



БОНДАРЕНКО Ю.Н., ген. директор,
КУЗЬМИН В.В., докт. техн. наук, проф.,
ШПАТЕНКО Т.В., канд. техн. наук,
БОНДАРЕНКО Я.Ю., ШПАТЕНКО В.С., інженери,
Консорціум "НПО "Укргідроенергострой",

ЦЕЛИ И МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ, ОТРАБОТАВШИХ РАСЧЕТНЫЙ РЕСУРС

Статья посвящена изложению современных подходов к организации обследования и оценке технического состояния гидрогенераторов, работающих за пределами расчетного срока службы.

Введение. Если в последние годы (вторая половина XX века) стратегической задачей энергетики экономически развитых стран было наращивание установленных мощностей электростанций, то в последние десятилетия на первое место вышла проблема всемерной экономии топливных и финансовых ресурсов.

Здесь центральной задачей является повышение технико-экономических показателей (мощность, надежность) и значительное продление срока службы основного оборудования.

В принципе, в мировой практике наметились общие пути оптимальных решений этой задачи для всех видов крупных электрических машин — турбогенераторов, гидрогенераторов и трансформаторов. Острота возникновения проблем наиболее значительна в области турбогенераторов, имеющих наивысший уровень использования активных и конструктивных материалов.

Как показывает накопленный опыт, во всех крупных электрических машинах действуют сходные физические процессы преобразования энергии, сопровождающиеся целым рядом силовых эффектов; оказывающих радикальное влияние на их работоспособность, вследствие этого и комплексы организационных мероприятий по решению рассматриваемой проблемы тождественны.

По изложенным причинам далее будут рассмотрены пути ее решения, применяемые в мировой практике, в основном, для крупных электрических машин.

Настоящая статья содержит тезисный обзор и анализ основных идей, изложенных в приложениях.

1. Обзор тенденций по выбору альтернатив в решении проблемы.

1.1. Исторические аспекты.

До 90-х годов прошлого века продление ресурса крупных электрических машин даже в вы-

сокоразвитых странах осуществлялось, в основном, путем замены [1]. В последние годы по ряду причин, которые рассмотрены ниже преимущество в решении проблем переходит на сторону "реабилитации", т. е. модернизации действующего оборудования с улучшением его технико-экономических показателей.

Одними из первых изложению этой проблемы были посвящены доклады на СИГРЭ-1990 [2], и ценные соображения изложены также в докладе сессии СИГРЭ 1992 г. [3].

Характерно, что современные приоритеты исследований в комитетах А1 ("Вращающиеся электрические машины") и А2 (Трансформаторы) [4] также имеют аналогичную направленность.

В основе выбора альтернативы лежит ряд объективных факторов научно-технического, коммерческого и экономического характера.

1.2. Научно-технические факторы.

Во-первых, это результат объективной оценки текущего технического состояния электрических машин и вытекающий из этого объем "лечебно-оздоровительных" (планово-предупредительных) мероприятий.

Во-вторых, наличие арсенала апробированных инноваций, внедрение которых позволит достичь целей реабилитации.

В-третьих, достаточность таких инноваций для повышения активной мощности. Обычно такое повышение на 10—15 % не вызывает проблем. Если требуется больше — без замены не обойтись.

1.3 Бизнес-коммерческие факторы

Как и в других отраслях промышленности в электроэнергетике сохраняется конфликт бизнес-коммерческих интересов: изготовителю выгоднее замена, потребителям — реабилитация.

Оптимальное решение видится только путем привлечения конкурирующих производителей к работам по продлению срока службы действующим



щего оборудования на основе грамотно сформированных тендерных требований.

1.4. Экономическая сторона выбора альтернативы.

Накопленный к настоящему времени опыт реабилитации турбогенераторов мощностью 200–300 МВт серии ТГВ [1, 5], а также гидрогенераторов ГЭС Украины показывают, что затраты на реабилитацию удовлетворительно спроектированных и изготовленных электрических машин не превышает 20 % от стоимости замены на новые. Кроме того сокращаются сроки проведения работ, а также достигается существенная экономия электроэнергии на их выполнение.

2. Цели реабилитации.

