенное равенство

$$X_{aq} = X_{ad} \tag{3}$$

(см., например, [5, с. 561]).

Таблица 2

Параметр	ТВВ-320-2		ТГВ-300		ТГВ-200М	
	При $U_{ст}$, равном					
	U_H	$1,05U_H$	U_H	$1,05U_H$	U_H	$1,05U_H$
$\Delta t_{ф}$, с	1,0	1,06	0,447	0,487	0,407	0,428
i_{fM} , А/отн.ед.	3 061/2,67	3 191/2,79	3 476/3,46	3 675/3,66	2 290/3,4	2 434/3,61
$i_{дМ}$, кА	237,5	242	303	316	291	306
$I_{д}$, кА	190	–	175	–	173	–

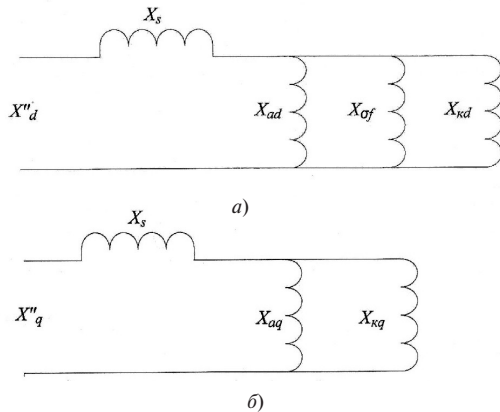


Рис. 7. Упрощенные схемы замещения по осям по продольной (а) и поперечной (б) осям: X'_d, X''_q – сверхпереходные сопротивления по продольной и поперечной осям; X_s, X_{of} – сопротивления рассеяния обмоток статора и ротора; X_{ad}, X_{aq} – сопротивления реакции якоря по продольной и поперечной осям; X_{kd}, X_{kq} – сопротивления рассеяния демпферных контуров по продольной и поперечной осям

Используя приведенные данные, с помощью схем замещения (рис. 7) получаем искомую долю тока демпферного контура: в поперечной оси – примерно 93%, в продольной оси – 59%.

Итак, дальнейшие расчеты будем выполнять только для поперечной оси (рис. 7,б). Тогда после приведения тока I_2 к демпферному контуру получаем:

$$I_{д2} = \frac{X_{aq}}{X_{aq} + X_{kd}} I_2 w_{ст}, \quad (4)$$

где $w_{ст}$ – число витков обмотки статора на фазу.

В справочной литературе, как правило, нет значений X_{aq} и X_{kq} , но их нетрудно выразить через каталожные параметры. Значение X_{aq} определим, используя равенство (3), а также другое известное равенство:

$$X_{ad} = X_d - X_s.$$

Для определения сопротивления X_{kq} с помощью схемы замещения на рис. 7,б получаем:

$$X''_q = X_s + \frac{X_{aq} X_{kq}}{X_{aq} + X_{kq}},$$

после преобразования

$$X_{kq} = \frac{X_{aq} (X''_q - X_s)}{X_{aq} + X_s - X''_q}.$$

Приведа (4) к виду

$$I_2 = I_{д2} \frac{X_{aq} + X_{kq}}{w_{ст} X_{aq}}$$

и подставив в (5) вместо $I_{д2}$ значения I_d из табл. 2, получаем возможность приближённо определить, при каком значении I_2 , обозначенном как $I_{2э}$, ток в демпферном контуре ротора будет равен

току I_d , протекающему в режиме начального возбуждения.

Вычисленные таким способом значения тока $I_{2э}$ и допустимое время его протекания $t_{доп}$, определенное по (2), представлены в табл. 3, в которой приведены также и значения необходимых для расчета параметров, которые были определены с использованием справочных данных описанным выше методом. Кроме того, в табл. 3 даны значения I_2 для режимов двухфазного КЗ на выводах генератора и однофазного КЗ за повышающим трансформатором блока, обозначенные соответственно $I_2^{(2)}$ и $I_2^{(1)}$. Эти значения определялись для случая КЗ в режиме холостого хода, когда они максимальны, и без учета быстро затухающего сверхпереходного процесса.

