

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРА ТГВ-200М

Описані основні заходи по модернізації серійних турбогенераторів ТГВ-200М, впровадження яких дало змогу збільшити номінальну потужність генератора з 200 до 225 МВт, розширити діапазон допустимих навантажень, а також збільшити надійність обладнання. Наведено не тільки конструкторські, а й технологічні заходи. При цьому модернізацію було виконано таким чином, що одночасно було збільшено і коефіцієнт корисної дії турбогенератора. Впровадження цих заходів дозволяє ефективно вирішувати проблему реабілітації діючого парку турбогенераторів типу ТГВ-200М.

ГП «Завод «Электротяжмаш» с 1959 года выпустил около 260 турбогенераторов мощностью 200...220 МВт, которые установлены на крупнейших тепловых электростанциях Украины, России и других стран ближнего и дальнего зарубежья. Большинство энергоблоков с турбогенераторами типа ТГВ-200М номинальной мощностью 200 МВт с водяным охлаждением обмотки статора были введены в эксплуатацию до конца 70-х годов прошлого столетия. Они практически выработали регламентированный ресурс и требуют поузловой модернизации или замены. Производители основного оборудования тепловой части блоков разработали мероприятия по повышению единичной мощности агрегатов до 225 МВт. Инициатором и общим руководителем работ по реконструкции блоков мощностью 200 МВт выступило ОАО «Востокэнерго», проект реконструкции турбогенератора и сами работы были выполнены совместно заводом и АО «МЭА «ЭЛТА».

Цель реконструкции – не только повысить единичную мощность блоков до 225 МВт, но и расширить диапазон допустимых нагрузок (особенно при температуре охлаждающей воды выше 33 °С), а также повысить надежность оборудования. Большое внимание было уделено минимизации затрат при реконструкции, при этом большинство работ выполнялось непосредственно на станции.

Основные данные реконструированного турбогенератора типа ТГВ-225-2МРУЗ представлены в таблице.

Наименование	Тип турбогенератора	
	ТГВ - 200М (серийный)	ТГВ - 225-2МРУЗ (реконструированный)
	Величина	
Номинальные данные		
Номинальная мощность, кВт	200000	225000
Коэффициент мощности	0,85	
Частота, Гц	50	
Частота вращения, об/мин	3000	
Число фаз статора	3	
Номинальное напряжение статора	15750	
Данные статора		
Номинальный ток статора, А	8625	9703
Линейная нагрузка статора, А/см	1292	1453
Длина активной стали	5000	
Диаметр расточки, мм	1275	
Диаметр спинки, мм	2430	
Воздушный зазор, мм	100	

Наименование	Тип турбогенератора	
	ТГВ - 200М (серийный)	ТГВ - 225-2МРУЗ (реконструированный)
	Величина	
Размеры элементарных проводников, мм сплошные полюе	1,95*8,6 4,0*8,6	2,0*9,0 4,0*8,6
Поперечное сечение меди стержня, мм ²	1241	1271
Число пазов	30	
Число параллельных ветвей	1	
Схема соединения фаз	Звезда	
Плотность тока, А/мм ²	6,9	7,6
Статическая перегружаемость	1,735	1,646
О.К.З.	0,555	0,488
Коэффициент полезного действия, о.е.	0,986	0,9862
Охлаждающая среда, обмотка/сталь статора	Вода/водород при 0,3 МПа избыточных	Вода/водород при 0,3 МПа избыточных
Данные ротора		
Диаметр бочки, мм	1075	
Длина бочки, мм	5100	
Число пазов	36	
Число пазовых делений	52	
Число витков на полюс	90	
Число эффективных проводников в пазу	10	
Ток возбуждения, А	1880	2010
Напряжение возбуждения (100 °С), В	440	471
Плотность тока, А/мм ²	7,67	8,2
Охлаждающая среда	Водород при 0,3 МПа избыточных	Водород при 0,3 МПа избыточных
Индуктивные сопротивления		
Синхронное по продольной оси, о.е.	1,896	2,138
Переходное по продольной оси, о.е.	0,32	0,362
Сверхпереходное по продольной оси, о.е.	0,213	0,239
Отрицательной последовательности, о.е.	0,26	0,291
Нулевой последовательности, о.е.	0,0914	0,102
Масса и расход материалов		
Масса ротора, т	48,1	48,1
Масса меди обмотки статора, кг	5150	5269
Масса меди обмотки ротора, кг	5120	5120
Масса активной стали, кг	89900	89900
Общая масса генератора, т	254	254

