

## Контроль и диагностирование технического состояния турбогенераторов

*В современных условиях турбогенераторы эксплуатируются в разных эксплуатационных режимах. Одни работают на предельных режимах, другие, после проведения модернизации и восстановления ресурса – в новых для себя эксплуатационных режимах, третьи эксплуатируются с увеличенными межремонтными периодами. Такие условия накладывают повышенные требования к силовому электрооборудованию и требуют особого отношения к контролю режимов его работы и диагностике его состояния. Речь идет об использовании специальных средств, позволяющих постоянно вести наблюдение за техническим состоянием турбогенератора и его вспомогательных систем.*

Новожилова Л. Б., Кузнецов А. А., Траулько В. Е.

Используемые в отечественной электроэнергетике установки температурного контроля турбогенератора, например, широко известные системы А-701, к настоящему времени устарели и физически, и морально, их ресурс фактически исчерпан. Замена таких установок на аналогичные системы теплосконтроля, даже построенные на современной элементной базе, не позволяет решить проблему контроля других технологических параметров турбогенератора, имеющих разную физическую природу, не говоря о том, что такая система не способна участвовать в решении диагностических задач.

ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ» (г. Санкт-Петербург) уже 10 лет ведет работы по разработке и внедрению автоматизированных систем контроля и диагностирования технического состояния турбогенератора «НЕВА-АС-КДГ», далее АСКДГ. Первые такие комплексы начали внедряться с 2006 года на турбогенераторах типа ТВВ-500-2УЗ Курской АЭС. Они не только осуществляли стандартный температурный контроль, но и выполняли диагностические функции, изложенные в методических указаниях РД ЭО 0305-01 по контролю теплового состояния турбогенераторов типа ТВВ-500-2УЗ, а именно:

- оценку теплового состояния активных частей генератора;
- оценку эффективности и стабильности работы систем охлаждения генератора;
- выявление на ранних стадиях развития термических дефектов в активных частях генератора;
- выявление неисправностей в системе теплового контроля генератора.

Для информационного обеспечения диагностических процедур требовались не только измеренные

значения температуры, но и сведения о параметрах текущих электрических режимов турбогенератора. Для этого АСКДГ комплектовалась соответствующими измерительными входами и преобразователями.

Следует отметить, что в данном конкретном случае, специалисты НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ» и Курской АЭС имели дело с первым в отечественной энергетике опытом такого рода, осуществленном в промышленном масштабе.

Технический потенциал НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ», активное сотрудничество с ведущим производителем генераторов — заводом «Электросила», входящим в состав ОАО «Силовые машины», и заказчиками, особенно специалистами концерна «Росэнергоатом», позволили усовершенствовать технические характеристики системы контроля генераторов, а также разработать и начать успешное внедрение других алгоритмов диагностирования технического состояния генераторов.

Актуальной проблемой на сегодняшний день является отсутствие технических требований к системам контроля и диагностики со стороны эксплуатирующих организаций, которые дополняли бы требования заводов-изготовителей генераторов. Для создания таких технических требований необходимо опираться на достижения науки и на последние разработки программно-технических средств, а так же на контролепригодность генераторов, которая определяется комплектом штатных датчиков и возможностью установки дополнительных измерительных преобразователей без вмешательства в конструкцию генератора.

Изготовители генераторов постоянно ведут работу по улучшению и совершенствованию контролепригодности выпускаемого оборудования, поэтому современные программно-технические комплексы должны

