



БАВИЛОВ Д.Ю., ЩЕДРОЛЮБОВ В.Л., ОАО "Энел ОГК-5";
ЛИМОНОВ В.М., МИНГАЛЕВ А.Н., Рефтинская ГРЭС;
ЧЕРЕДНИК В.И., директор, ГП завод "Электротяжмаш";
ЗОЗУЛИН Ю.В., докт. техн. наук, **КУЗЬМИН В.В.**, докт. техн. наук,
ЛИВШИЦ А.Л., канд. техн. наук, **РАКОГОН В.Г.**, АО "МЭА "ЭЛТА".

МАЛОЗАТРАТНАЯ МОДЕРНИЗАЦИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ ТГВ-300

В начале 50-х годов прошлого столетия постановлением Правительства СССР Харьковский турбогенераторный завод (ХТГЗ) был разделен на два предприятия "Электротяжмаш" и "Турбинный" в целях форсированного наращивания выпуска энергетического оборудования для вновь сооружаемых блоков тепловых электростанций (ТЭС).

На новой производственной площадке завод "Электротяжмаш" в 1959 году изготовил головной образец турбогенератора типа ТГВ-200 (200 МВт, 3000 об/мин.) с непосредственным охлаждением обмоток статора и ротора водородом с избыточным давлением 3 атм.

К моменту изготовления головного образца генератора типа ТГВ-300 в 1963 г. (300 МВт, 3000 об/мин.), завод изготовил около 20 машин типа ТГВ-200 (из них 13 поставлены на экспорт). На этих генераторах при испытании на заводе и наладке на ТЭС были отработаны и доведены важнейшие узлы новой серии, в том числе:

- тракта водородного охлаждения активной зоны;
- масляных уплотнений вала, встроенных в щиты опорных подшипников и их систем обеспечения;
- вибромеханики ротора и сердечника статора (включая подвески сердечника);
- узла контактных колец и системы возбуждения,

что было учтено при конструировании ТГВ-300.

В нем повышение мощности на 50% и переход на повышенное напряжение обмотки статора 20 кВ (против 15,75 кВ у ТГВ-200) было достигнуто за счет увеличения длины активной зоны на 20%, а ее радиальных размеров на 5 %, т. е. объем активной зоны вырос всего на 32 %.

Стендовые и эксплуатационные испытания головного образца ТГВ-300 на Приднепровской ТЭС подтвердили эффективность принятой системы водородного охлаждения, но неожиданно для разработчиков радиальная вибрация сердечника статора оказалась выше расчетной и выходящей за допустимые пределы, что никогда не наблюдалось на машинах меньшей мощности. С этими явлениями столкнулись и некоторые зару-

бежные фирмы. Анализ природы их возникновения показал, что связанный с повышением единичной мощности неизбежный рост радиальных размеров ярма при условии пониженных значений модуля упругости шихтованного сердечника статора, зависящего от целого ряда конструктивных и технологических факторов, может привести к резонансным явлениям [1, 2], когда собственная частота колебаний сердечника опасно приближается к частоте его вынужденных колебаний под действием сил магнитного тяжения в воздушном зазоре (100 Гц).

На базе обширного комплекса теоретических и экспериментальных исследований [3] были разработаны мероприятия по доводке вибромеханики сердечника статора ТГВ-300, направленные на повышение его жесткости. В условиях вынужденной необходимости сохранения штампа для вырубki сегментов внедрение этих мероприятий проводилось в несколько этапов, варианты зависели от возможных условий их реализации.

Вариант №1 — (в условиях эксплуатации) — приварка активной стали со стороны спинки к раме (внутреннему корпусу).

Вариант №2 — увеличение локальных давлений прессовки за счет введения прогрессовочных тавриков в замкнутых разделительных камерах между шихтованными пакетами.

Вариант №3 — изменение технологии вырубki сегментов сердечника (повышение жесткости сердечника за счет увеличения модуля упругости в тангенциальном направлении).