Благодаря надежной конструкции и достаточной отстройке собственных частот колебаний от вынуждающих корпус статора, система подвески сердечника и сам сердечник, как правило, находятся в хорошем состоянии у турбогенераторов типа ТГВ-200М, даже отработавших более 30 лет. Хорошему состоянию зубцовой зоны сердечника статора способствовало также то обстоятельство, что рабочие индукции, а следовательно, и удельные потери в зубцах статора, несколько ниже, чем у других турбогенераторов данного класса. Это обусловлено тем, что обмотка статора имеет одну параллельную ветвь в фазе (т.е. малое число пазов – 30) и зубцовая зона «не затенена излишней изоляцией стержней». Данные обстоятельства позволили выполнить реконструкцию статора в условиях станции.

При реконструкции большое внимание уделялось обмотке статора: её конструкции, креплению стержней в пазовой и лобовой частях, способу охлаждения и теплоконтролю.

Для снижения потерь в обмотке статора сечение меди стержня было несколько увеличено при сохранении его наружных размеров. Выбранные изоляционные материалы и технология изготовления корпусной изоляции стержней обмотки позволили уменьшить толщину изоляции без снижения её электрической прочности. В связи с относительно низкой температурой обмотки статора, обусловленной применением водяного охлаждения, вопрос о повышении класса нагревостойкости изоляции не стоял.

Для обеспечения гарантированного протока охлаждающей жидкости через каждый стержень организованы подача и слив воды из каждого стержня с помощью фторопластовых шлангов, тем самым исключены медные трубчатые перемычки, которые являлись одним из ненадёжных элементов системы охлаждения обмотки вследствие появления в них трещин при повышении вибрации головок стержней (в случае ослабления их крепления). В местах соединения водоподводящих и сливных шлангов с наконечниками стержней исключены уплотнительные резиновые кольца и применено более надёжное чисто металлическое соединение типа «конус-сфера». Модернизированная система охлаждения обмотки статора позволила контролировать температуру воды на сливе из каждого стержня, что расширило диагностические возможности системы теплоконтроля турбогенератора.

Для обеспечения надёжной работы турбогенератора с увеличенными токами в обмотке статора, т.е. с увеличенными механическими нагрузками, действующими на стержень, в пазовой и лобовых частях стержня обмотки статора надёжно закрепляются с использованием современных конструкций и технологий для обеспечения повышенных надёжности и ремонтпригодности.

В процессе укладки стержней обмотки статора лобовые части обмотки опираются на обмоткодержательные кронштейны через формопласт «препрег» и прижимаются попарно радиальными тягами. В тангенциальном направлении лобовые части стержней стягиваются петлей из стеклобандажной ленты с помощью технологической струбины и в стянутом положении фиксируются стеклобандажной лентой. Вязка тангенциального бандажа выполнена лавсановым шнуром, обжимающим тангенциальный бандаж и дистанционные колодки, создавая таким образом клетку, внутри которой находятся лобовые части стержней. Каждая головка стержня прижимается к кронштейнам радиальными тягами.

Все дистанционные колодки и конструктивные детали, прилегающие к боковым частям обмотки, устанавливаются на формопласте, исключая тем самым какие-либо зазоры между ними. Применение натяжных элементов позволяет закрепить лобовые части с заданным усилием, а применение самоусаживающегося во время запекания лавсанового шнура – создать дополнительное обжатие тангенциальных стяжек, дистанционных колодок. Стеклобандажная лента и лавсановый шнур пропитаны терморезистивным компаундом горячего отверждения. После сборки обмотки осуществляется её запекание с использованием специально спроектированной и изготовленной установки. В качестве источника питания используется основной или резервный возбудитель.

Крепление стержней в пазах статора осуществляется с помощью составных «самоустанавливающихся» клиньев (рис. 1). Конструкция клина обеспечивает как надёжное закрепление стержня в пазу, так и исключает неравномерное нажатие клина на стержень, т.е. обеспечивает параллельность нижней поверхности клина и верхней части стержня.

Устанавливаются концевые выводы новой конструкции, у которых применена более надёжная стеклопластиковая изоляция.

Реконструкция ротора производится в заводских условиях и включает в себя два основных мероприятия: усовершенствование системы вентиляции обмотки и повышение термической стойкости ротора к несинхронным полям статора. Кроме того, восстанавливаются изношенные детали, узлы и некоторые места на валу ротора.