Таблица 3

Параметр	ТВВ-320-2	ТГВ-300	ТГВ-200М
X_{aq} , отн.ед.	1,552	2,02	1,721
X_{kq} , отн.ед.	0,132	0,123	0,1418
$w_{ст}$	9	10	10
$I_{2э}$, кА/отн.ед.	22,91/2,246	18,55/1,819	18,73/2,172
$t_{доп}$, с	1,59	2,42	1,7
$I_2^{(2)}$, кА/отн.ед.	21,73/2,13	18,97/1,86	15,44/1,79
$I_2^{(1)}$, кА/отн.ед.	13,26/1,3	12,14/1,19	10,04/1,164

Оценивая полученные результаты, видим, что по термическому воздействию на элементы ротора часто создаваемый штатный режим ударного начального возбуждения ТГ эквивалентен двухфазному КЗ на выводах ТГ мощностью 300 МВт, а для ТГ типа ТГВ-200М демпферный ток в режиме начального возбуждения даже на 21% больше, чем при двухфазном КЗ на выводах. В то же время режим ударного начального возбуждения ТГ по нагреву массива ротора значительно превосходит режим однофазного КЗ в сети ВН, который возникает гораздо чаще двухфазного КЗ на выводах ТГ. Кроме того, предельное время $t_{доп}$ протекания тока $I_{2э}$ соизмеримо с временем расчета его теплового эквивалента, равного 1 с.

Следует учитывать, что независимо от причины возникновения демпферного тока ТГ его максимальная плотность будет в узких концевых зонах бочки ротора, поэтому в этих зонах возможен и перегрев. Так, в [6, с. 271 и 7] показано, что наибольшему нагреву от токов, протекающих по ротору в несимметричных режимах ТГ, подвергаются крайние участки концевых роторных клиньев. Возможны также нагревы мест посадки роторных бандажей.

Отметим, что обнаружить следы возможных перегревов концевых зон ротора возможно лишь после снятия роторных бандажей (капп), что на электростанциях делается чрезвычайно редко. Если же после снятия бандажей зафиксированы следы перегрева, то места их расположения по окружности ротора могут указать на вероятную причину индуктирования токов, вызвавших нагрев.

Выше было показано, что демпферный ток, индуктируемый потоком обратной последовательности, в поперечной оси имеет большее значение, чем в продольной, поэтому перегрев от этих токов наиболее вероятен в зоне большого зуба. Если же следы перегрева располагаются вблизи центра обмотанной части ротора (в зоне диаметральных витков ОВ), то вероятнее всего перегрев был вызван быстрыми изменениями тока ОВ и индукции, которые наиболее выражены в рассматриваемых здесь режимах ударного возбуждения на холостом ходу ТГ.

У гидрогенераторов (ГГ) способность выдерживать токи нестационарных режимов в демпферной системе ротора выше, чем у ТГ, о чём свидетельствуют, например, более высокие значения показателя A . Так, в соответствии с ГОСТ 5616–89** даже для наиболее чувствительных ГГ, имеющих непосредственное водяное или форсированное воздушное охлаждение обмоток либо массивные полюсы ротора, значение $A=20$ с, а для остальных ГГ – $A=40$ с. Однако пуск ГГ происходит значительно чаще, чем ТГ, поэтому последствия перегревов в каких-либо ослабленных местах демпферной системы ГГ могут накапливаться быстрее, чем у ТГ. К тому же, у многих ГГ кратность форсировки возбуждения повышена до значений 3–4, поэтому ГГ в режиме ударного возбуждения скорость нарастания индукции у них, а значит и значение демпферного тока, особенно велики.

С учётом сказанного можно сделать вывод, что режим ударного начального возбуждения нежелателен как для ТГ, так и для ГГ, а его использование в штатном режиме текущей эксплуатации является результатом ошибок, допущенных при разработке АРВ.

Поскольку в режиме холостого хода генератора может быть востребован только диапазон небольших значений тока возбуждения, меньших номинального тока, то исправить указанные ошибки нетрудно в варианте применения любого из устаревших типов АРВ: АРВ-СД, ЭПА-500 или ЭПА-325. Для этого достаточно, как минимум, ввести запрет

форсировки возбуждения в режиме холостого хода генератора с использованием существующих цепей запрета и реле отключённого состояния генератора (блока). Существующие цепи запрета форсировки, как правило, обеспечивают ограничение напряжения ротора до уровня, близкого к номинальному, поэтому скорость нарастания тока ОВ в процессе начального возбуждения будет снижена примерно в 2 раза.

