

ЗОЗУЛИН Ю.В., докт. техн. наук,
КУЗЬМИН В.В., докт. техн. наук,
ЛИВШИЦ А.Л., канд. техн. наук, АО "МЭА"ЭЛТА"
ШПАТЕНКО В.С., инж., АО "МЭА"ЭЛТА"

ОБ ОПТИМИЗАЦИИ ТРЕБОВАНИЙ К РЕЖИМАМ РАБОТЫ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ ПРИ ИХ РЕАБИЛИТАЦИИ НА ЭНЕРГБЛОКАХ ТЭС, ГЭС И АЭС

Введение. Статья посвящена решению проблемы увязки требований к режимам работы турбогенераторов при их реабилитации на энергоблоках ТЭС и АЭС с аналогичными требованиями, распространяющимися на паровые турбины и сетевое оборудование.

Предлагаемые подходы к ее решению позволяют резко повысить эффективность процедуры реабилитации как при замене, так и при модернизации турбогенераторов, отработавших расчетный ресурс.

Мировые тенденции и практика реабилитации.

Одной из приоритетных тем, обсуждаемых с начала 1990-х годов на сессиях СИГРЭ, является проблема продления срока службы ("life extension") за пределы "расчетного ресурса" действующего энергетического оборудования, в первую очередь таких высоконагруженных электрических машин как турбогенераторы [1].

К настоящему времени на ТЭС Украины выработали расчетный ресурс (30 лет) около 80 турбогенераторов 200 и 300 МВт производства завода "Электротяжмаш", из них половина эксплуатируется более 40 лет.

В конце минувшего столетия в практике мировой энергетики сложилась и укоренилась тенденция "реабилитации" отработавшего расчетный ресурс генераторного оборудования. Целью этой процедуры является решение взаимосвязанного комплекса задач, направленных на достижение

- продления срока службы на 25–30 лет,
- рост единичной мощности на 10–15%,
- повышение показателей эксплуатационной надежности.

Сейчас принято считать, что высокая эффективность выполнения "реабилитации" не вызывает никаких сомнений в необходимости её планомерной реализации на машинах, отработавших расчетный ресурс.

Процедура "реабилитации" отработана в мировой практике [1–3] и включает в себя комплекс работ:

- обследованию фактического состояния и оценке остаточного ресурса,

- выполнению работ по восстановлению работоспособности и повышению надежности в требуемом диапазоне нагрузочных режимов,

- оснащению генератора современными средствами контроля, диагностики и мониторинга.

Определяющими компонентами и узлами турбогенератора, ограничивающими срок службы и режимные возможности, принято считать:

- сердечник статора,
- обмотку статора,
- бандажи и обмотку ротора,
- систему вентиляции (охлаждения),
- системы возбуждения, защиты и др.

Они и служат объектами внедрения инноваций в процессе реабилитации.

Если же результаты обследований некоторых из перечисленных ключевых объектов реабилитации вызывают сомнения в достижении поставленных целей, то такие узлы или сам генератор подлежат замене на новые.

Авторы всех цитируемых публикаций, представляющие техническое руководство ведущих европейских фирм "Альстом", "Сименс" и АБВ сходятся в одном – без радикальной модернизации продолжать эксплуатацию старых машин нельзя – так, по мнению представителя GE F. Fisher`а без комплексной модернизации резкое падение надежности генераторов за пределами расчетного срока службы может принести убытки, превышающие даже стоимость их замены на новые.



ЗОЗУЛИН Ю.В.



КУЗЬМИН В.В.



ЛИВШИЦ А.Л.



ШПАТЕНКО В.С.



Кроме бесспорной необходимости соблюдения отмеченных принципиальных моментов составления и реализации комплекса работ по модернизации на уровень экономического эффекта от реабилитации существенное влияние оказывают излишние затраты, направленные на удовлетворение новых, часто завышенных режимных требований.

Здесь "наиболее" дорогостоящим и не востребуемым моментом выступает традиция сохранения заниженных значений в новом наборе номинальных параметров генератора.

Ниже излагаются основы нового подхода к решению этой проблемы, учитывающего нагрузочные (режимные) требования, предъявляемые действующими стандартами к паровым турбинам, турбогенераторам, трансформаторам и линиям электропередач.

Режимные требования по МЭК и ГОСТ.

В публикации МЭК 34-1 даются следующие определения:

"2.4 *Нагрузка*. Все числовые значения электрических и механических параметров, которые означают требования, предъявляемые к вращающейся машине электрической цепью или механизмом в данный момент".

"8.2 *Генераторы переменного тока*. Номинальной мощностью на зажимах должна быть кажущаяся электрическая мощность, выраженная в вольт-амперах (ВА), вместе с коэффициентом мощности".

"8.4 *Синхронные конденсаторы*. Номинальная (реактивная) мощность на зажимах должна быть выражена в реактивных вольт-амперах (вар) как в состоянии недовозбуждения, так и перевозбуждения".

Последняя редакция этого документа (МЭК-60034-1 2004 г.) сохраняет цитированные определения.