Усовершенствование системы вентиляции обмотки ротора заключается в выполнении раздельного охлаждения пазовой и лобовой частей обмотки. Это достигается фрезеровкой в

каждом четвертовитке обмотки двух входных отверстий у торца бочки ротора для подачи газа соответственно в пазовую и лобовую части обмоток, а имеющиеся входные отверстия в лобовых частях обмотки используются для выхода газа из лобовых частей.

Зона выброса газа из лобовых частей отделяется от напорной зоны путем установки соответствующих стеклотекстолитовых колодок (рис. 2). При этом температура обмотки ротора снижается на 10...15 °С, в то же время при модернизированной системе охлаждения допустимая температура обмотки повышается на 5 °С в соответствии с действующими стандартами.

При реконструкции применяются все изоляционные материалы класса нагревостойкости «F», что при необходимости позволяет повысить допустимую температуру обмотки ещё на 15 °С.

В практике эксплуатации энергосистем неизбежны несимметричные режимы и режимы работы на нелинейную нагрузку. Указанные режимы могут существовать в различных комбинациях, продолжаться длительно или быть кратковременными. Кратковременные несимметричные режимы вызываются короткими замыканиями (КЗ), длительные бывают следствием несимметричной нагрузки или работы при неполнофазной передаче энергии. Наиболее распространенные нелинейные элементы – выпрямительные устройства, применяемые в линиях электропередач постоянного тока, электрометаллургическом производстве и пр.

Как при несимметричной, так и при несинусоидальной нагрузках в генераторах, работающих в энергосистеме, возникают несинхронные поля, наводящие в контурах ротора токи повышенной частоты.

Токи, наводимые в роторе, как намагничивающая сила от токов обратной последовательности, так и намагничивающая сила от высших гармоник тока статора, имеют малую глубину проникновения и замыкаются по одним и тем же путям; выделяющиеся при этом потери в контурах ротора вызывают не только дополнительный нагрев ротора, но и подкалы