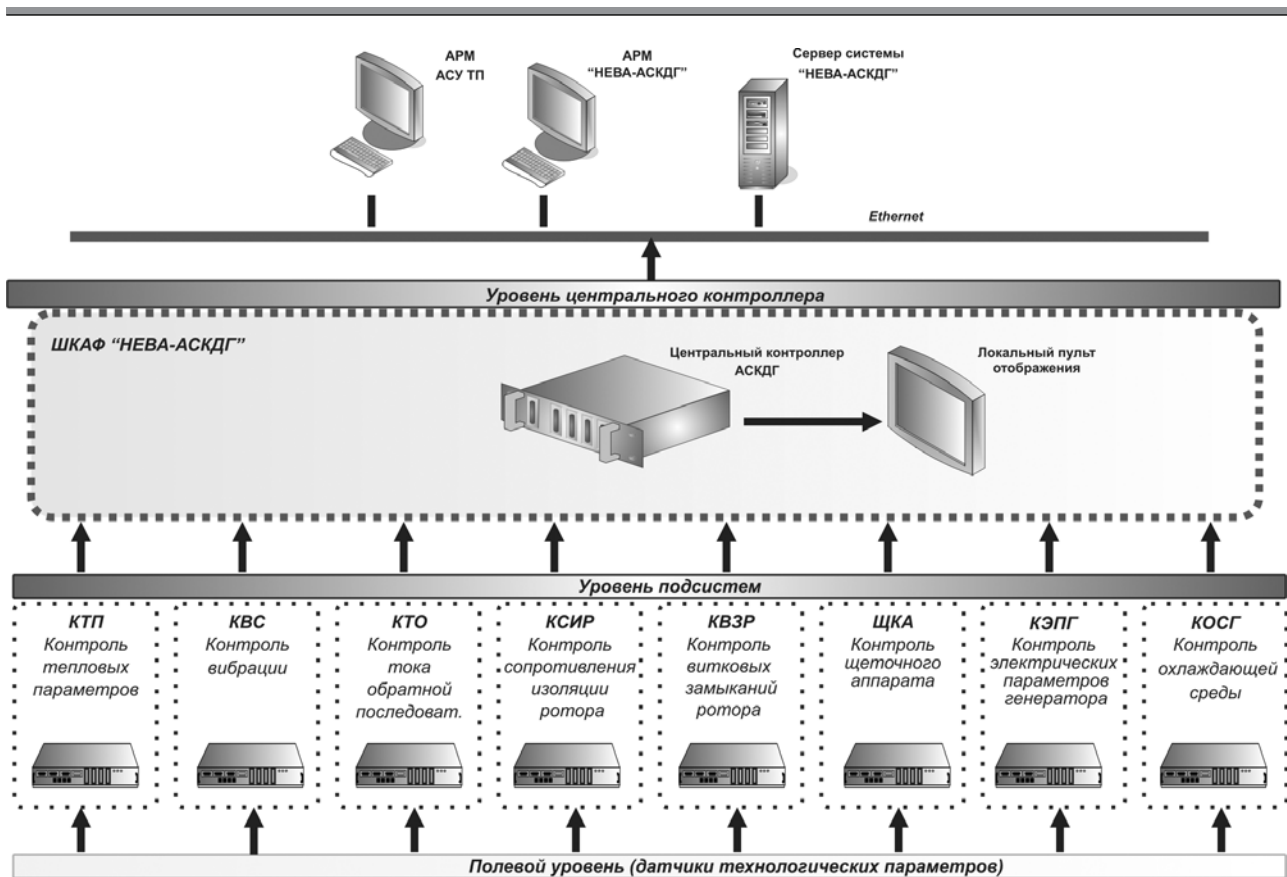


Рис. 1. Структурная схема «НЕВА-АСКДГ».

иметь возможность гибко менять конфигурацию системы, наращивать количество и интерфейсы входных и выходных сигналов, а также изменять алгоритмы обработки данных при создании новых математических моделей диагностирования или по требованию заказчика.

Перечисленные выше факторы, анализ достоинств и недостатков выпускавшихся подобных систем российского и зарубежного производства, а также успешный опыт многолетней эксплуатации системы на восьми генераторах Курской АЭС, были учтены при модернизации АСКДГ.

### Состав и структура АСКДГ

В основу системы заложена возможность гибкой конфигурации по количеству и типу измеряемых параметров и принимаемых сигналов, при этом учитывается наличие штатно расположенных датчиков генератора и возможность установки дополнительных измерительных преобразователей. Привязка объекта контроля к АСКДГ выполняется по технологическому принципу и условно разбита на уровни (см. рис. 2):

- Первый уровень – уровень первичных датчиков, посредством которых производится измерение соответствующих электрических и неэлектрических параметров. Опрос датчиков выполняют соответствующие подсистемы АСКДГ.
- Второй уровень – уровень средств обработки данных, поступающих с подсистем АСКДГ. Включает в себя центральный контроллер системы (ЦКС).

