

ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС

Атомні електростанції для України залишаються основними електрогенеруючими підприємствами. Тому проведення робіт по забезпеченню їх надійності і оптимізації режимів роботи актуально. Надійна робота АЕС – важлива технічна, економічна і екологічна проблема, рішення якої багато в чому визначається надійністю роботи електроустаткування, а саме, надійністю роботи електродвигунів приводів технологічних процесів АЕС.

Атомные электростанции для Украины остаются основными электрогенерирующими предприятиями. Поэтому проведение работ по обеспечению их надежности и оптимизации режимов работы актуально. Надежная работа АЭС – важная техническая, экономическая и экологическая проблема, решение которой во многом определяется надежностью работы электрооборудования, а именно, надежностью работы электродвигателей приводов технологических процессов АЭС.

Атомные электростанции (АЭС) конкурентоспособны и превосходят по энерговыработке и безопасности тепловые электростанции (ТЭС) на органическом топливе, а единичные мощности агрегатов АЭС давно превысили суммарную мощность установленных на ТЭС генераторов. В настоящее время АЭС вырабатывают примерно 45 % всей производимой в мире электроэнергии. На территории Украины расположены четыре АЭС, доля вырабатываемой на них электроэнергии составляет около 52 % электроэнергии, вырабатываемой в Украине [1, 2].

К преимуществам атомной энергетики следует отнести то, что, при нормальной эксплуатации, не выбрасывает в атмосферу оксиды серы и азота, приводящих к кислотным дождям, а также газы, вызывающие парниковый эффект. Поэтому можно считать, что АЭС – достаточно оптимальные источники электроэнергии, которые наносят меньший ущерб экологии Земли, чем ТЭС. Кроме этого, к преимуществам АЭС необходимо отнести и достаточно низкую себестоимость вырабатываемой электроэнергии, а также возможность размещения АЭС в местах плотного проживания потребителей [2].

Вместе с тем развитие ядерной энергетики выдвинуло серьезную проблему – необходимость вести постоянную работу по предотвращению аварий на АЭС, т.к. технические системы большой сложности и большой мощности, к которым и относятся объекты ядерной энергетики, имеют определенную степень риска возникновения аварий. При этом даже единичная авария может иметь катастрофические последствия. К сожалению, почти шестидесятилетняя история ядерной энергетики характеризуется не только крупными достижениями, но и рядом аварий, самыми тяжелыми из которых являются аварии на АЭС "Три-Майл-Айленд" (США, 1979 г.) и Чернобыльской АЭС (СССР, 1986 г.), а теперь и авария на АЭС Фукусима-1 – крупная радиационная авария 7-го уровня по шкале INES, которая произошла 11 марта 2011 г. в результате сильнейшего землетрясения в Японии и последовавшего за ним цунами. Землетрясение и удар цунами вывели из строя внешние резервные средства электроснабжения, что явилось причиной отказа всех систем нормального и аварийного охлаждения и привело к расплавлению активной зоны реакторов на трех энергоблоках (из 6 энергоблоков электростанции) уже в первые дни развития аварии [2].

Обеспечение крупномасштабного развития

атомной энергетики требует разработки и внедрения новых ядерных технологий, способных взять на себя удовлетворение существенной части прироста электроэнергетических мощностей в стране, стабилизируя (или снижая) при этом потребление органических видов топлива. Проверка выполнения обязательств в рамках соглашений по международной политике нераспространения ядерного оружия и мирного использования атомной энергии является одной из главных задач Международного агентства по ядерной энергии, (МАГАТЭ), созданного в 1957 году по решению Генеральной ассамблеи ООН. Членами этой организации выступают свыше 150 государств мира. Соглашение между Украиной и МАГАТЭ о применении гарантий было подписано в 1995 г. в Вене после присоединения нашей страны к Договору о нераспространении ядерного оружия.

По оценкам МАГАТЭ, НАЭК Украины "Энергоатом" "Запорожская АЭС" (одна из 4-х АЭС Украины) признана одной из трех лучших станций мира, на которой полностью достигнуты цель и гарантии агентства. Их основные задачи включают в себя проверку выполнения взятых государствами обязательств по нераспространению ядерных материалов, строгий контроль над их движением и невозможностью несанкционированного доступа. Включение Запорожской АЭС в тройку лучших ядерных установок мира, означает, что из множества ядерных объектов украинская станция, наряду с двумя другими в мире, лидировала в части обеспечения полного выполнения гарантий. Столь высокую оценку украинская атомная станция получила впервые. Но за 25 лет эксплуатации крупнейшая в Европе АЭС неоднократно добивалась высоких международных оценок результатов своей деятельности в различных областях, зарекомендовав себя надежным, безопасным, экономически выгодным и экологически чистым предприятием. На ЗАЭС впервые в 1992 г. был введен в действие полномасштабный тренажер для обучения оперативного персонала. Наряду с этим одной из главных проблем ЗАЭС по-прежнему остается содержание сухого хранилища отработанного ядерного топлива (СХОЯТ). Остальные АЭС Украины также основной задачей своей деятельности считают обеспечение надежной и безопасной работы.