Задачами реабилитации являются внедрение инноваций путем модернизации и оснащения средствами контроля и диагностики в целях:

- повышения надежности до уровня норм, установленных для вновь вводимых машин,
- продление срока службы на 20–25 лет,
- повышение нагрузочной способности – роста активной мощности, Расширение диапазона допустимых нагрузок.

3. Пути достижения цели реабилитации.

Процедура реабилитации согласно мировой практике включает в себя комплекс работ по:

- обследованию фактического состояния и оценке остаточного ресурса,
- выполнению работ по восстановлению рабо-

тоспособности 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.

4. Методы обследования и оценки.

4.1. Техническое состояние. В соответствии с общемировыми тенденциями (по причинам борьбы с монополизмом и коррупцией) обследование состояния гидрогенератора (и других видов крупного электросилового оборудования) должны проводить специализированные научно-технические компании за исключением тех, кто причастен к изготовлению этого оборудования.

Обследование фактического состояния "состарившегося" оборудования является весьма важным начальным этапом в процедуре реабилитации этого оборудования. Именно на основе такого обследования принимается решение об объеме работ по реабилитации.

Процедура обследования включает в себя:

- сбор информации о текущем состоянии и истории эксплуатации оборудования,
- оценку технического состояния его узлов и вспомогательных систем,
- выдачу экспертного заключения о фактическом состоянии и рекомендаций по оптимальному объему модернизации.

Как и в медицине, процедура диагностики состояния больного или стареющего организма актуализируется в виде диагноза и назначения курса лечебных процедур, так и в энергетической электротехнике – поиск оптимального решения проблемы реабилитации требует высокого уровня профессионализма персонала фирм, проводящих обследование.

В этой связи как процедура (программа обследования), так и методы оценки фактического состояния с вытекающими отсюда предложениями по объему реабилитации являются предметом "ноу-хау" этих фирм.

ЭЛЕКТРОМЕХАНИКА
Обследование гидрогенератора

Обследование проведено		Электростанция	
Фамилия _____		Блок № _____	
Фирма _____		Страна _____	
От _____	Визы _____		
До _____			
Поверенный в делах клиента		Клиент	
Фамилия _____		Фамилия _____	
Фирма _____		Фирма _____	
Адрес _____		Адрес _____	
Телефон _____		Телефон _____	
Факс _____		Факс _____	

Общая информация		Вертикальный	Горизонтальный	№ генератора	Дата ввода в эксплуатацию	Наработка в часах	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВАр
Тип	Генератор-двигатель	Капсульный	Компенсатор	G1				
Изготовитель генератора				G2				
Изготовитель турбины				G3				
Изготовитель системы возбуждения/регулирования				G4				
Мощность, МВт								
Частота вращения, мин ⁻¹								
Кoeffициент мощности (созф), о.е.								
Напряжение, кВ								

Общее заключение экспертизы:

Рис. 1. Титульный лист Формуляр— программы обследования технического состояния гидрогенератора фирмы "Альстом"



Ниже приводится краткий обзор содержания такого рода документов, полученных нами как по официальным каналам, так и неофициальным (в процессе контактов с ведущими западными фирмами).

4.2. Типичный формуляр—программа организации обследования состояния гидрогенератора. [Рис. 1] получен нами в процессе научно—технического сотрудничества с концерном "Альстом" (Бельфор, Франция).

На основе принятого в мировой практике документа может быть сформулирован аналогичный документ не только для гидрогенераторов, но также и другого крупного силового оборудования электростанций и подстанций (турбогенераторов, трансформаторов, крупных электродвигателей и т. д.).

При этом полезно учесть следующие важные организационно—целевые моменты этого документа.

В формуляре кроме параметров обследуемого гидрогенератора приводятся данные машин того же типа, эксплуатируемых на обследуемой ГЭС, а так же заключение экспертизы и весьма важные данные из "истории болезни" обследуемой машины, в том числе:

- перечень важных этапов жизненного цикла (инциденты, важные работы, модернизации...),
- сведения по учету важнейших деталей, которые были установлены взамен стоявших раньше,
- данные о случаях и мотивации принятия решений по реабилитации (модернизации).