Вариант №4 — применение динамной электротехнической стали вместо анизотропной трансформаторной стали.

Последний вариант внедрен на модернизированных турбогенераторах типа ТГВ-325-2А [4].

Серьезные проблемы вызвала и доводка ротора турбогенератора. Уменьшение числа рабочих пазов с 40 (в первоначально спроектированном роторе) до 36 вызвало резкий рост неравножесткости ротора и, как следствие, недопустимую вибрацию подшипников и конца вала.

Пришлось как на новых роторах, так и на находящихся в эксплуатации, выполнить дополнительные продольные пазы в большом зубе ротора и заполнить их сталью.

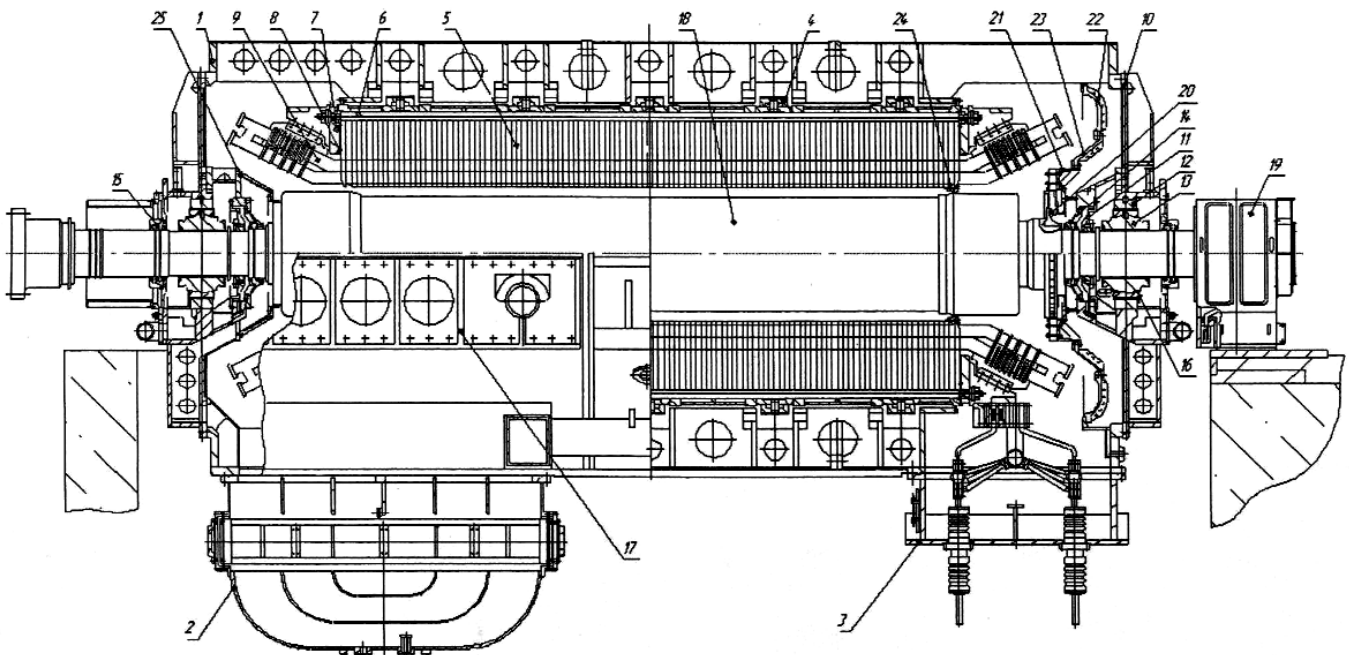


Рис. 1. Продольный разрез турбогенератора ТГВ-300. 1 — корпус статора; 2 — коробка газоохладителей; 3 — коробка выводов; 4 — подвеска сердечника; 5 — сердечник статора; 6 — стяжная призма; 7 — фланец нажимной; 8 — медный экран; 9 — обмотка статора; 10 — щит наружный; 11 — уплотнение вала; 12 — обойма; 13 — вкладыш; 14 — маслоуловитель внутренний; 15 — маслоуловитель наружный; 16 — установка гидроподъема; 17 — лапа; 18 — ротор; 19 — аппарат щеткодержателей; 20 — компрессор; 21 — диффузор; 22 — щит внутренний; 23 — щит промежуточный; 24 — уплотнение воздушного зазора; 25 — кожух перепускной

Завод "Электротяжмаш" с 1963 года выпустил свыше 80 турбогенераторов типа ТГВ-300, которые установлены на крупнейших тепловых электростанциях Украины, России и Казахстана.