Повышение маневренности и надежности энергоблоков АЭС может быть достигнуто при надлежа-

щем решении задачи тепловой защиты всего комплекса оборудования. В настоящее время подход к тепловой защите электродвигателей только путем нормирования тепловых потерь и температуры изолированной поверхности является недостаточным, хотя это позволяет поддерживать потери тепла на необходимом уровне. Нельзя пренебрегать значением тепловой защиты с точки зрения влияния ее на распределение температур при различных режимах работы оборудования. Это особенно четко проявляется в условиях стационарного режима и остывания, кроме того, играет существенную роль при формировании температурных полей в пусковых режимах [3]. Это требует создание надежной, точной, быстродействующей системы температурного контроля. Различные температурные состояния элементов и узлов энергоблока в одни и те же моменты времени остывания существенно увеличивают затраты на эксплуатацию оборудования блока и продолжительность пуска турбины и турбогенератора (ТГ).

При проведении проверки теплового состояния электродвигателей используют различные средства измерений:

- эталонные ртутные стеклянные термометры 2-го разряда;
- эталонные платинородий-платиновые термоэлектрические преобразователи (ТП) типа ППО 1, 2 и 3-го разрядов;
- эталонные платинородиевые ТП типа ПРО2-го и 3-го разрядов;
- поверочная установка, включающая в себя двухрядный или однорядный потенциометр постоянного тока класса точности не ниже 0,01;
- современные микропроцессорные средства измерений термо-ЭДС (ТЭДС) рабочих ТП.

При этом возникает необходимость исследовать условия эксплуатации и режимы работы энергоблока. Одним из таких режимов является эксплуатация с минимальными термоциклическими напряжениями оборудования, за счёт уменьшения циклических изменений температур и давления. Значимость оценки состояния термоизоляции двигателей блока АЭС в настоящее время существенно возрастает в связи с резким ростом частых остановов и пусков. Достаточно быстрый темп остывания различных узлов и деталей двигателей способствует более глубокому остыванию в период коротких остановов, а, следовательно, ограничивает скорость последующего пуска. В настоящее время подход к тепловой защите электродвигателей (ЭД) только путем нормирования тепловых потерь и температуры изолированной поверхности является недостаточным, хотя это позволяет поддерживать потери тепла на необходимом уровне [4].

Повышение маневренности и надежности энергоблоков в условиях частых остановов и пусков, очевидно, может быть достигнуто при надлежащем решении задачи тепловой защиты всего комплекса электрооборудования. Тепловая защита ЭД энергоблоков должна выполняться с учетом всех перечисленных факторов. Поэтому проектирование теплозащиты необходимо осуществлять в несколько этапов.

На первом этапе определяется перечень узлов ЭД, влияющих на маневренность работы блока, потом выполняются предварительные тепловые расчеты по определению конструкции и толщины термоизолято-

ра с учетом нормативных потерь тепла и температуры поверхностей. Структурная схема расчета термоизоляции ЭД, влияющая на надежность оборудования и маневренность работы блока, показана на рис. 1.