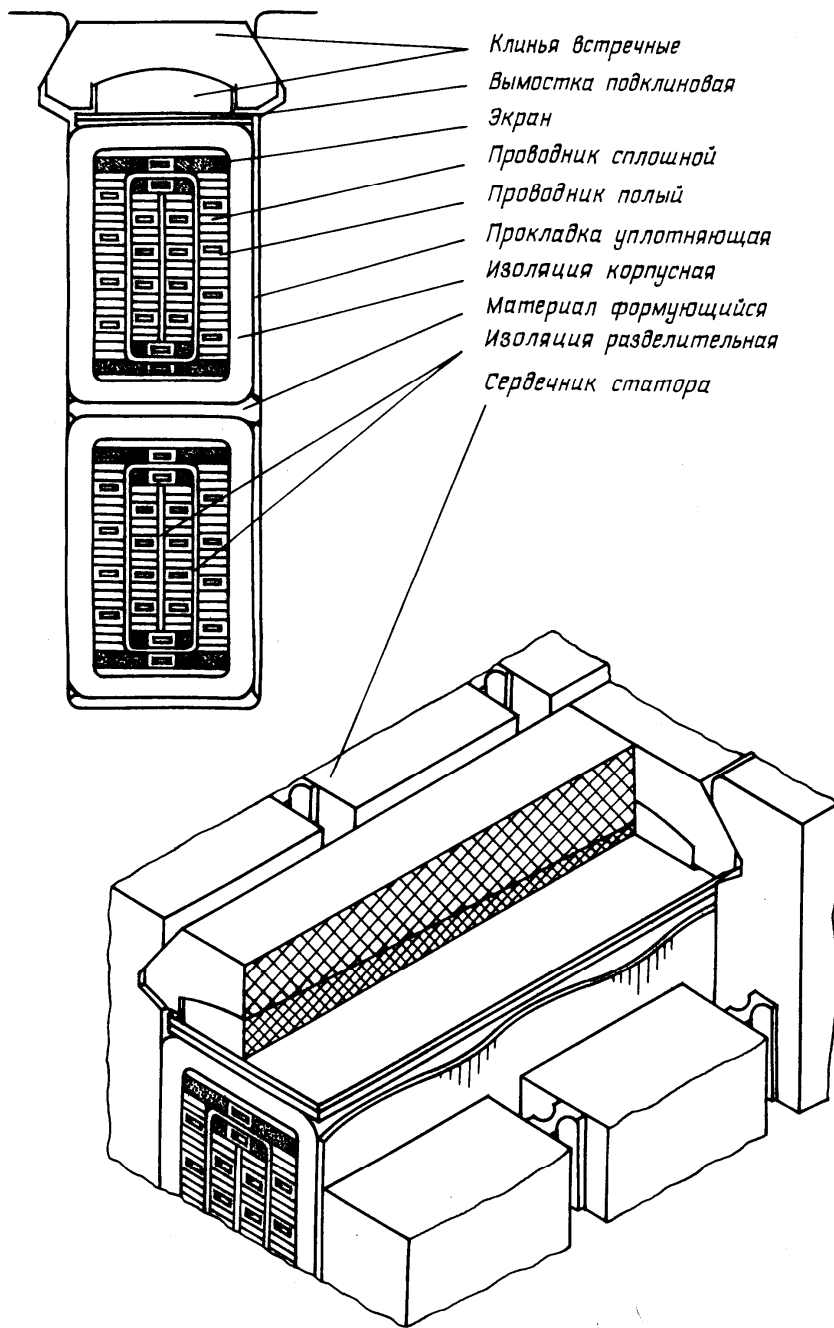


Рис. 1

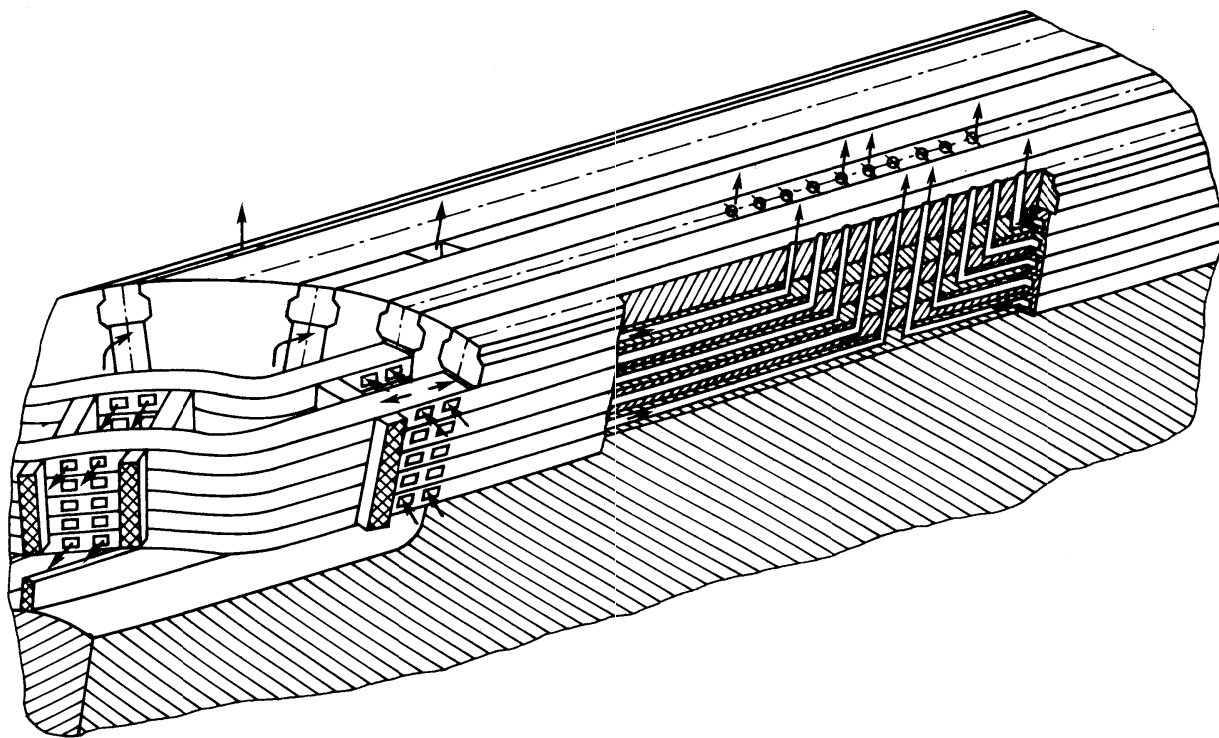


Рис. 2

и подгары в контактируемых элементах: клин – зуб, бочка ротора – бандажное кольцо. Наибольшие подгары наблюдаются в зонах больших зубцов, особенно в концевой зоне ротора.