Большинство энергоблоков с турбогенераторами типа ТГВ-300 были введены в эксплуатацию до конца первой половины 70-х годов прошлого столетия, они практически выработали регламентированный ресурс и требуют поузловой модернизации или замены.

При решении вопроса по какому пути решать отмеченную проблему следует учитывать следующие мировые тенденции и объективные обстоятельства.

По данным статистики общесоюзной фирмы ОРГРЭС [5], после нескольких лет периода доводки, турбогенераторы ТГВ-300 заняли лидирующее место среди парка союзных машин мощностью 100—800 МВт по показателям надежности — их коэффициент готовности (КГ) в течение ряда лет находился на уровне 99,89 % (по ГОСТ 533-2000 — не ниже 99,5 %) — при общей наработке свыше 2000 генераторолет. Эта тенденция сохраняется и в настоящее время, несмотря на то, что наработка многих машин превысила 40 лет.

В зарубежной практике используется более наглядный показатель — коэффициент вынужденных остановок (КВО) (FOR), представляющий собой разность

$$K_{\text{во}} = 100 - K_{\text{г}},$$

где $K_{\text{г}}$ — коэффициент готовности. На базе этого показателя для ТГВ-300

$$K_{\text{во}} = 0,11 \%$$

при предельно допустимом значении 0,5 %, что почти в 5 раз выше требований стандарта.

При прочих равноценных конструктивных решениях определяющим фактором здесь послужила система непосредственного водородного охлаждения обмотки статора — более надежная, чем система водяного охлаждения, которая в 70-х годах прошлого века получила широкое распространение в турбогенераторах упомянутого диапазона единичных мощностей.

Во-первых, системе водяного охлаждения, несмотря на её несомненно более высокую эффективность отвода потерь из обмотки статора, оказался присущ ряд новых специфических недостатков. Новые дефекты стали появляться вследствие потери герметичности водяного тракта охлаждения и, что еще более опасно — повышенной вероятности нарушения циркуляции воды в отдельных его параллельных ветвях.

Во-вторых, необходимость своевременного обнаружения и устранения таких дефектов многократно усложнила систему контроля и диагностики, потребовала введения новых средств поддержания параметров водного режима (удельное сопротивление, pH, расход воды и т. п.), увеличила объем сервисного обслуживания при эксплуатации и ремонте.