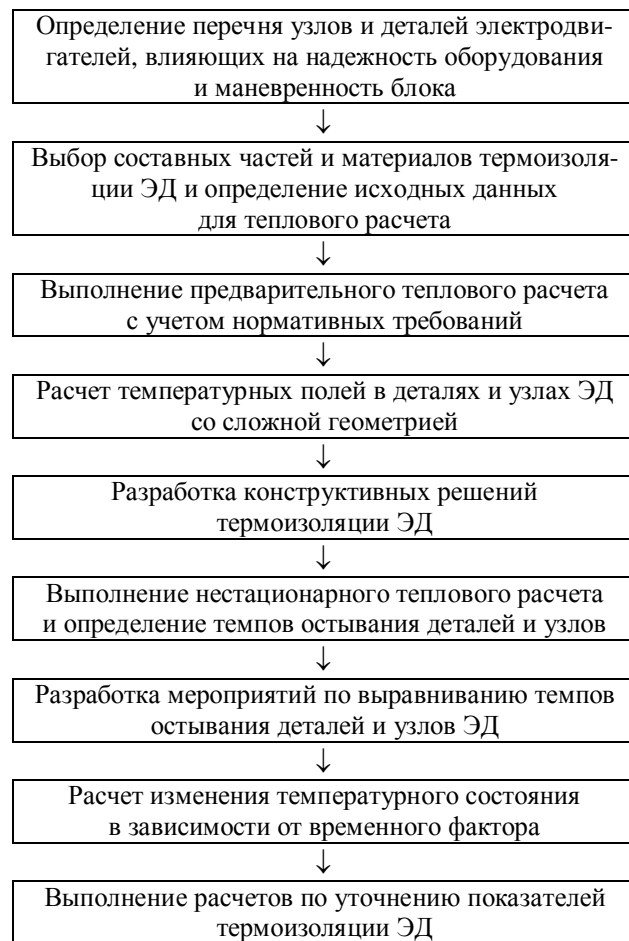


Рис. 1. Перечень узлов и деталей электродвигателей, влияющих на надежность и маневренность блока

Следующим этапом является проверка выполнения условий равномерности распределения температурных полей в деталях и узлах со сложной геометрией, в случае несоблюдения этих условий необходимо провести дополнительные конструктивные и тепловые расчеты.

Контроль технического состояния ТГ обычно сводится к контролю температуры наиболее ответственных узлов машины: обмоток, стали сердечника, хладагентов и т.д. Реально этот контроль состоит в сравнении текущих температур с их предельно допустимыми значениями – "уставками", при достижении которых на щит управления выдается предупредительный сигнал. Далее оператор должен принимать решение об остановке машины, ограничении нагрузки и т.д. При огромном потоке информации, поступающей на щит управления от различных систем, велика вероятность неправильной ее интерпретации и, как следствие, принятия оператором ошибочного решения, что может привести к тяжелым авариям и дорогостоящему ремонту. Примеров подобных инцидентов в практике эксплуатации мощных ТГ достаточно.

Вместе с тем проведенные исследования показывают, что рациональное использование и целенаправленная обработка оперативной информации, поступающей от штатных систем контроля, позволяют объектив-

но оценивать техническое и, в первую очередь, тепловое состояние активных элементов машины, определять их остаточный ресурс и по реальному состоянию планировать проведение ремонтно-восстановительных работ.

Это можно рассматривать как первый этап перехода к прогрессивной технологии обслуживания и ремонта электротехнического оборудования энергоблоков электростанций по его реальному техническому состоянию, вместо применяемой сейчас технологии планово-предупредительных ремонтов, когда обслуживание оборудования проводится по временному графику – по наработке.

Современная методика оценки теплового состояния ТГ и его систем, основана на целенаправленной обработке оперативной информации, поступающей от штатных средств контроля машины, которая позволяет, [5]:

- выявлять термометры сопротивления штатной системы термоконтроля ТГ, показания которых, по тем или иным причинам (повреждение термометра, каналов связи и пр.), являются недостоверными, требующими замены или ремонта;
- оценивать качество работы системы охлаждения ТГ: газоохладителей, теплообменников дистиллята, системы газового охлаждения в целом;
- оценивать тепловое состояние обмотки статора ТГ;
- выявлять термические дефекты обмотки статора ТГ;
- оценивать тепловое состояние сердечника статора ТГ;
- оценивать тепловое состояние обмотки ротора ТГ;
- проверять качество работы воздухоохладителей системы охлаждения.

Периодическая оценка эксплуатационного состояния ТГ не заменяет функции штатных систем контроля, а дополняет последние информацией диагностического характера. Эксплуатационная оценка технического состояния ТГ выполняется по результатам анализа диагностических параметров и заключается в сравнении текущих значений последних с их исходными (базовыми) значениями, полученными на заведомо исправной машине при пусконаладочных испытаниях или сразу после последнего капитального ремонта. Сравнение проводится с учетом принятых нормативов на допустимые различия текущих и исходных значений.

В качестве диагностических приняты значения параметров математических моделей, учитывающих реальную конструкцию элементов и узлов машины, характер протекания в них теплообменных процессов и описывающих показания термометров штатной системы термоконтроля ТГ в зависимости от режима нагружения машины, а также температур хладагентов – водорода и дистиллята, – в пределах контролируемой зоны:

$$\Theta_i = f(U, I, \theta_r, \theta_d), \text{ } ^\circ\text{C} \quad (1)$$

где Θ_i , $^\circ\text{C}$ – температура, зафиксированная термометром сопротивления в контролируемой зоне; U , V и I , A – параметры режима нагружения ТГ; θ_r , θ_d , $^\circ\text{C}$ – температура водорода и дистиллята в контролируемой зоне.