Главный энергетик №12 декабрь 2014

Аппаратно первый и второй уровни образуют нижний уровень в построении АСКДГ.

- Третий (верхний) уровень. Включает в себя средства обработки данных, поступающих с нижнего уровня. В их числе сервер АСКДГ, диагностический программный модуль системы (ДМС), автоматизированные рабочие места (АРМ).

Конструктивно АСКДГ может состоять из одного или нескольких шкафов. Существенной особенностью последнего поколения АСКДГ является возможность выноса шкафа измерительных преобразователей температуры на площадку обслуживания генератора, что позволяет сократить длину кабелей от термометров сопротивления и уменьшить количество кабелей от шкафа преобразователей до шкафа (ЦКС). При установке на площадке генератора шкаф измерительных преобразователей имеет виброзащиту и исполнение IP54.

### Подсистемы АСКДГ

Разделение на подсистемы связано с особенностями измерения технологических параметров разной физической природы, разными принципами измерения и возможностью дальнейшего поэтапного совершенствования АСКДГ как в целом, так и ее отдельных модулей. Принцип разделения на подсистемы также позволяет компоновать систему поэтапно, учитывая текущие потребности и финансовые возможности.



Рис.2. Шкаф «НЕВА-АСКДГ».

Каждая подсистема может выполняться как функционально законченное устройство, способное работать самостоятельно или в составе АСУ ТП объекта и размещаться как в составе основного шкафа ЦКС, так и территориально выноситься.

Состав подсистем на сегодняшний день условно можно разделить на уже реализованные и внедренные на объектах подсистемы, разрабатываемые в настоящее время или проходящие испытания и на перспективные.

Реализованные подсистемы:

- Контроль тепловых параметров (КТП);
- Контроль электрических параметров генератора (КЭПГ);
- Контроль охлаждающей среды генератора (КОСГ);
- Контроль электрического сопротивления изоляции цепей ротора (КСИР).
- Функции подсистемы КСИР для генераторов с щеточно-контактным аппаратом, на которых имеется возможность подключения к цепи напряжения постоянного тока ротора, выполняет специальное устройство контроля изоляции цепи ротора – «НЕВА-УКПТ-500в».

Разрабатываемые в настоящее время или проходящие испытания:

Подсистема контроля изоляции обмотки статора (КИС);

- Контроль витковых замыканий в обмотке ротора (КВЗР);
- Контроль щеточно-контактного аппарата (КЩКА).

Перспективные подсистемы, реализация которых связана с оснащением генератора специальными датчиками:

Контроль вибрации лобовых частей обмотки статора и стержней статора (КВС);

Контроль увлажнения межфазных зон статора (КУС).

Состав подсистем может изменяться в соответствии с конкретным типом генератора, требованиями заказчика и готовности разрабатываемой подсистемы к промышленной эксплуатации.

Тип каналов связи подсистем с ЦКС зависит от их исполнения и выполняемых функций, передача данных может выполняться по «цифре» или физическими аналоговыми и дискретными сигналами. Например, устройство «НЕВА-УКПТ» в подсистеме «КСИР» через дискретные выходы выдает предупредительный и аварийный сигналы отклонения параметров за заданные уставки, а также выполняет передачу данных на уровень центрального контроллера АСКДГ по интерфейсу RS-485.

### Устройство центрального контроллера системы

В качестве ЦКС использован многофункциональный контроллер «БРКУ 2.0», разработанный на базе современных микропроцессоров в соответствии с общепринятыми в мировой практике промышленными стандартами, с развитой системой команд, позволяющей реализовать в реальном времени предусмотренные алгоритмы контроля и управления технологическим процессом. Контроллер работает под управлением высоконадежной многозадачной операционной системы QNX, сертифицированной ФСТЭК для ответственных применений.

ЦКС обеспечивает выполнение следующих задач:

- сбор данных, полученных от подсистем измерения по аналоговым и цифровым каналам связи;
- формирование расчетных параметров в физических единицах измерения и условных величинах;
- оповещение о предаварийных и аварийных отклонениях параметров;
- контроль исправности канала измерения и (или) измерительного преобразователя;
- самодиагностика АСКДГ и оповещение о неисправности в системе;
- регистрация всех событий и протоколирование всех измерений за определенный период времени на энергонезависимом носителе с записью данных «по кольцу»;
- передача данных для визуализации на локальный пульт отображения (ЛПО) и АРМ, подключенный к АСКДГ;
- передачу всех измерений на сервер для дальнейшей обработки, хранения и глубокого диагностического анализа.