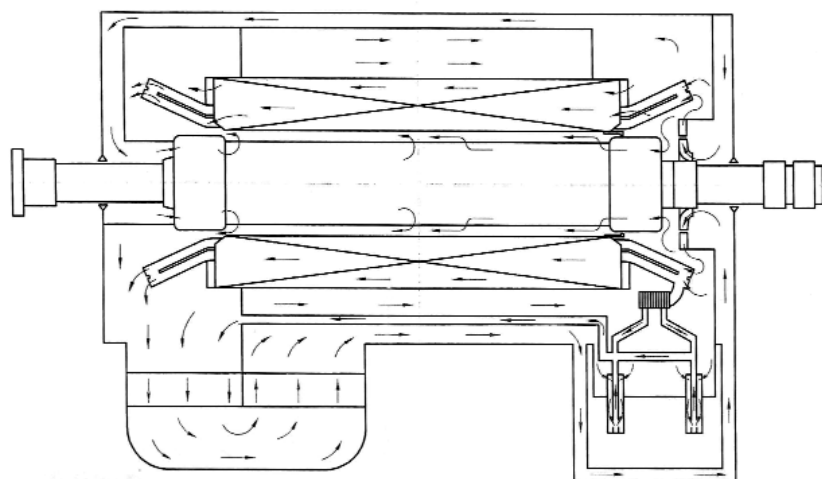


Рис. 2. Схема вентиляции турбогенератора ТГВ-300

Наконец, в третьих, машины с водородным охлаждением обмотки статора вследствие пониженных плотностей тока, а турбогенераторы ТГВ-300 к тому же еще и благодаря более близкому температурному состоянию обмотки и стали сердечника статора, охлаждаемых параллельными аксиальными потоками водорода, — эти машины оказались более устойчивыми к негативным воздействиям маневренных режимов работы.

Вследствие отмеченных преимуществ "чисто водородных" турбогенераторов в конце XX века наметилась устойчивая тенденция выполнения работ по повышению их единичной мощности [6].

Так, в конце 90-х годов на ТЭС "Шварце Пумпе" (Германия) были введены в эксплуатацию два генератора по 800 МВт при 3000 об/мин,

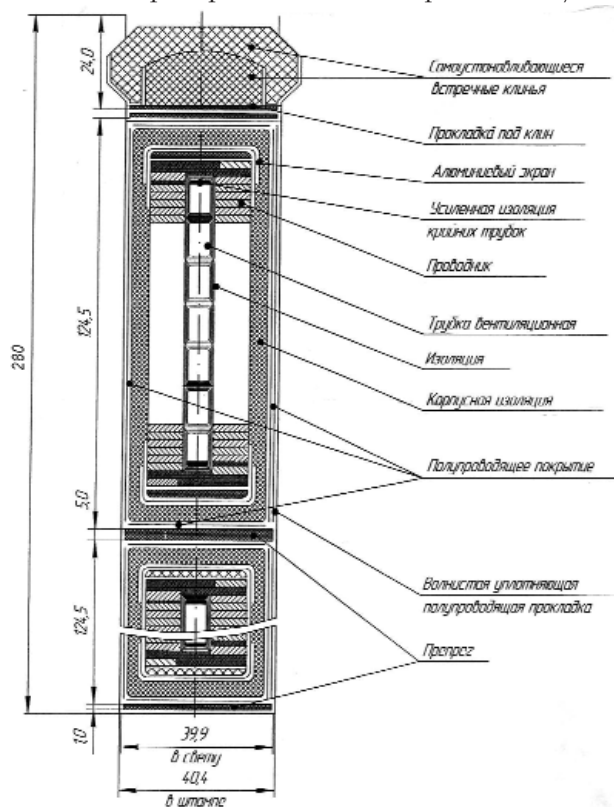


Рис. 3. Заполнение паза статора турбогенератора ТГВ-300

с непосредственным водородным охлаждением обмотки статора. Ввиду большой аксиальной длины стержней циркуляция водорода через обмотку осуществляется многоступенчатым осевым вентилятором.

Параллельно наметилась тенденция возврата к косвенному водородному охлаждению обмотки статора. За счет применения новых типов высоковольтной изоляции с повышенной теплопроводностью фирмы "Тошиба" и "Дженерал Электрик" [7] освоили серийный выпуск турбогенераторов среднего класса мощности (от 500 МВА); они считают реальным по-

вышение единичной мощности таких машин до 700 МВА..

О нарастающем спросе энергетического рынка на такие машины свидетельствует и доклад А1-102 на сессии СИГРЭ-2010 [7].

Первый генератор ТГВ-300 для Рефтинской ГРЭС был изготовлен в 1968 году с учетом опыта доводки предыдущих двух десятков таких машин, изготовленных заводом. К 1975 году завод "Электротяжмаш" изготовил еще 5 генераторов этого типа для первой очереди Рефтинской ГРЭС. В дальнейшем завод стал поставлять статоры, модернизированные по вариантам № 2 и № 3 (Рис. 1), а впоследствии и по варианту № 4.