Еще в публикации МЭК 34.3 (1968) указывалось на то, что

- Номинальные данные по нагрузке — предмет соглашения между заказчиком и изготовителем,

- Занижение номинального $\cos \phi$ ведет к излишним затратам на приобретение более тяжелого генератора.

В последующем издании (1989) нормативные значения по S и $\cos \phi$ были изъяты. Они как "рекомендуемые" сохранились в ГОСТ 533-2000 (приложение А), и, несмотря на явную архаичность, продолжают использоваться в украинской энергетике.

В обычных синхронных турбогенераторах устаревший подход ведет к излишним затратам на модернизацию, т. к. при повышении активной мощности на 10–15% и сохранении "старого" $\cos \phi$ на эту же величину возрастают токи статора и ротора, что ведет к завышению объема и стоимости работ по модернизации. При установке асинхронизированного турбогенератора ситуация еще хуже (см. P–Q диаграмму в [4, 5]) — его работа при выдаче реактивной мощности — не просто нонсенс, а неоправданное растраниживание средств и подрыв конкурентоспособности этого нового класса машин.

Требования "электрической цепи", т. е. энергосистемы.

На заре развития электроэнергетики реактанс линий передач (ЛЭП) и потребителя носил индуктивный характер, вследствие чего было принято устанавливать $\cos \phi$ в режиме недовозбуждения (от чего и синхронный компенсатор получил до сих пор неизжитое название "конденсатор" (condenser)).

В современной практике "реабилитации" сохраняется архаичная тенденция применения устаревших канонов выбора заниженных $\cos \phi$ в режимах перевозбуждения [6], в то время как во многих узлах объединенной энергосистемы Украины нарастает потребность в переводе генераторов в режимы недовозбуждения в целях ограничения недопустимого повышения напряжения и удержания его в границах значений, которые допускаются ПТЕ [7].

Недопустимо высокие напряжения имели место не только в сетях 750 кВ, но и в сетях 330 кВ центральных и западных регионов ОЭС Украины, а также на шинах 110 и 35 кВ ряда подстанций в этих регионах.

Основной причиной повышения уровней напряжения является значительный избыток реактивной мощности сетей 330–750 кВ.

Избыток реактивной мощности в этих сетях определяется небольшой загрузкой линий электропередач в разных режимах работы ОЭС, который ниже величины натуральной мощности, при которой потери реактивной мощности в линии целиком компенсируют её зарядную мощность.

Поскольку понижение уровней напряжений в электрических сетях ОЭС Украины за счет значительного увеличения электрических нагрузок на ближайшие годы маловероятно, основными вариантами решения этой проблемы должны быть:

- установка шунтирующих реакторов 750 кВ;



- расширение сферы потребления реактивной мощности генераторов электростанций, которые коммутируются на напряжение 330–750 кВ, в том числе и за счет применения асинхронизированных турбогенераторов.

Решение проблемы компенсации "конденсаторного" реактанта в сетях Украины следует осуществлять как вводом в эксплуатацию новых генераторов типа АСТГ, так и расширением диапазона допустимых нагрузок реабилитируемых турбогенераторов в режимах недовозбуждения.

Аналогичные проблемы характерны и для энергетики Российской Федерации [8].

Возникающие при этом проблемы решаются внедрением в процессе модернизации ряда апробированных инноваций, направленных на снижение нагрева концевых пакетов сердечника статора и повышение уровня статической устойчивости машины. Последний эффект можно получить введением в ротор дополнительной управляющей обмотки. Дополнительные затраты в этом случае могут быть скомпенсированы за счет расчетно-обоснованного снижения реактивной нагрузки в режиме перевозбуждения, например, перехода от старого диапазона

$$\arccos 0,95 < \varphi < \arccos 0,85$$

к более приемлемому для сети и экономичному для генератора диапазону

$$\arccos 0,85 < \varphi < \arccos 0,95.$$

Требования, предъявляемые "механизмом".

Согласно публикации МЭК-45 и принципам, которым следуют отечественные заводы при реабилитации паровых турбин для них нор-

мируется только продолжительный режим номинальной активной нагрузки (P_T). Никаких требований к перегрузкам турбины не предъявляются, да они и не реализуются.

Каков же тогда смысл требований приложения А ГОСТ 533-2000, устанавливающих нормы перегрузок генераторов по активной мощности?

Вполне достаточно содержащихся в ГОСТ и МЭК нормативных требований по токовым перегрузкам обмоток статора и ротора.

С другой стороны, нельзя не отметить, что рекомендуемые этими документами P–Q диаграммы нереализуемы при $P < 0,3P_n$, где работа турбины оказывается недопустимой.

Пути оптимизации выбора параметров номинального режима.

С учетом изложенного мы считаем, что с целью экономии затрат на модернизацию повышение активной мощности турбогенераторов следует осуществлять на базе ранее установленной номинальной полной мощности в основном за счет режимно обоснованного повышения коэффициента мощности, например выбора его в диапазоне 0,95–1,0 в режиме перевозбуждения для обычных синхронных генераторов, а для асинхронизированных машин – в режиме недовозбуждения.