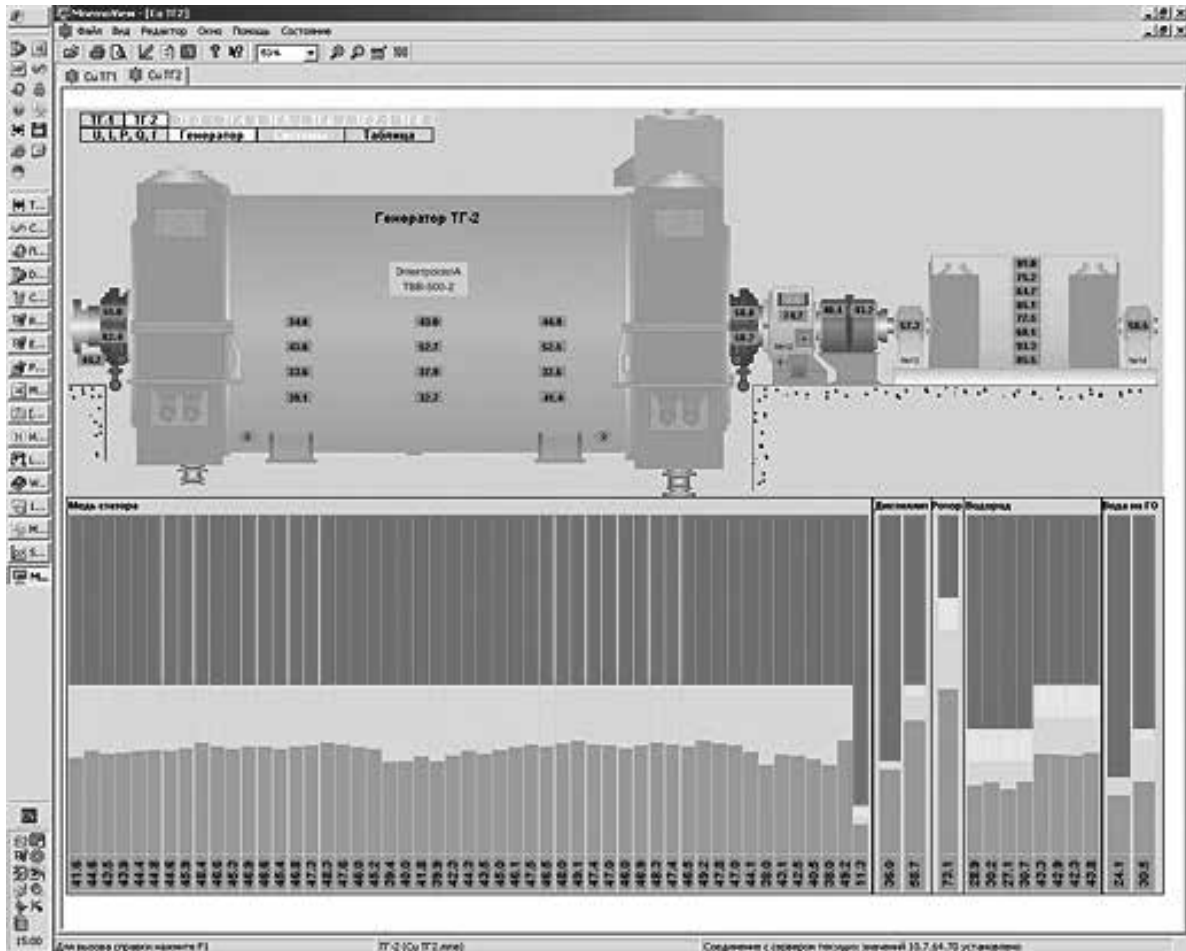


Рис.3. Отображение текущих тепловых параметров активных частей ТГ и систем охлаждения.