Турбогенератор типа ТГВ-300 имеет непосредственное водородное охлаждение всех активных частей. Схема вентиляции турбогенератора представлена на Рис. 2. Обмотка статора охлаждается с помощью немагнитных вентиляционных трубок, заложенных между двумя рядами медных элементарных проводников. Разрез паза статора представлен на Рис. 3. Обмотка ротора охлаждается через каналы, выполненные в её полувитках, при этом пазная и лобовая части обмотки охлаждаются отдельно (Рис. 4). Сердечник статора охлаждается через аксиальные вентиляционные каналы, выполненные как в спинке, так и в зубцах сердечника. Циркуляция газа внутри корпуса осуществляется с помощью центробежного компрессора, установленного на валу ротора со стороны контактных колец. Охлаждение нагретого водорода происходит в 3-х специальных газоохладителях, расположенных горизонтально в коробке, установленной под генератором на стороне турбины. Оно осуществляется по двухходовой схеме, что усложняет систему уплотнения газоохладителей.

У некоторых турбогенераторов типа ТГВ-300, выполненных с радиальными каналами, со време-



нем возникает протечка горячего водорода из охлаждающих аксиальных каналов сердечника статора в радиальные. Вследствие этого явления происходит как снижение эффективности охлаждения сердечника статора, так и подмешивание нагретого водорода к холодному газу, что также ведет к повышению температуры охлаждающего газа и увеличению нагрева обмоток статора и ротора.

Обнаружены также повышенный расход охлаждающего газа из зоны высокого давления водорода в сторону воздушного зазора и протечки водорода через уплотняющие элементы газоохладителей.

Из-за перечисленных отклонений параметров вентиляционной сети от расчетных снижается напор компрессора с уменьшением расхода газа через охлаждающие каналы обмоток и сердечника, что приводит к росту нагрева активных частей генератора и в некоторых случаях к ограничению его мощности. Для турбогенераторов, у которых были применены изоляционные материалы обмоток более высокого класса нагревостойкости, с целью исключения необходимости ограничения мощности заведомо были повышены значения допустимых в эксплуатации температур активных частей.

АО "МЭА "ЭЛТА" совместно с ГП "Электротяжмаш" были разработаны и внедрены на блоке № 1 Рефтинской ГРЭС мероприятия, исключая вышеперечисленные явления.

При модернизации генератора были реализованы следующие мероприятия:

- исключены протечки газа через радиальные каналы сердечника статора с помощью установки специальных заглушек;
- в торцах сердечника исключены протечки газа через зазор между корпусом статора и рамой сердечника установкой спиральных кольцевых уплотняющих элементов;
- уменьшен расход охлаждающего водорода в сторону воздушного зазора установкой уплотнения воздушного зазора новой конструкции;
- устранены протечки газа мимо газоохладителей более качественной сборкой этого узла (в дальнейшем рассматривается возможность применения герметиков).

Тепловое состояние генератора в результате модернизации значительно улучшилось: в режиме номинальной нагрузки и при давлении водорода 3 ати **снизились температуры сердечника статора на 12°C; обмоток статора и ротора бо-**