Для более глубокого ограничения напряжения возбуждения в режиме холостого хода генератора потребуются незначительные изменения непосредственно в цепях АРВ.

Приложение. Ступенчатая кривая тока выпрямительного трансформатора (ВТ), представленная на рис. 8, формируется при соединении обмоток ВТ по схеме «треугольник/звезда» в случае практически полного сглаживания выпрямленного тока (см., например, [8]), что в полной мере относится к рассматриваемой системе возбуждения, когда она работает в режиме полной форсировки. Именно в режиме форсировки возбуждения в установленном на данном ТГ двухгрупповом тиристорном преобразователе работает только полностью открытый форсировочный мост, а мост рабочего режима заперт повышенным встречным напряжением форсировочного моста. В этих условиях выпрямленный ток (ток возбуждения ТГ i_f) может быть рассчитан по амплитуде тока ВТ $i_{ВТ.М}$:

$$i_f = 0,5\sqrt{3}K_{ВТ}i_{ВТ.М}, \quad (П-1)$$

где $K_{ВТ}$ – коэффициент трансформации ВТ по полному числу вторичной (вентильной) обмотки.

С учетом значения $K_{ВТ} = 15,75 / 0,515\sqrt{3}$ для рассматриваемого ТГ получим:

$$i_f = 15,29i_{ВТ.М}. \quad (П-2)$$

К сожалению, расчет тока ОВ с помощью равенства (П-1) можно выполнить только на участке полной форсировки, начало которого отмечено на рис. 3 вертикальной линией измерения. В остальное время тиристорный преобразователь работает в смешанном режиме, в котором участвуют обе группы тиристоров (форсировочная и рабочая) с неоп-

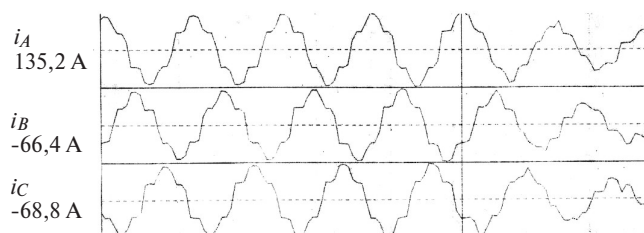


Рис. 8. Кривая тока выпрямительного трансформатора ТГ типа ТГВ-200М

** ГОСТ 5616-89. Генераторы и генераторы-двигатели гидротурбинные. Общие технические условия. Государственный комитет СССР по стандартам. Москва.

ределенной и меняющейся долей каждой, поэтому расчет тока ОВ по кривой тока ВТ становится практически невозможным.

На осциллограмме тока ВТ (рис. 8) значения $i_{\text{ВТ.М}}$ можно считать в левой рамке под индексом «Мгн», если вертикальная линия измерения установлена в зоне площадки максимальных значений. На рис. 8 эта линия установлена в зоне амплитуды тока фазы А, равной 135,2А. В этой зоне значения токов фаз В и С примерно в 2 раза ниже и имеют обратный знак. Некоторое неравенство значений тока фаз В и С не является результатом ошибки измерений, высокая точность которых подтверждается проверкой баланса значений по первому закону Кирхгофа. Действительно, считывая значения токов трех фаз, получаем:

$$135,2 - 66,4 - 68,8 = 0.$$

Итак, для отмеченного момента времени с помощью равенства (П-2) получим:

$$i_f = 2067 \text{ А.}$$

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Хуторецкий Г.М., Данилевич Я.Б. Турбогенераторы единой унифицированной серии мощностью 160–800 МВт, 3000 об/мин. – Электричество, 1990, №, 4, с. 29–31.

Elektrichestvo (Electricity), 2017, No. 12, pp. 18–25

2. **Справочник** по ремонту турбогенераторов/Под ред. П.И. Устинова. – М.: Энергия, 1978, 480 с.

3. **Рюденберг Р.** Явления неустановившегося режима в электрических установках. 2-е изд. / Перевод с немецкого. – М.; Л.: Государственное издательство, 1930, 515 с.