### Сервер

Сервер АСКДГ формирует единую базу данных электрических и технологических параметров одного или нескольких генераторов станции. Он обеспечивает прием данных, отображение, диагностический анализ, хранение информации, выдачу заключений о техническом состоянии контролируемого оборудования и узлов и рекомендаций оперативному персоналу о дальнейшей эксплуатации. Состав серверов, конкретное исполнение, назначение и функции определяются проектом внедрения АСКДГ.

Сервер обеспечивает:

- автоматизацию архивирования данных, ведения отчетной документации;
- анализ ретроспективной информации, в том числе аварий и нарушений;
- достоверную оценку технического состояния генератора в целом, его узлов и подсистем, вспомогательного оборудования;
- предоставление оперативному персоналу результатов измерения технологических параметров генератора;
- регистрацию всех событий и протоколирование всех измерений за длительный период на энерго-независимом носителе;

- выполнение алгоритмов контроля и диагностирования с помощью ДМС;
- оповещение о предаварийных и аварийных отклонениях параметров;
- передачу обработанных данных в локально-вычислительную сеть (ЛВС) АСУ ТП энергоблока.

### Автоматизированные рабочие места

Устройства вывода информации в АСКДГ уделено особое внимание. С контроллера ЦКС в АСКДГ сняты функции отображения данных. Технологические процессы отделены от процесса визуализации. Экранные формы в виде мнемосхем, таблиц и графиков отображаются на АРМ с помощью специализированного технологического программного обеспечения (ПО) «СКАДА-НЕВА», разработанного специалистами НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ». Отличительной особенностью «СКАДА-НЕВА» является реализация принципа свободного конфигурирования ПО пользователем, которому предоставляется простой и интуитивно понятный интерфейс для настройки большинства параметров системы.

Один из АРМ – локальный пульт отображения (ЛПО) может располагаться непосредственно в шкафу