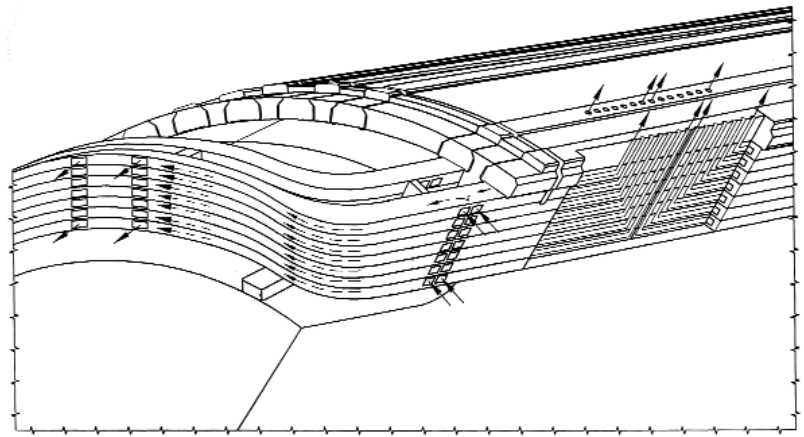


Рис. 4. Схема вентиляции ротора турбогенератора ТГВ-300

лее, чем на 6°C. О существенном улучшении системы вентиляции генератора свидетельствует снижение подогрева газа на пути от выхода из газоохладителей до входа в компрессор на 9°C. Это соответствовало ожиданиям проектировщиков.

Наряду с мероприятиями, позволяющими улучшить тепловое состояние статора, повышение мощности и продление срока службы турбогенератора потребовало разработки решений, позволяющих обеспечить длительную надежность и долговечность ротора, и повысить термическую стойкость ротора к несинхронным полям.

В турбогенераторах завода "Электротяжмаш" пазы, в которых уложена обмотка возбуждения, заклиниваются дюралюминиевыми клиньями, материал ДТ16. Клинья устанавливаются в пазах с зазором между ними около 1 мм. Так как все клинья, кроме концевых, имеют одинаковую длину, то все стыки располагаются в одних сечениях, удаленных друг от друга на расстояния, равные длине клина.

Для выравнивания жесткости ротора относительно продольной и поперечной осей в больших зубцах, образующих полюса, выполняются продольные пазы, которые заклиниваются стальными клиньями. Это мероприятие значительно снижает вибрацию ротора двойной частоты. **В турбогенераторах 300 МВт и более пазы большого зубца заполняются магнитным материалом для сохранения магнитной проводимости больших зубцов.** Клинья выполняются такой же длины, как и клинья обмоточных пазов, и их стыки располагаются в тех же поперечных сечениях.

Несимметричные нагрузки вызывают появление в турбогенераторе обратновращающегося поля, а несинусоидальная — систему несинхронных прямо- и обратновращающихся высших гармоник магнитного поля статора.

Эти несинхронные поля наводят в зубцах и клиньях ротора токи частоты 100 Гц и более. В ак-

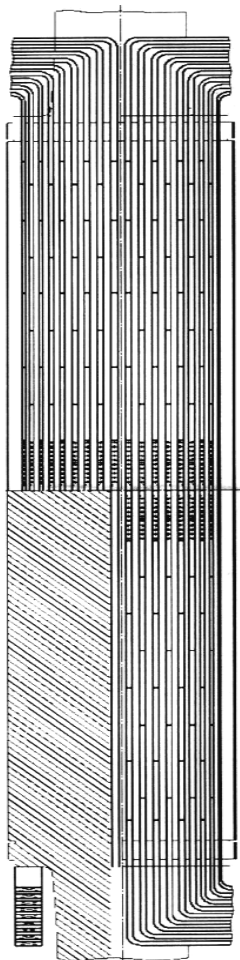


Рис. 5.
Усовершенствованная
схема клиновки
обмотанных пазов
турбогенератора ТГВ-300

тивной зоне токи протекают в аксиальном направлении; имея высокую частоту, токи протекают в поверхностном слое ротора. Вследствие наличия стыков между клиньями, токи, наведенные в клиньях, перетекают из клиньев в зубцы и обратно, преодолевая контактные сопротивления. Поэтому в зонах стыков клиньев наблюдается повышенный нагрев, а при значительной несимметрии или несинусоидальности возможны подгары и подкалы зубцов. Исследования показали, что наиболее неблагоприятный контакт (в данном случае) это контакт типа "сталь—сталь", т. е. в больших зубцах ротора. В процессе эксплуатации турбогенераторов были случаи появления поперечных трещин в роторах в сечениях, где расположены стыки клиньев. Для исключения этого явления разработана специальная схема клиновки как обмотанных пазов, так и пазов большого зубца (в шахматном порядке).

Схемы представлены на Рис. 5, 6.