Если же тепловые потери в узле отсутствуют (газоохладители, теплообменники дистиллята), то математическая модель представляет собой зависимость между соответствующими температурами хладагентов.

Рассмотрим модель для термометров сопротивления, контролирующих температуру стержней об-

мотки статора и расположенных между стержнями, представляет собой регрессионную зависимость вида

$$\Theta_i = A_1 \cdot I_2 + A_2 \theta_r + A_3 \theta_d, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (2)$$

а для газоохладителя ТГ соответственно

$$\Theta_{Dr} - \Theta_{Хг} = B(\Theta_{Гвг} - \Theta_{Хвг}), \quad (3)$$

где Θ_{Dr} , $\Theta_{Хг}$ – температура водорода до и после газоохладителя; $\Theta_{Гвг}$, $\Theta_{Хвг}$ – температура охлаждающей воды (дистиллята) на выходе и на входе газоохладителя, соответственно.

Аналогично модель для термометров сопротивления, расположенных на дне паза, описанная выражением (2), дополняется составляющей, учитывающей наличие контакта со сталью ($A_i U^2$), а для теплообменника дистиллята имеет вид (3) и связывает температуры дистиллята на входе и выходе и температуру охлаждающей воды. При этом принимается, что тепловые потери в меди обмотки пропорциональны квадрату тока статора, а потери в стали пакетов сердечника – квадрату напряжения на зажимах обмотки.

Коэффициенты математических моделей A_i и B_i , описанных в (2) и (3), отражают характер и интенсивность протекания теплообменных процессов в контролируемой зоне и являются диагностическими параметрами, анализ изменения которых позволяет выявить возникающие нарушения и дефекты, проследить темп их развития. Значения этих коэффициентов определяются методами регрессионного анализа по значениям режимных параметров и показаниям штатной системы термоконтроля ТГ, зафиксированным в нескольких (не меньше четырех), установившихся по нагреву, режимах нагружения машины, отличающихся, как параметрами нагрузки, так и температурами хладагентов. Количество режимов связано с максимальным количеством членов регрессионных зависимостей, моделирующих показания термометров штатной системы термоконтроля. В данном случае их должно быть 6÷7 в диапазоне нагрузки 60÷100 % от номинальной с разбросом температур хладагентов в диапазоне ± 10 % от средних значений [4, 6].

Указанные диагностические параметры носят интегральный характер, и, поэтому, для их последующего определения нет необходимости в точном повторении режимов, при которых были определены их предыдущие значения. При выявлении в результате сравнения диагностических параметров признаков неисправности системы охлаждения генератора или возбuditеля, а также наличия термических дефектов, для исключения ошибки, процедуру определения значений соответствующих параметров необходимо повторить. Если диагноз подтверждается, то выдается заключение о том, что контролируемый узел или система нуждаются в ревизии и ремонте, и на какие моменты необходимо обратить особое внимание.

Необходимость внеочередной оценки технического состояния ТГ, включая возбuditель, может возникнуть при наличии, например, следующих условий:

- эксплуатация ТГ после аномальных режимов (перегрузка по току ротора или статора, перегрев ротора или статора, работа с повышенным напряжением статора и пр.);
- ухудшение эффективности охлаждения узлов ТГ и возбuditеля;
- появление признаков локальных перегревов или нарушения охлаждения отдельных элементов генератора и возбuditеля;

- неизбежность эксплуатации генератора и возбуждателя с отклонениями от заданных допустимых параметров эксплуатационных режимов;
- продление срока службы генератора сверх нормативного;
- разборка и сборка газоохладителей ТГ;
- разборка и сборка воздухоохладителей возбуждателя;
- разборка ТГ с выводом ротора.

При наличии устойчивого изменения какого-либо диагностического параметра, производится оценка темпов его изменения и степени опасности зарегистрированного изменения для машины в целом. При достижении тревожного уровня принимается решение о необходимости проведения мероприятий по ограничению возможного отрицательного развития ситуации (то ли ограничение нагрузки, то ли интенсификация охлаждения и пр.). Достижение параметрами предельного (аварийного) уровня требует немедленной остановки машины и проведения ремонта. При этом при его приближении к предельному значению следует проводить внеочередные оценки технического состояния один раз в смену, а при наличии автоматизированных систем контроля – один раз в час (и чаще).

На сегодняшний день методика оценки технического состояния турбогенераторов адаптирована для ТГ типа ТВВ-1000-4УЗ (8 энергоблоков украинских АЭС). Проводятся работы по адаптации методики для ТГ ТВВ-1000-2УЗ (5 энергоблоков АЭС), ТГВ-300 (42 энергоблока ТЭС), ТГВ-200 (34 энергоблока), ТГВ-200М (5 энергоблоков). Апробация и освоение новых технологий позволит перейти к сооружению АЭС с реакторными установками такого типа, которые будут иметь высокие технико-экономические показатели.