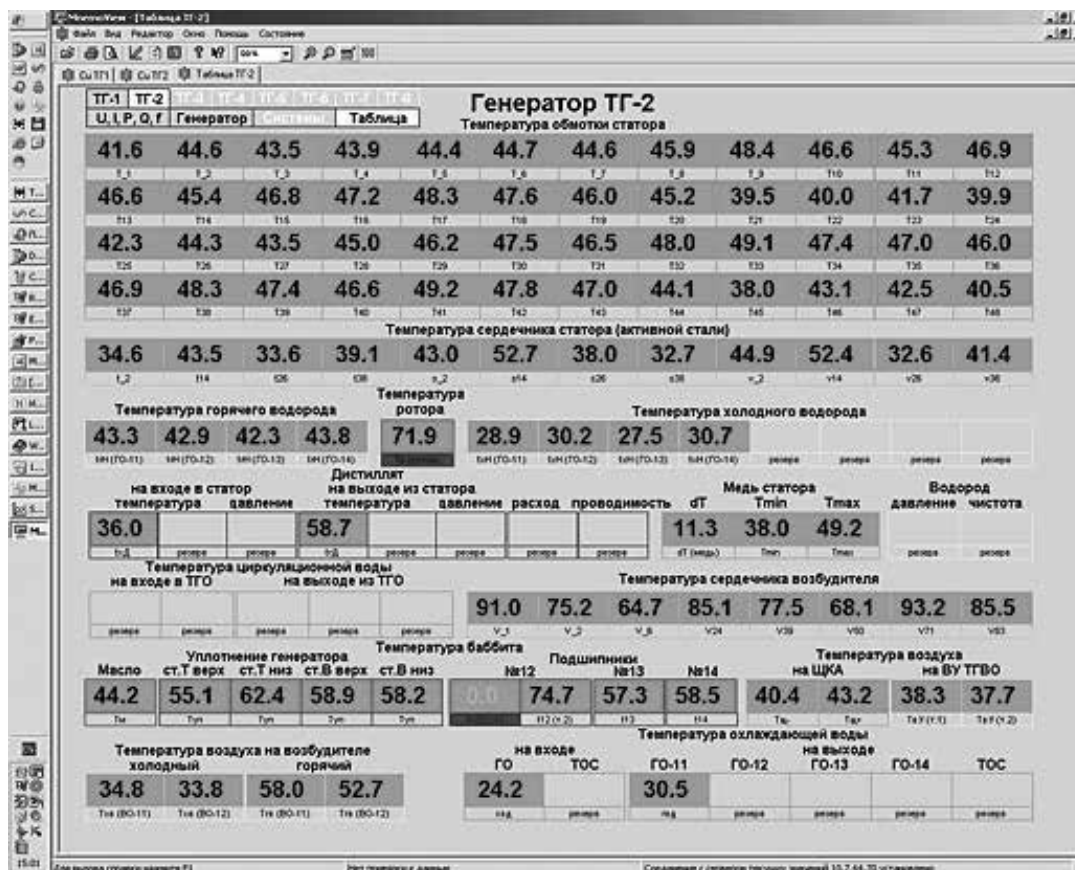


Рис. 4. Таблица текущих тепловых параметров.

ЦКС. В этом случае ЛПО используется дежурным персоналом при установке шкафа АСКДГ в оперативном контуре щита управления или в зоне его видимости. ЛПО ведет архив «последних» данных, что обеспечивает наблюдаемость и контроль работы генератора независимо от состояния сервера, сети передачи данных (ЛВС).

При расположении шкафа АСКДГ за пределами оперативного контура, непосредственно к шкафу подключаются специальные АРМ АСКДГ, которые могут устанавливаться или в панель щита управления (БЩУ) или на столе оперативного персонала, а также располагаться в других помещениях оперативного персонала и технических служб предприятия.

### Диагностический программный модуль

Диагностический программный модуль АСКДГ представляет собой комплекс программ, установленных на сервере системы и обеспечивающих комплексную оценку состояния генератора, его вспомогательных систем и узлов по всему множеству измеряемых и контролируемых параметров. Алгоритмы диагностирования построены на основе руководящих документов РД ЭО 0285-01, 0305-01, 0332-02 «Методические указания по контролю и оценке теплового состояния турбогенераторов типа ТВВ-220-2А (ТВВ-220-2АУЗ), ТВВ-500-2УЗ, ТВВ-1000». В алгоритмах используется патент на

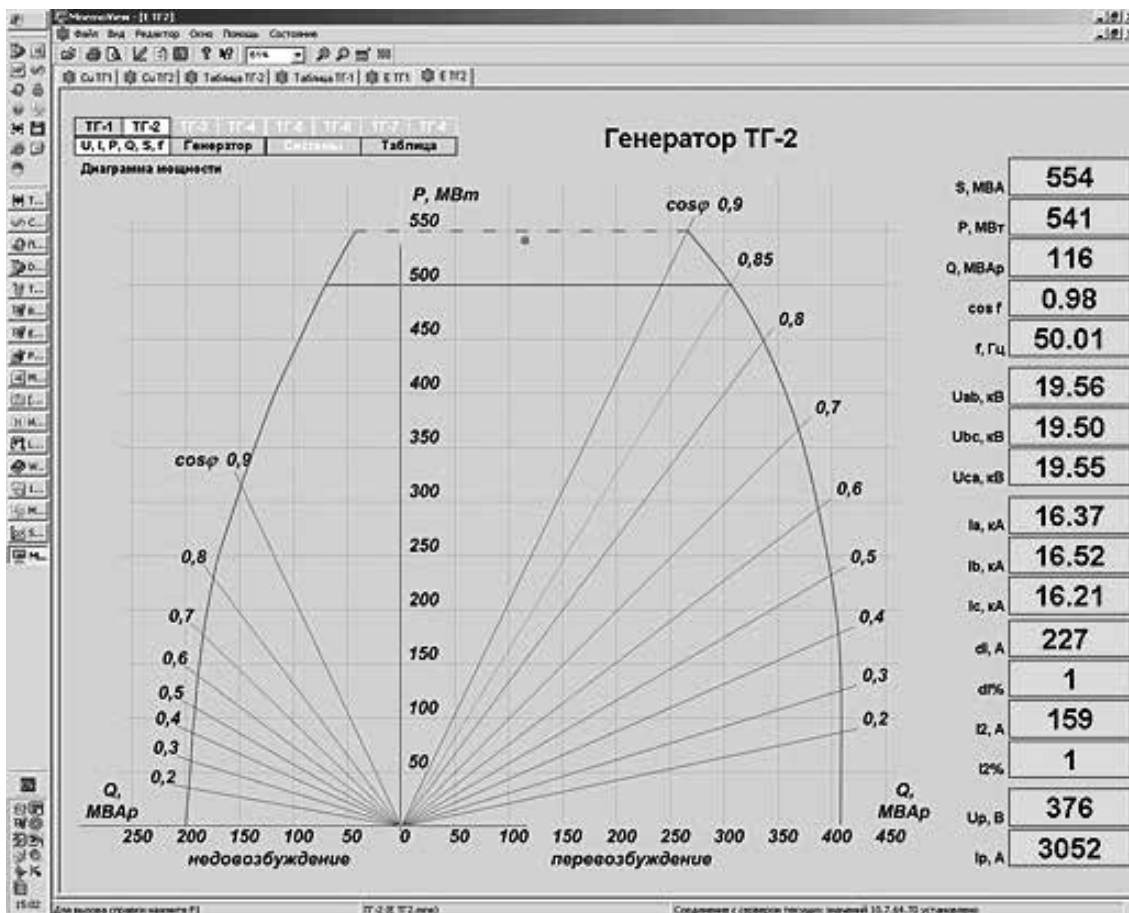
изобретение «Способ контроля и диагностики теплового состояния турбогенераторов» №2366059 от 27.08.2009 г. В разработке находятся алгоритмы раннего обнаружения витковых замыканий, мониторинга состояния межвитковой изоляции обмотки ротора (Патент на изобретение № RU 2472168 C2 от 15.03.2011 г.) и др., основанные на современных математических методах обработки данных.