4. **Мамиконянц Л.Г.** О переходных процессах в синхронных машинах с успокоительными контурами на роторе. – Электричество, 1954, № 7, с. 10–15.

5. **Титов В.В., Хуторецкий Г.М., Загородная Г.А. и др.** Турбогенераторы. Расчет и конструкция. – Л.: Энергия, 1967, 896 с.

6. **Домбровский В.В., Хуторецкий Г.М.** Основы проектирования электрических машин переменного тока. – Л.: Энергия, 1974, 504 с.

7. **Хуторецкий Г.М., Хазан А.Н.** Кратковременные несимметричные режимы турбогенераторов без демпферных обмоток на роторе. – Электротехника, 1964, № 9, с. 32–38.

8. **Беркович Е.И., Ковалев В.Н., Ковалев Ф.И. и др.** Полупроводниковые выпрямители. 2-е изд./Под ред. Ф.И. Ковалева, Г.П. Мостковой. – М.: Энергия, 1978, 448 с.

[30.08.2017]

А в т о р: Савченко Евгений Владимирович окончил в 1960 г. Новочеркасский политехнический институт. В 1971 г. защитил кандидатскую диссертацию «Исследование и повышение надежности работы турбогенераторов с самовозбуждением». Консультант предприятия «Анигер» (г. Киев, Украина).

DOI:10.24160/0013-5380-2017-12-18-25

The Current in the Turbine Generator Damping Loop in the Shock Excitation Mode

SAVCHENKO Eugene V. (*Enterprise «Aniger», Kiev, Ukraine*) – Consultant, Cand. Sci. (Eng.)

Turbine and hydro generators equipped with excitation systems involving automatic excitation controllers (AECs) of outdated types are still in operation at many power plants in the CIS countries. In the regular cycle of applying initial excitation to the generators, such AECs produce the full forcing signal, thus setting up a shock excitation mode, in which the maximal excitation voltage is applied to the field winding. High currents are induced in this mode in the rotor damping loop, the amplitude of which in, e.g., 200–300 MW turbine generators lies in the range 240–320 kA. As regards the thermal effect produced by these currents, they are equivalent to a one-second current with a value of 175–190 kA and commensurable with a current having a 100 Hz frequency. The article proposes a simple method for significantly reducing the current through the damping loop in the course of applying initial excitation to the generator.

Key words: turbine generator, excitation system, damping loop, shock excitation, automatic excitation controller

REFERENCES

1. **Khutoretskii G.M., Danilevich Ya.B.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 1990, No. 4, pp. 29–31.

2. **Spravochnik po remontu turbogeneratorov/Под ред. P.I. Ustinova** (Reference book for the repair of turbogenerators/Ed. by P.I. Ustinov). Moscow, Publ. «Energiya», 1978, 480 p.

3. **Ryudenberg R.** *Yavleniya neustanovivshegosya rezhima v elektricheskikh ustanovkakh. 2-e izd./Per. s nemets.* (Phenomena of unsteady mode in electrical installations. 2nd ed. /Trans. with the German.). Moscow; Leningrad, State Publishing, 1930, 515 p.

4. **Mamikonyants L.G.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 1954, No. 7, pp. 10–15.

5. **Titov V.V., Khutoretskii G.M., Zagorodnaya G.F. i dr.** *Turbogenerator. Raschet i konstruktziya* (Turbogenerators. Calculation and construction). Leningrad, Publ. «Energiya», 1967, 896 p.

6. **Dombrovskii V.V., Khutoretskii G.M.** *Osnovy proyertirovaniya elektricheskikh mashin peremennogo toka* (Basics of designing of AC electric machines). Leningrad, Publ. «Energiya», 1974, 504 p.

7. **Khutoretskii G.M., Khazan A.N.** *Elektrotehnika – in Russ. (Power Engineering)*, 1964, No. 9, pp. 32–38.

8. **Berkovich E.I., Kovalev V.N., Kovalev F.I. i dr.** *Poluprovodnikovye vypryamiteli. 2-e izd./Pod red. F.I. Kovaleva i G.P. Mostkovo* (Semiconductor rectifiers. 2nd ed./Ed. by F.I. Kovalev and G.P. Mostkova). Moscow, Publ. «Energiya», 1978, 448 p.

[30.08.2017]