В формуляре так же приведены тезисы содержания раздела, посвященного сбору данных по параметрам и конструкции обследуемого гидрогенератора ("чужой" фирмы).

По сведениям, полученным от польского филиала "Альстом" в большинстве случаев реабилитации "старых" машин невозможно получить полный объем такой информации от руководства ГЭС — приходится эскизировать узлы и детали в процессе осмотров (разборки).

4.3. Методы обследования. По теме обследования состояния турбо- и гидрогенераторов в откры-

той печати, в основном, приводятся сведения о методах и аппаратуре для определения режимных и конструктивных параметров [6].

4.4. Оценка технического состояния. Единственный ценный материал по методологии оценки текущего состояния узлов гидрогенератора содержится в докладе [7].

Для заключительного этапа выдачи экспертного заключения о состоянии гидрогенератора и формулировании предложений по объему реабилитации единственно стоящей рекомендацией, повторяющейся в ряде публикаций, является то, что предлагать к внедрению можно только те, которые в достаточной степени проверены на практике.

В Табл. 1—3 приведены данные для оценки технического состояния из [7] (перевод с англий-

Таблица 1.

ТАБЛИЦА ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРА					
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ:			ГЕНЕРАТОР №		
Изготовитель:			Дата изготовления:		
Мощность: МВА			НАПРЯЖЕНИЕ: кВ		
Число полюсов:			Мощность:		
ОКОНЧАНИЕ РАБОТЫ			Дата:		
ОХЛАЖДЕНИЕ СТАТОРА					
1	Проект и изготовление		2	ИСТОРИЯ	
1.1	Тип изоляции		2.1	Номер и вид дефектов катушек	
	-«Б-стадия» слюды эпоксидной смолы	0		- не было	0
	-эпоксид слюдинит	1		- в соединительной шине (# x 2)	
	-полиэстер - миканит	2		- вне паза (# x 4)	
	-компаундированный миканит	3		- посторонний объект (# x 5)	
	-микафолый	4		- в пазу «на землю» (# x 6)	
	-кембрик	5		- в пазу между фазами (# x 10)	
1.2	Тип обмотки				
	- один стержень Robel (Робель)	0	2.2	Дефекты за прошлые 5 лет	
	- многовитковая (катушка)	5		- не было	0
				- да (# x 5)	
1.3	Число витков/катушек			- на параллельную ветвь +(# x 5)	
	- 1 виток (Robel)	1		среднее 7 x S	
	-2 витка	2	2.3	Дефекты на подобных енераторах	
	- 3 витка	3		- не было	0
	- 4 витка	4		- есть (avg # x 5)	
	- 5 витков	5			
			2.4	«Возраст» обмотки	
1.4	Номинальное линейное напряжение			< 10 лет	0
	- 2 до 2,4 кВ	0		- 10 до 20 лет	1
	- 4 до 4,4 кВ	1		- 20 до 30 лет	3
	- 6,6 до 6,9 кВ	2		- 30 до 40 лет	7
	- 11 до 12 кВ	3		- 40 до 50 лет	10
	- 13,8 кВ	4		- 50 до 60 лет	13
	> 13,8 кВ	5		- 60 до 70 лет	16
				- >70 лет	20
1.5	Система пожаротушения	Эпоксидная смола	Битум		
	- Автоматическая	0	0		
	- Ручная	1	2		
	- только на сигнал	2	4		
	- Никакой	3	6		
Промежуточный итог: 1			2		
Примечание:					
1 - Если ответ неизвестен, напишите самый вероятный ответ или 25 % из максимально указанных.					
2- Смотри объяснения в секции 9.3 таблицы					
3 - # представляет номер генератора					



ского).

Приложение.

Предпочтительные темы докладов Сессии СИГРЭ—2010 г. Исследовательские Комитеты

A1. Вращающиеся электрические машины

1. Новые разработки электрических машин и опыт их эксплуатации.

- современные конструкции и материалы, изоляция, охлаждение, применение подшипников, повышение эффективности и улучшение технического обслуживания;

- влияние пуска и останова на разработки гидравлических и тепловых машин;

- оптимизация систем регулирования возбуждения в условиях электромеханических колебаний, сброса нагрузки, повышенного магнитного потока, регулирования напряжения и реактивной мощности.