Для обеспечения надежной, маневренной и экономичной работы энергоблоков большой мощности, особенно на АЭС, необходимо контролировать и поддерживать в довольно узких пределах с требуемой точностью тысячи технологических параметров, осуществлять воздействие на сотни регулирующих и запорных органов и механизмов, предусматривать большое количество различных технологических защит, т.е. принимать, перерабатывать и использовать большие объемы разнообразной информации. Причем эти задачи должны решаться при различных режимах работы оборудования, значительных внешних возмущениях, вибрациях и изменениях характеристик электродвигателей в процессе эксплуатации.

На АЭС с реакторами ВВЭР применяют несколько программ регулирования мощности ЭД при постоянном расходе теплоносителя. Эти программы имеют свои преимущества и недостатки. Одним из основных недостатков применяемых программ регулирования является значительная амплитуда колебаний основных параметров (температур и давления) энергоблока при переменных режимах работы. Эти колебания могут приводить к малоцикловой усталости металла ЭД, уменьшая, тем самым, надежность и долговечность АЭС. Одним из способов исключения этого недостатка – регулирование расхода теплоносителя через реактор при переменных режимах. Изменение числа находящихся в работе петель, при изменении нагрузки блока, позволяет уменьшить необходимый диапазон изменения давления во втором контуре и увеличить пределы регулирования мощности реактора, что обеспечивается надежной рабо-

той электродвигателей.

Известно, что для оборудования первого контура (ПК) энергоблока более благоприятна программа регулирования с постоянной средней температурой в ПК ($T_{cp} = \text{const}$), а для оборудования 2-го контура (ВК) – программы регулирования с постоянным давлением ($p_2 = \text{const}$). В связи с этим заслуживает внимания рассмотрение возможностей удержания постоянными как можно большего числа параметров. Поскольку изменения температуры приводит к процессам старения, желательно температуры в ПК и ВК поддерживать постоянными при изменении мощности блока. Таким образом, можно исследовать изменение расхода теплоносителя в ПК при изменении мощности блока.

В стационарном режиме тепловую мощность блока q , в о.е. можно определить:

$$q = (f_0 / f(t_1, t_4, \pi_2)) \cdot (a_1 \cdot t_1 - a_4 \cdot t_4) \cdot u(g, q) \quad (4)$$

(баланс мощностей между электродвигателями первого и второго контуров)

Для привода механизмов собственных нужд (с.н.) АЭС используются, в основном, короткозамкнутые АД мощностью от 200 до 8000 кВт с напряжением 6 кВ. Для ЭД меньшей мощности применяют напряжение 0,4 кВ. Синхронные двигатели (СД) мощностью до 3000 кВт применяют сейчас в основном на ТЭС для привода мельниц, в будущем ставится задача возможности применения СД одиночной мощностью до 20 МВт на АЭС для привода ГЦН. Применение СД становится технически и экономически целесообразным при больших мощностях привода, у них выше КПД, чем у АД, они способны генерировать или потреблять реактивную мощность, влияя, таким образом, на потери в сетях с.н. На режимы работы СД меньше оказывает влияние отклонение питающего напряжения, т.к. электромагнитный момент СД пропорционален величине приложенного напряжения (у АД электромагнитный момент пропорционален U^2). ЭД для АЭС выпускаются 2-х типов: 1) для привода установок, расположенных под защитной оболочкой реакторного отделения АЭС (4АС80А5), 2) для привода оборудования, расположенного в "чистых" помещениях и "грязных" боксах АЭС – АИР 80А3, АИР90А3. Двигатели изготавливаются в исполнении ИМ3081 по ГОСТ 2470-79, полностью в чугунной оболочке, без вентиляторов самообдува, герметичные. ЭД соответствуют 1-й категории сейсмостойкости для районов с интенсивностью землетрясения 9 баллов, с сейсмическим воздействием с ускорением 2 в диапазоне от 2,5 до 50 Гц. Средний ресурс эксплуатации – не менее 20 000 часов.

Для ЭД электроприводов технологических циклов систем охлаждения АЭС необходимо знать время пуска оборудования и температуру их максимального нагрева [7].

Для определения времени пуска ЭД установим требование: необходимо, чтобы в момент пуска ($\omega = 0$) выполнялось условие:

$$M_3 > M_c,$$

где M_3 – момент, развиваемый двигателем, (момент на валу), Н·м; M_c – статический момент, Н·м.