В первых турбогенераторах мощностью 200 и 300 МВт серии ТГВ единственным мероприятием, снижающим наводимые на бочке ротора токи, было выполнение кольцевых проточек, которые оказались недостаточно эффективными при значительной несимметрии и несинусоидальности.

Заводом проведены большие теоретические и экспериментальные исследования по улучшению демпфирующих свойств ротора, особенно по защите места посадки бандажного кольца на бочку ротора.

Наиболее простым и эффективным решением было применение концевых бронзовых клиньев, устанавливаемых по обе стороны кольцевых проточек с одновременным увеличением натяга при посадке бандажного кольца. Такое решение было выполнено на двух- и четырехполюсных турбогенераторах мощностью 500 МВт. При ревизиях поверхности бочки ротора и посадочных мест ни одного случая подкалов и подгаров не наблюдалось.

Применение концевых клиньев из бронзы как в обмоточных пазах, так и в пазах большого зуба обеспечивает повышенную электропроводность концевой зоны ротора в тангенциальном направлении и высокую термостойкость ротора.

Благодаря этому мероприятию в сочетании с повышенным натягом значительно снижается вероятность появления подкалов и электроэрозии в местах посадки бандажных колец на бочку ротора.

Заклиновка как обмоточных пазов, так и пазов большого зуба со смещением стыковых зон клиньев по длине в соседних пазах исключает появление кольцевых зон из стыков клиньев, которые могли быть причиной кольцевых зон повышенного нагрева бочки ротора при несимметричных режимах и несинусоидальных токах статора.

Для снижения шума реконструирован также щеточный аппарат.

Для обеспечения надежной работы генератора, особенно в летнее время, были заменены теплообменники системы водяного охлаждения обмотки статора на теплообменники с большей теплоотводящей способностью. Кроме того, новые теплообменники более приспособлены к работе с охлаждающей водой, содержащей большое количество примесей.

С целью повышения надежности генератор также был оснащен приборами непрерывного контроля удельного электрического сопротивления дистиллята, охлаждающего обмотку статора, и величины относительной влажности водорода в корпусе генератора.

В результате реконструкции номинальная мощность турбогенератора повышена до 225 МВт, $\cos \varphi=0,85$ при неизменном избыточном давлении водорода в корпусе генератора 0,3 МПа и температуре охлаждающей воды на входе в газоохладители 33 °С. Допустимые

симметричные и несимметричные перегрузки отнесены к новой номинальной мощности. Допустимый асинхронный режим при потере возбуждения и длительно допустимый ток обратной последовательности также увеличены пропорционально росту номинальной мощности.

Допускаются также максимальная длительная нагрузка 247,5 МВт, $\cos \varphi=0,85$ при избыточном давлении водорода 0,4 МПа и температуре охлаждающей воды 20 °С. Диаграмма допустимых нагрузок реконструированного генератора представлена на рис. 3.

Благодаря тому, что интенсификация охлаждения турбогенератора при повышении номинальной мощности достигнута без дополнительных затрат электроэнергии, а также вследствие увеличения поперечного сечения меди обмотки статора, коэффициент полезного действия реконструированного генератора несколько выше, чем у базового. (Расчетное значение при температурах обмоток, соответствующих классу изоляции, приведено в таблице). Реальный коэффициент