Таблица 2.

ОХЛАЖДЕНИЕ СТАТОРА (сгд)

3 ВИЗУАЛЬНАЯ ИНСПЕКЦИЯ		4 ИСПЫТАНИЯ	
3.1	Присутствие пыли		4.1 Мегомметр (сопротивление)
	-отсутствует	0	- менее 500 МОм на фазу
	-менее 1 мм	1	-100 до 500
	-1 до 5 мм	3	-50 до 100
	-более 5 мм	5	- 30 до 50
			- менее 30
3.2	Радиальное крепление катушек (в хорошем состоянии, %)	Битум	Эпоксидка
	60 до 80 %	0	0
	более 80 %	1	1
	50 до 60 %	2	4
	25 до 50 %	3	6
	менее 25%	4	8
клинья/ бандажи	5	10	
3.3	Частичные разряды (белая пыль)		4.2 Коэффициент абсорбции
	-отсутствует	0	-4 до 7
	- на лобовых частях (2 до 6)		-3 до 4
	- в пазу (3 до 9)		-2 до 3
	- паз + лобовые части (5 до 15)		-1 до 2
			-менее 1
3.4	Блокировки и бандажи		4.3 Высоковольтная(е)стандарт
	- плотная	0	- выполнено
	- среднее значение	2	- выполнено (частично) (# x5)
	- свободно (отсутствует)	5	- не выдержала
			20
3.5	Потоки битума		4.4 Результат защиты от короны
	- не используется или отсутствует	0	- 2 до 5 кОм или не используется
	- малое	2	- 5 до 10
			- 10 до 20
			- 20 до 50
			- более 50
3.5			4.5 Превышение температуры под нагрузкой
			Класс F
			Класс B (старая)
			- < 40° С
			- < 35° С
			0
			- 40 до 60
			- 35 до 45° С
			1
			- 60 до 80
			- 45 до 55
			3
3.6	Состояние изоляции		- 80 до 9
	- твердая (цельная)	0	- 55 до 60
	- трещины (5 до 10)		> 90
	- разрушения (малые)	5	> 60
	- разрушения (средние)	10	
- разрушения (большие)	20		
Промежуточный итог: 3			4
Примечания: 1 - Если нет ответа на вопрос, напишите самый вероятный ответ или 25 % максимальной вероятности			
2- Посмотрите пояснения в пункте 9.3 таблицы			
3 – N/ A не применяется			

2. Управление сроком службы.

- модернизация и замена оборудования, повышение номинальных параметров, повышение КПД, экономическая оценка предлагаемых альтернативных вариантов;

Методы анализа рисков для оценки затрат, связанных с ростом объема технического обслуживания и ремонта электрических машин и вероятности отказа из-за ограничения капитальных вложений;

- использование мониторинга и диагностики в режиме реального времени с целью снижения рисков; связанные с этим затраты и выгоды;

- ввод в эксплуатацию вращающихся машин и аттестация их поставщиками.

A2. Трансформаторы.

1. Аварийность трансформаторов.

- предупреждение пожаров: новые виды масел, новые вводы, предотвращение разрывов бака, эффективность действующих стандартов испытаний (для оборудования и материалов), уменьшение воздействия подземных подстанций на окружающую среду, расчетные коэффициенты и методы оптимизации;

- противопожарные меры: использование жидкостей с высокой температурой воспламенения, ограничение разлива масла, применение брандмауэров, спринклеров; оценка рисков; трехмерное пространственное моделирование внутренних чрезвычайно высоких давлений;

2. Срок службы трансформаторов.

- технические и экономические факторы для определения исходных данных проектирования, опыт применения документа СИГРЭ ТВ 156;

- процесс закупки: обзор предложений, опыт использования документа СИГРЭ ТВ 204, расчет затрат на весь срок службы трансформаторов, факторы надежности, которые необходимо учитывать при выборе трансформатора;

- техническое обслуживание: опыт, диагностика, новые методы, оценка срока службы, применение мониторинга в режиме реального времени и экспертных систем, реинвестирование.

3. Моделирование трансформаторов.

- переходные процессы: высокока-



Таблиця 3.