В концевых частях токи, наведенные на поверхности ротора, с полюса на полюс замыкаются по трем путям. В тангенциальном направлении по поверхности ротора через стыки зубцов и клиньев; через бандажные кольца ротора, дважды проходя через посадочную поверхность, и в самом торце бочки ротора под дном пазов.

Проходя через контактные поверхности, токи вызывают в этих местах повышенный нагрев,

подкалы, подгары и оплавления. Выполненная в концевой зоне кольцевая проточка в недостаточной степени снижает токи, замыкающиеся в концевой зоне. Поэтому часто приходится выполнять ремонт посадочных поверхностей, а иногда и менять бандажные кольца.

Исследования, проведенные на заводе, и опыт эксплуатации турбогенераторов мощностью 500 МВт показали, что **выполнение концевых клиньев как обмоточных пазов, так и пазов большого зуба из бронзы практически исключает появление повышенного нагрева и последствия контактных явлений.** Это объясняется как существенно меньшим значением контактного сопротивления пары "бронза—сталь" по сравнению с контактными сопротивлениями пар "дюралюминий—сталь" и "сталь—сталь", так и большей теплостойкостью бронзы по сравнению с дюралюминием.

Длительный опыт эксплуатации турбогенераторов и более детальные расчеты прочности бандажных узлов турбогенераторов показали, что надежность их определяется не только отсутствием коррозионного повреждения, но и в значительной степени правильным выбором натягов бандажных колец по посадке на ротор и центрирующее кольцо. Недостаточность посадочного натяга на бочку ротора вызывает возникновение дополнительных к растягивающим весьма значительных изгибных напряжений, особенно в месте посадки бандажного кольца вблизи большого зуба бочки ротора. Надежность эксплуатации бандажного узла обеспечивается монолитностью посадочных соединений во всех режимах эксплуатации турбогенератора.

Для турбогенератора серии ТГВ величина натяга была увеличена до 2,09 ... 2,3 мм. При модернизации роторов с заменой бандажных колец эта нормативная величина натяга выдерживается.

Замена бандажных колец для получения увеличенного натяга осуществляется двумя вариантами.

Первый — использование новых поковок, когда на старом кольце обнаружен не только ослабленный натяг, но и повреждение контактной посадочной поверхности и повреждение других поверхностей в виде подгаров, микротрещин и пр. не поддающихся ремонту и восстановлению.

Второй — использование эксплуатируемых бандажных колец с их последующей реконструкцией.

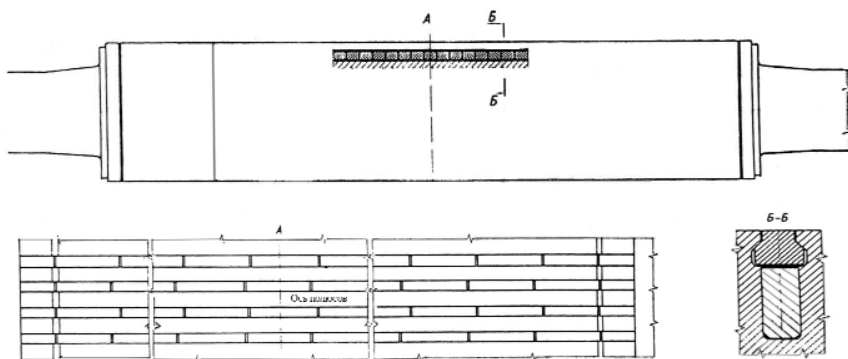


Рис. 6. Усовершенствованная схема клиновки пазов большого зуба ротора турбогенератора ТГВ-300



Реконструкции подвергаются бандажные кольца с уменьшенным натягом и повреждением посадочных поверхностей, у которых проверены или исправлены неисправности. В этом случае после механообработки бандажного кольца и ротора в районе основной посадки устанавливается промежуточное кольцо, изготовленное из бандажного кольца меньшего диаметра; вместо установки промежуточного кольца возможно выполнение металлического напыления.