Разность развиваемого двигателем момента M_3 и момента M_c определяет динамический (избыточный) момент, от значения которого зависит время повышения частоты вращения двигателя от начальной ω_1 до конечной ω_2 угловой частоты вращения – время разгона:

$$M_{изб} = M_3 - M_c.$$

Время пуска агрегата можно определить из уравнения движения ротора:

$$M_3 - M_c = T_j(d\omega/dt). \quad (5)$$

Откуда

$$t_n = T_j \cdot \int_{\omega_1}^{\omega_2} \frac{d\omega}{(M_3 - M_c)} \approx T_j \left(\frac{\Delta\omega_1}{M_{изб.ср.1}} + \frac{\Delta\omega_2}{M_{изб.ср.2}} + \dots + \frac{\Delta\omega_n}{M_{изб.ср.n}} \right), c \quad (6)$$

где T_j – механическая постоянная времени агрегата, с; $\Delta\omega_1, \dots, \Delta\omega_n$ – участки приращения частоты вращения, в пределах которых средний динамический момент можно считать постоянным.

Для оценки теплового состояния приводных двигателей электрооборудования АЭС (приводов насосов охлаждения реакторной зоны), рассчитаем температуру пакета сердечника статора. Данные к расчету:

1) Коэффициенты теплопроводности некоторых материалов, используемых в электрических машинах, λ , Вт/(м·°С):

- сталь листовая электротехническая: вдоль слоя $\lambda = 30$; поперек слоя $\lambda = 1,0$;
- корпусная изоляция $\lambda = 0,16$;
- изоляция элементарных проводников $\lambda = 0,1$;
- пазового клина $\lambda = 0,19$.

2) Коэффициенты теплоотдачи в спокойном состоянии – α_0 , Вт/(м²·°С):

- с поверхности зубца в воздушный зазор $\alpha_0 = 6,7$;
- с поверхности спинки сердечника $\alpha_0 = 16,7$;
- с поверхности клина $\alpha_0 = 13,3$;
- в радиальном канале с поверхности стали $\alpha_0 = 14,2$;
- в радиальном канале с поверхности стержня $\alpha_0 = 16,7$.

Рассчитаем нагрев теплоносителя (воздуха) в каналах сердечника статора. Температура на входе в радиальный канал складывается из температуры на входе в машину плюс подогрев в воздушном зазоре. Тепловой поток, отдаваемый сердечником в воздушный зазор

$$Q_{вз} = \frac{\theta_c - \theta_0}{R_4} + \frac{\theta_m - \theta_0}{R_3} = \frac{51 - 40}{2,1} + \frac{60 - 40}{2,5} = 13,2 \text{ Вт}.$$

На рис. 2 приведена эквивалентная тепловая схема (ЭТС) пакета сердечника статора.

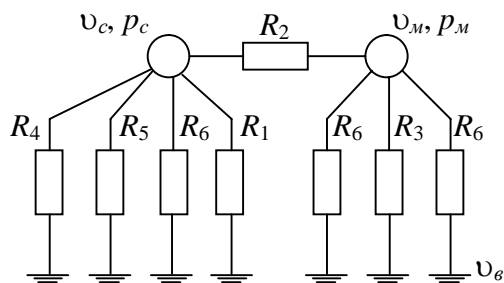


Рис. 2. Эквивалентная тепловая схема пакета сердечника статора

Нагрев воздуха в воздушном зазоре машины на длине одного пакета

$$\Delta\theta_{вз} = \frac{Q_{вз} \cdot Z_1}{C_p \cdot Q_B} = \frac{13,2 \cdot 60}{1020 \cdot 0,085} = 9,1^\circ\text{C},$$

где $Z_1 = 60$ – число зубцовых делений в сердечнике; $C_p = 1020$ Дж/(кг·°С) – теплоемкость воздуха при $t = 40$ °С, $Q_B = 0,085$ м³/с – расход охлаждающего воздуха на 1 радиальный канал.

Температура воздуха на входе в радиальный канал $\theta_{вхк} = \theta_0 + \Delta\theta_{вз} = 40 + 9,1 = 49,1$ °С.

Тепловой поток, отдаваемый пакетом сердечника в радиальный вентиляционный канал,

$$Q_{вк} = \frac{2(\theta_c - \theta_0)}{R_5} = \frac{2(51 - 40)}{2,87} = 7,67 \text{ Вт}.$$

Подогрев воздуха в воздушном зазоре машины на длине 1 пакета

$$\Delta\theta_{вк} = \frac{Q_{вк} \cdot Z_1}{C_p \cdot Q_B} = \frac{7,67 \cdot 60}{1020 \cdot 0,085} = 5,3^\circ\text{C},$$

где $C_p = 1020$ Дж/кг, °С – теплоемкость воздуха при $t = \theta_{вхк} = 49,1$ °С.