Использование в алгоритмах диагностирования математических моделей помогает организовать эксплуатацию турбогенераторов и мощных трансформаторов по фактическому техническому состоянию. В настоящее время накапливается опыт интерпретации полученных результатов.

### Надежность системы АСКДГ

При разработке АСКДГ особая роль была уделена вопросам надежности:

- электрическое питание к АСКДГ подается от двух независимых источников переменного или постоянного тока 220 В;
- АСКДГ обеспечивает информирование оперативного персонала об отказах элементов системы (звуковую и/или световую сигнализацию). Шкаф ЦКС имеет аппаратные и программные устройства собственной самодиагностики, а также контролирует работоспособность всех подсистем АСКДГ, в том числе имеющих функцию самодиагностики.



- время восстановления при отказах измерительных преобразователей составляет 3-5 минут. Для замены преобразователей не требуется выключение питания и остановки АСКДГ, реализован принцип «горячей замены».

### Заключение

Внедрение АСКДГ позволяет серьезно модернизировать и усовершенствовать существующие системы контроля и диагностирования генераторного оборудования, особенно на генераторах:

- используемых для работы на мощности выше номинальной;
- получивших дополнительный срок эксплуатации после проведенных работ в рамках продления срока эксплуатации;
- при замене установок теплового контроля, выработавших свой ресурс.

Включение в систему контроля генераторов алгоритмов диагностирования позволяет выявлять дефекты генератора и его вспомогательных систем на ранних стадиях до возникновения неисправности.

Гибкая конфигурация АСКДГ позволяет проектировать структуру системы под конкретный объект с

определенными функциями и задачами и дополнять в перспективе новыми подсистемами и функциями с учетом достижений науки и техники, применять устройства преобразования сложных физических процессов, разрабатываемых как фирмой «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ», так и другими специализированными организациями, имеющими успешные внедрения.

В настоящее время «НЕВА-АСКДГ» успешно эксплуатируется на турбогенераторах многих станций, среди которых: Южная ТЭЦ-22, Нововоронежская АЭС, Курская АЭС, Белоярская АЭС, Челябинская ТЭЦ-3. Система находится в процессе внедрения на Аргаяшской ТЭЦ и Омской ТЭЦ-3. С 2011 «НЕВА-АСКДГ» установлена на испытательном стенде КМТ завода-производителя турбогенераторов «Электросила» в качестве штатной системы измерений при тестировании генераторов.

Партнер ЗАО "НПФ "ЭНЕРГОСОЮЗ" в  
Республике Беларусь  
**ООО «Энерго-Союз»**  
Адрес: 210601, г. Витебск,  
ул. С. Панковой, 3  
тел./факс: (0212) 23-72-77, 23-72-80  
УНП 300521831