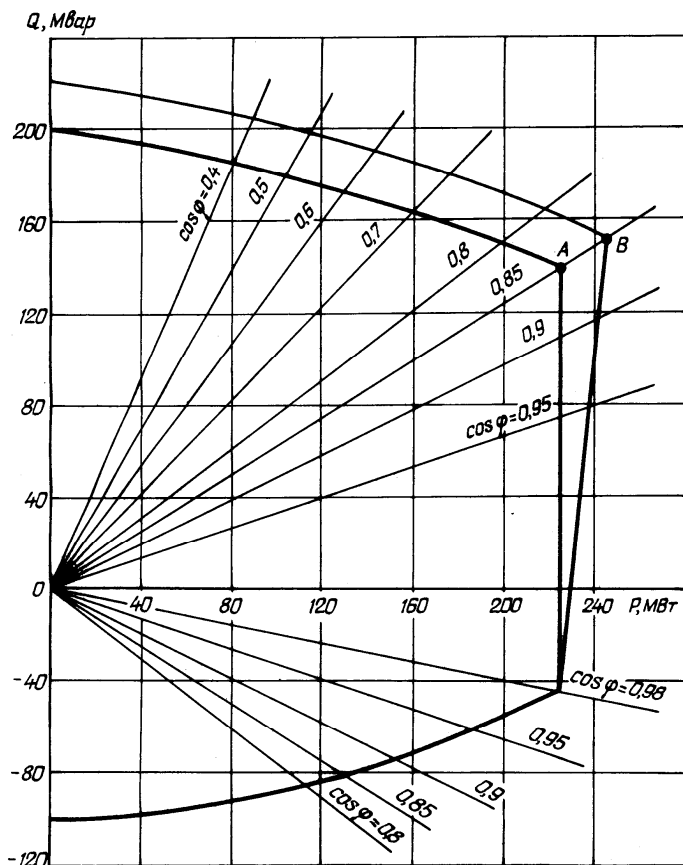


Рис. 3

коэффициент полезного действия реконструированного генератора имеет более высокое значение, т.к. рабочая температура обмотки ротора значительно ниже допустимой, в результате чего потери на возбуждение снижены.

Кроме изложенного выше генераторы можно оснастить приборами непрерывного контроля отсутствия витковых замыканий в обмотке ротора и приборами непрерывного контроля температуры контактных колец.

Описаны основные мероприятия по модернизации серийных турбогенераторов ТГВ-200М, внедрение которых позволило повысить номинальную мощность генератора с 200 до 225 МВт, расширить диапазон допустимых нагрузок, а также повысить надежность оборудования. Представлены не только конструкторские, но и технологические мероприятия. При этом модернизация была выполнена таким образом, что одновременно был повышен и коэффициент полезного действия турбогенератора. Внедрение этих мероприятий позволяет эффективно решить проблему реабилитации действующего парка турбогенераторов типа ТГВ-200М.

Basic procedures on modernization of serial Turbogenerators TGV 200M putting in to operation of which let increase the generator power from 200 up to 225 MW, extend the range of admissible loads and also increase reliability of the equipment, are described in this document. Not only design but also technological procedures are submitted. At that, modernization was performed in such a way that simultaneously also efficiency of the Turbogenerator was increased. Putting in to practice of these procedures let effectively solve the problem on rehabilitation of acting stock of

Turbogenerators type TGV-200M. A basic principle of low expense high-efficiency modernization of a turbo-generator TGV-200M which permitted to increase nominal and maximum power at constant overpressure of hydrogen and cooling water temperature is set out.

1. Зозулин Ю.В., Черемисов И.Я. Метод нормирования длительно допустимой несинусоидальной нагрузки турбогенераторов // Электротехника. – 1984. – № 10. – С. 12–14.
2. Кузьмин В.В., Зозулин Ю.В., Ракогон В.Г. и др. Особенности модернизации и продление ресурса статора действующих турбогенераторов серии ТГВ с водородным охлаждением мощностью 200 и 300 МВт // Новини енергетики. – 2001. – № 9. – С. 77–81.
3. Ливищ А.Л. Динамика сердечника статора турбогенератора с тангенциальной системой подвески // Электротехника. – 1989. – № 10. – С. 16–18.
4. Ливищ А.Л., Федоренко Г.М., Васьковский Ю.Н., Саратов В.А. Математическое моделирование распределения вихревых токов и потерь в концевой зоне ротора турбогенератора // Новини енергетики. – 2003. – № 5. – С.44–48.
5. Ливищ А.Л., Федоренко Г.М., Саратов В.А., Балицкий А.И. Эксплуатационная устойчивость и продление ресурса бандажных колец ротора мощных турбогенераторов // Новини енергетики. – 2002. – № 9. – С. 50–57.
6. Ливищ А.Л., Федоренко Г.М., Саратов В.А., Васьковский Ю.Н. Исследование вихревых токов и потерь в зубцово-клиновой зоне ротора мощного турбогенератора // Новини енергетики. – 2002. – № 4. – С. 43–49.
7. Ливищ А.Л., Федоренко Г.М., Саратов В.А., Васьковский Ю.Н. Исследование контактных сопротивлений в зоне бандажного узла ротора турбогенератора // Новини енергетики. – 2003. – № 3-4. – С. 58–63.
8. Чередник В.И., Ливищ А.Л., Зозулин Ю.В., Арипходжаев Н.Е. Модернизированный турбогенератор мощностью 325 МВт // ГЭУ. – 2006. – № 2. – С. 52–56.

Надійшла 31.08.09