Температура воздуха на выходе из радиального канала

$$\theta_k = \theta_{вхк} + \Delta\theta_{вк} = 49,1 + 5,3 = 54,4^\circ\text{C}.$$

Температура воздуха после охлаждения сердечника. Тепловой поток, отдаваемый пакетом с наружной поверхности сердечника,

$$Q_{нп} = p_{мп} + p_{сп} - Q_{вз} - Q_{вк} = 16,67 + 26,67 - 13,2 - 7,67 = 22,47 \text{ Вт}.$$

Подогрев воздуха на наружной поверхности сердечника

$$\Delta\theta_{нп} = \frac{Q_{нп} \cdot Z_1}{C_p \cdot Q_B} = \frac{22,47 \cdot 60}{1020 \cdot 0,085} = 15,6^\circ\text{C}.$$

Температура воздуха после охлаждения сердечника

$$\theta_{внп} = \theta_k + \Delta\theta_{нп} = 54,4 + 15,6 = 70^\circ\text{C}.$$

Определим температуру обмотки и сердечника с учетом подогрева воздуха.

Средняя величина подогрева воздуха при охлаждении пакета сердечника

$$\Delta\theta_{ср} = (\theta_{внп} + \theta_0)/2 - \theta_0 = (70 + 40)/2 - 40 = 15^\circ\text{C}.$$

Уточненное значение температуры сердечника

$$\theta_{ср}' = \theta_c + \Delta\theta_{ср} = 51 + 15 = 66^\circ\text{C}.$$

Уточненное значение температуры обмотки

$$\theta_{м}' = \theta_m + \Delta\theta_{ср} = 60 + 15 = 75^\circ\text{C}.$$

Согласно паспортным данным, класс нагревостойкости изоляции планируемых к установке двигателей F, т.е. допустимые превышения температуры нагрева изоляции обмоток равен 105 °С, (абсолютный нагрев 155 °С). Согласно проведенным расчетами можно сделать вывод, что ни один из узлов двигателей не нагревается выше допустимых значений даже для класса B. Т.о., для установленного электрооборудования на АЭС выполняется требование "service-factor", что обеспечивает дополнительный запас по надежности.

При полном прекращении питания вращающий момент АД уменьшается до нуля и агрегат снижает скорость, расходуя запасенную кинетическую энергию на преодоление момента сопротивления механизма. В случае КЗ на шинах, от которых получает питание ЭД, напряжение на его зажимах понижается

до нуля и торможение агрегата с АД происходит так же, как и при полном прекращении питания. При коротком замыкании в удаленной точке сети на зажимах АД сохраняется некоторое остаточное напряжение, и выбег агрегата происходит медленнее по сравнению с его выбегом при полном прекращении питания.

При одновременном пуске или самозапуске нескольких агрегатов пусковые токи ЭД складываются, увеличивая снижение напряжения в сети. Для короткозамкнутых АД и СД, имеющих пусковую короткозамкнутую обмотку, самозапуск не представляет опасности. Широкое применение АВР на электростанциях показывает, что при перерывах питания до нескольких секунд каких-либо неполадок в работе ЭД или их механизмов не происходит.

В случае невозможности обеспечить самозапуск всех ЭД, в первую очередь нужно обеспечить самозапуск особо ответственных двигателей. При этом может потребоваться отключение части менее ответственных механизмов, чтобы повысить напряжение при самозапуске. Отключать ЭД следует с помощью защиты от минимального напряжения с выдержкой времени не менее 0,5 сек. Чем короче перерыв питания, тем легче самозапуск. Неответственные ЭД с тяжелыми условиями пуска отключаются защитой при потере питания или снижении напряжения на секции на 30 % номинального продолжительностью более 1÷2 с.

ВЫВОДЫ

1. Надежность работы ЭД технологических процессов блока АЭС, как асинхронных, так и синхронных, в первую очередь определяется их температурными режимами, т.е. уровнем нагрева и выбранной системой охлаждения. Чем ниже температура нагрева изоляции, тем выше надежность работы ЭД. Рентабельно использование теплового запаса для изоляции на класс нагревостойкости (*service-factor*).

2. Нагрев обмоток ротора и статора за время пуска двигателя под нагрузкой зависит также от напряжения, при котором производится пуск, причем пуск при пониженном напряжении через автотрансформаторы или пусковые реакторы, приводит к большему перегреву обмоток по сравнению с прямым пуском. Это объясняется тем, что при пуске двигателя при пониженном напряжении пусковой ток снижается, но одновременно возрастает и время разгона.