КРАТКАЯ СУММАРНАЯ ОЦЕНКА			
A	ОХЛАЖДЕНИЕ СТАТОРА	1	Проектирование и изготовление
		2	История
		3	Визуальный осмотр
		4	Испытания
		от 1 до 4	
B	АКТИВНАЯ ЗОНА (сердечник) СТАТОРА	5	Проектирование и изготовление
		6	История
		7	Визуальный осмотр
		8	Испытания
		от 5 до 8	
C	РОТОР	9	Проектирование и изготовление
		10	История
		11	Визуальный осмотр
		12	Проверки или испытания
		от 9 до 12	
B	МЕХАНИЧЕСКИЕ ЭЛЕМЕНТЫ	13	
		14	
		от 13 до 14	
E	ВНЕШНИЕ ФАКТОРЫ	15	
F	ИТОГО (по генератору)	16	от A до E
ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЙ СОСТОЯНИЙ		Сумма	ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ
A и B (каждый)		< 35	ОТЛИЧНОЕ
		35 до 60	ХОРОШЕЕ
		60 до 85	ПОСРЕДСТВЕННОЕ (необходима ревизия статора)
		более 85	ПЛОХОЕ (необходим повышенный контроль и/или техническое обслуживание)
C	РОТОР	более 30	ОТЛИЧНОЕ
		30 до 55	ХОРОШЕЕ
		55 до 80	ПОСРЕДСТВЕННОЕ (необходим усиленный контроль и/или техническое обслуживание)
		более 80	ПЛОХОЕ (необходима ревизия ротора, кап. ремонт)
D	МЕХАНИЧЕСКИЕ ЭЛЕМЕНТЫ	более 5	ОТЛИЧНОЕ
		5 до 15	ХОРОШЕЕ
		15 до 40	ПОСРЕДСТВЕННОЕ (необходим усиленный контроль и/или техническое обслуживание)
		более 40	ПЛОХОЕ (ревизия механических элементов, кап. ремонт)
E	ВНЕШНИЕ ФАКТОРЫ	более 20	ОТЛИЧНОЕ
		20 до 40	ХОРОШЕЕ
		40 до 60	ПОСРЕДСТВЕННОЕ
		более 60	ПЛОХОЕ
F	ИТОГО (по генератору)	более 85	ОТЛИЧНОЕ
		85 до 165	ХОРОШЕЕ
		165 до 275	ПОСРЕДСТВЕННОЕ (необходим усиленный контроль и/или техническое обслуживание)
		Более 275	ПЛОХОЕ (необходим капитальный ремонт)

стотное моделирование с целью определения воздействий, вызванных системой (броски тока, феррорезонанс, коммутации), новые требования к испытаниям, меры защиты, сбор необходимых данных для моделирования;

- термическое состояние: распределение потерь, графики нагрузки, применение расчетной гидродинамики, параметры, влияющие на точность, сравнение с непосредственными измерениями температуры во время испытаний на нагрев и при эксплуатации, обоснованное повышение термических характеристик путем совершенствования методов моделирования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кузьмин В.В., Лившиц А.Л., Шпатенко В.С. Малозатратные и энергосберегающие технологии реабилитации турбогенераторов – основа технического перевооружения энергетики Украины // Електромеханічні і енергозберігаючі системи, 2011.—№.2—С. 90—92.

2. М. Liese, R. Gern, W. Schier Методы продления срока эксплуатации и опыт продления реабилитации и повышении мощности турбогенератора в номинальном режиме // СИГРЕ, 1990.

3. J.M. Guillard, H. Koglek, P.H. Conceicao Life extension of large electric rotating plants // SIGRE, 1992.

4. Приоритеты деятельности комитетов СИГРЭ А1 и А2 (Электра, 2010 №260) перевод в приложении 1.

5. Зозулин Ю.В., Лившиц А.Л., Кузьмин В.В. и др. Малозатратная модернизация турбогенератора ТГВ-300 // Гидроэнергетика Украины, 2010.—№.4—С. 14—19.

6. Брошюра № 386, СИГРЭ, Программы технического обслуживания, осмотров и испытаний генераторов (перевод с английского).

7. R.G. Yelle Руководство по оценке необходимости реабилитации гидрогенераторов