Выбор номинального значения $\cos \varphi$ для синхронных генераторов нужно производить на максимально возможном уровне на базе реальных режимов нагружения энергосистемы при минимальных количествах подключенных шунтирующих реакторов.

Таблица 1. Сравнительные данные параметров турбогенераторов ТГВ-300 до и после модернизации (ТГВ-300-2М по предлагаемому способу, ТГВ-325-2 – согласно [3])

Параметр	Ед. изм.	ТГВ-300	ТГВ-300-2М		ТГВ-325 (S = 382)
			$\varphi > 0$	$\varphi < 0$	
Полная/активная мощность	МВА/МВт	353/300	353/335	353/335	382/325
Реактивная мощность	МВар	+186	+110	-110	+202
Коэффициент мощности	о.е.	0,85	0,95	0,95	0,85
Номинальный ток обмотки статора	А	10200	10200	10200	11090
Номинальный ток возбуждения	А	3050	2710	2350	3140
То же	о.е.	1,0	0,89	0,77	1,03
Потери на возбуждение	кВт	1191	943	703	1260
То же	о.е.	1,0	0,79	0,59	1,06
К.П.Д.	о.е.	98,6	98,8	98,9	98,7
Индукция в ярме сердечника статора (B_a)	Тл	1,530	1,472	1,308	1,51
Кратность снижения критерия $k_B = (B_a/153)^2$	о.е.	(1,0)	0,926	0,731	0,98

Примечание. В модернизированных генераторах площадь сечения меди стержней обмотки статора увеличена на 24%; остальные геометрические параметры активной зоны остались без изменений.



Допустимость кратковременных перегрузок по реактивной мощности, выходящих за пределы P—Q диаграммы при номинальной активной мощности, следует оценивать на основании нормативно регламентированных допустимых перегрузок генератора по токам статора и ротора.

При этом достигаются следующие преимущества:

- при сохранении значения номинального тока статора остаются в работе все средства электрических измерений и защиты;

- ток возбуждения и его мощность существенно снижаются, т.е. нет необходимости в полной замене системы возбуждения (см. Табл. 1);

- никаких существенных изменений не требуют системы охлаждения;

- переход в режимы "относительного" недо-возбуждения способствует повышению надежности турбогенераторов за счет снижения интенсивности электромагнитных и механических процессов в активной зоне [9];

- в ближайшей перспективе появляется возможность создать асинхронизированные турбогенераторы с характеристиками (по приведенным затратам) более высокими, чем у обычных синхронных генераторов.

Заключение.

С учетом вышеизложенного представляется целесообразным

- При реабилитации турбогенераторов, отработавших расчетный ресурс, значение номинального $\cos \varphi$ в режиме перевозбуждения устанавливать на технически обоснованном уровне приближенном к 1.0.

- Для асинхронизированных турбогенераторов и компенсаторов номинальное значение $\cos \varphi$ следует устанавливать, руководствуясь теми же соображениями, но в режиме недовозбуждения.

Выйти в МЭК с предложением о включении в публикацию 34—3 дополнительного раздела, касающегося требований к машинам с d—q возбуждением,

Внести соответствующие изменения в ГОСТ 533-2000 при очередной его ревизии.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Guillard J.M. et al.* Life extension of large electric rotating plants // CIGRE-1992. — Paper 11—308.

2. *Liese M., B?er J. et al* (Siemens AG) Life extension methods and experience with turbine generator rehabilitation and uprating // CIGRE-1990. — Paper 11—104.

3. *Huber A., Weigelt K. et al* (ABB) Modern condition evaluation and new technologies to improve generator availability and life extension // CIGRE-1990. — Paper 11—203.

4. *Методические* указания по применению асинхронизированных турбогенераторов на реконструируемых, расширяющихся и вновь строящихся тепловых электростанциях различных типов. — М.; АО ВНИИЭ, Институт "Энергосеть-проект", 1996. — 49 с.

5. *Shakaryan Yu.G., Labunets I.A. et al.* Experience in development and operation of new types of turbogenerators with vector type excitation system for widerange reactive power control //CIGRE-2010, Paris, 2010. — Paper A1—108

6. *Чередник В.И., Лившиц А.Л., Зозулин Ю.В., Аринхаджаев Н.Э.* Модернизированный турбогенератор мощностью 325 МВт // Гидроэнергетика Украины. — 2006. — № 2. — С. 52-56

7. *Чевичелов В.О.* До проблеми регулювання реактивної потужності в електричних мережах ОЕС України //Гидро-енергетика України. — 2005. — № 1. — С 29.

8. *Коротченко В.В.* Разработка мероприятий по повышению эффективности работы синхронных турбогенераторов в электроэнергетической системе при потреблении реактивной мощности, Диссертация на соискание уч. степ. канд. техн. наук, Москва, 2007. — 159 с.

9. *Кузьмин В.В., Шпатенко В.С.* К расчету осевых сил в сердечнике статора турбогенератора // Электротехника и электромеханика. — 2010. — № 2.

© Зозулин Ю.В., Кузьмин В.В., Лившиц А.Л., Шпатенко В.С., 2012