3. Прогрессивной технологией обслуживания и ремонта электротехнического оборудования энергоблоков АЭС является обслуживание оборудования по временному графику - по наработке и его реальному техническому состоянию, вместо применяемой сейчас технологии планово-предупредительных ремонтов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Энергетическая безопасность. Концептуальные основы, принципы и пути обеспечения. Аналитический материал. / Под ред. А.И. Шевцова. ДФ. НИСИ, Днепропетровск – 1998.

2. Шевченко В.В. Системный подход к вопросам оценки технического состояния электрооборудования энергосистем Украины // Электрика (Россия). – № 1. – 2013. – С. 6-11.

3. Махова В.А., Преображенская Л.Б., Кудинов В.В. Основные задачи и перспективы развития ядерной энергетики в XXI веке // Энергетика за рубежом. – 2002. – № 5. – С. 3-21.

4. Кузьмин В.В., Шевченко В.В., Минко А.Н. Оптимизация массогабаритных параметров неактивных частей турбогенераторов. – Харьков: Монограф СПДФД Частышев А.В., 2012. – 248 с.

5. Шевченко В.В. Основные задачи, проблемы и направления развития отечественного турбогенераторостроения // Энергетика та електрифікація. – 2012. – № 10. – С. 33-39.

6. Алексеев П.Н., Гагаринский А.Ю., Пономарев-Степной Н.Н. и др. Требования к атомным станциям XXI в. // Атомная энергия. – 2000. – Т. 88. – Вып. 1. – С. 3-14.

7. Шевченко В.В. Пути повышения мощности турбогенераторов при проведении работ по их реабилитации // Системи обробки інформації. Збірник наукових праць. Харківський університет повітряних сил. – Харків, 2012. – Вип. 7(105). – С. 152-155.

Bibliography (transliterated): 1. 'Energeticheskaya bezopasnost'. Konceptual'nye osnovy, principy i puti obespecheniya. Analiticheskij material. / Pod red. A.I. Shevcova. DF. NISI, Dnepropetrovsk - 1998. 2. Shevchenko V.V. Sistemnyj podhod k voprosam ocenki tehniceskogo sostoyaniya `elektrooborudovaniya `energosisistem Ukrainy // `Elektrika (Rossiya). - № 1. - 2013. - S. 6-11. 3. Mahova V.A., Preobrazhenskaya L.B., Kudinov V.V. Osnovnye zadachi i perspektivy razvitiya yadernoj `energetiki v XXI veke // `Energetika za rubezhom. - 2002. - № 5. - S. 3-21. 4. Kuz'min V.V., Shevchenko V.V., Minko A.N. Optimizaciya massogabaritnyh parametrov neaktivnyh chastej turbogeneratorov. - Har'kov: Monograf SPDFD Chastyshev A.V., 2012. - 248 s. 5. Shevchenko V.V. Osnovnye zadachi, problemy i napravleniya razvitiya otechestvennogo turbogeneratorostroeniya // Energetika ta elektrifikaciya. - 2012. - № 10. - S. 33-39. 6. Alekseev P.N., Gagarinskij A.Yu., Ponomarev-Stepnoj N.N. i dr. Trebovaniya k atomnym stanciyam XXI v. // Atomnaya `energiya. - 2000. - T. 88. - Vyp. 1. - S. 3-14. 7. Shevchenko V.V. Puti povysheniya moschnosti turbogeneratorov pri provedenii rabot po ih rehabilitacii // Sistemi obrobki informacii. Zbirnik naukovih prac'. Harkivskij universitet povitryanih sil. - Harkiv, 2012. - Vip. 7(105). - S. 152-155.

Поступила 30.04.2013

Шевченко Валентина Владимировна, к.т.н., доц.
Павленко Татьяна Павловна, д.т.н., проф.
кафедра "Электрические машины"
Национальный технический университет
"Харьковский политехнический институт"
61002, Харьков, ул. Фрунзе, 21
тел. (057) 7076844, e-mail: zurbagan_@mail.ru

Shevchenko V.V., Pavlenko T.P.

Features of electric motor choice for nuclear power plant technological objects.

Nuclear power plants remain the basic power generating enterprises for Ukraine. Execution of works on their reliability control and operating conditions optimization is therefore of current importance. Trouble-free nuclear power plant operation is a vital technical, economical, and ecological problem, a solution to which is largely specified by reliable operation of electric equipment, namely, electric motors of nuclear power plant technological process drives.

Key words – nuclear power plant, operation optimization, reliability, electric equipment, electric motors.