При замене бандажных колец необходимо заменять концевые клинья из дюралевого сплава на клинья из бронзового сплава, улучшающие качества демпферной системы ротора.

Однако предпочтительным является вариант замены бандажных колец на коррозионностойкие с увеличенным натягом.

При модернизации генераторов типа ТГВ-300 рекомендуется также выполнять и модернизацию щеточных аппаратов.

Вместо улитки со спиральной камерой имеющей "язык" на выбросе горячего воздуха, устанавливается шумопоглощающий кожух. Малый зазор, который существует между вентилятором и языком, сильно увеличивает шум при работе вентилятора. Установка же вместо улитки шумопоглощающего кожуха уменьшает скорость выброса воздуха, увеличивает расход воздуха для охлаждения щеток и контактных колец, снижает уровень шума.

Применяются щеткодержатели со спиральной пружиной практически постоянного нажатия по мере срабатывания щеток, за счет чего последние работают в оптимальном режиме со значительно меньшим искрением и меньшей степенью срабатывания.

Кроме того при модернизации турбогенераторов серии ТГВ применяются концевые выводы с использованием стеклопластиковых изоляторов. Изоляторы такого типа негигроскопичны, более термостойки, газоплотны и обладают более высокой электрической и механической прочностью по сравнению с выводами прежней конструкции. Длительный опыт эксплуатации таких выводов (более 10 лет) показал их высокую надежность. Они установлены на ряде турбогенераторов ТГВ-200-М, ТГВ-300, ТГВ-500.

В настоящее время внедрены дополнительные диагностические средства, обеспечивающие дальнейшее повышение надежности турбогенераторов:

- непрерывный контроль влажности водорода;
- контроль появления витковых замыканий в обмотке ротора;
- аэродинамическая балансировка роторов.

Опыт, накопленный в процессе выполнения работ по модернизации и результаты испытаний генератора ТГВ-300 ст. №1 Рефтинской ГРЭС и Зуевской ГРЭС, свидетельствует о том, что малозатратная модернизация (расходы на неё в 10 раз ниже, чем на закупку и монтаж новой машины) позволяет решить ряд актуальных проблем, которые обычно входят в перечень задач "реабилитации", включая:

- увеличение номинальной мощности до 325 МВт;
- расширение диапазона допустимых нагрузок;
- продление срока службы;
- повышение показателей эксплуатационной надежности.

Такую модернизацию необходимо провести на всех турбогенераторах типа ТГВ-300, имеющих "радиальные каналы". Для турбогенераторов типа ТГВ-300 без "радиальных каналов" могут быть предложены соответствующие мероприятия, обеспечивающие снижение нагрева активных частей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Качера Я. Вибрация ярма статора у двухполюсных турбогенераторов // "Elektrotechn. Obzor". — 1963. — 52. — № 8.
2. Walker J.H., Rogers G.I., Jackson R.L. Pressing and clamping laminated cores // "Proc. IEE". — 1964. — 111. — № 3.
3. Станиславский Л.Я., Гаврилов Л.Г., Остерник Э.С. Вибрационная надежность мощных турбогенераторов. — М.: Энергия, 1975.
4. Чередник В.И., Зозулин Ю.В., Лившиц А.Л. Арипхаджаев Н.Э. Модернизированный турбогенератор мощностью 325 МВт. // Гидроэнергетика Украины. — 2006. — № 2. — С. 52–56
5. Кузьмин В.В., Федоренко Г.М. Вклад науки в развитие производства на заводе "Электротяжмаш" // Гидроэнергетика Украины. — 2006. — № 2. — С.18 – 26
6. Алексеев Б.А. Турбогенераторы большой мощности в докладах СИГРЭ 2000–2004 гг. // Электро. — 2006. — № 2.
7. Katayama H., Kakiuchi M., et al. Development and production of the world's largest capacity 2p-671MVA and 4p-370 MVA hydrogen-cooled turbo-generators for a 60HZ-900MW cross-compound thermal power plant/ — Rapport AI-102, CIGRE-2010.

