

Иерархическая система сбора и просмотра аварийной информации от разнородных распределенных источников

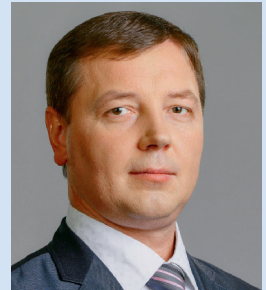
В статье рассмотрены результаты теоретических и экспериментальных исследований и общие технические решения по иерархической системе сбора и просмотра аварийной информации от разнородных распределенных источников филиала АО «Тюменьэнерго» Нижневартовские электрические сети, разработанной ООО «ЭнергопромАвтоматизация» с учетом опыта эксплуатации АО «Тюменьэнерго». Повышение эффективности управления электрическими сетями, прежде всего, связано с увеличением объема, достоверности, точности и оперативности получения и анализа аварийной информации о работе средств релейной защиты и автоматики и регистрацией аварийных событий электрических сетей при различных режимах функционирования электрической сети, что достигается внедрением инновационной системы сбора и просмотра аварийной информации от разнородных распределенных источников.

О СИСТЕМЕ

Для энергетики России приобретают особо важное значение вопросы надежности функционирования оборудования энергообъектов, своевременного обнаружения и регистрации аварийных ситуаций, структурированного анализа поступающих аварийных данных, эргономичного отображения их для оперативного принятия решений по управлению энергообъектом и энергообъединением, анализа причин аварий и предотвращения их в будущем.

Необходимость обеспечения надежности электроснабжения потребителей, снижения рисков и потерь, связанных с возникновением аварийных режимов энергообъединения и ликвидацией их последствий, требует адекватных мер, направленных на повышение наблюдаемости энергообъединения и надежности функционирования электросетевого оборудования.

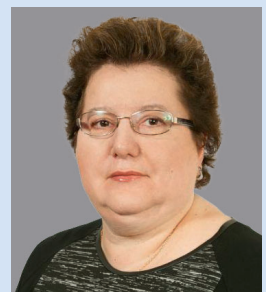
Необходимыми условиями сокращения сроков ликвидации аварийной ситуации, являются: сокращение времени сбора аварийной информации, достаточность информации и минимизация временных затрат на ее анализ.



Андрей БУРОВ,
начальник Службы
релейной защиты
и автоматики Центра
управления сетями
АО «Тюменьэнерго»



Дмитрий ИСУПОВ,
начальник Службы
релейной защиты
и автоматики филиала
АО «Тюменьэнерго»
Нижневартовские
электрические сети



Татьяна ГОРЕЛИК,
к.т.н., технический
директор ООО «Энерго-
промАвтоматизация»



Сергей ЛОБАНОВ,
руководитель
Департамента систем
реального времени
ООО «Энергопром-
Автоматизация»



Инга СЕНОРМ,
руководитель дирек-
ции по координации
продаж ООО «Энерго-
промАвтоматизация»

Сокращение времени на устранение последствий аварии зависит от оснащенности объектов электроэнергетики средствами регистрации аварийных процессов и событий (РАС), качества и полноты наблюдаемости аварийных процессов, времени доставки пользователям записанных средствами РАС данных (далее — аварийной информации).

Информационная система, состоящая из совокупности собственно средств регистрации и программно-аппаратных комплексов, осуществляющих запись, обработку, передачу, хранение и представление аварийной информации (далее — система РАС) должна строиться по принципу иерархической системы. Основными пользователями аварийной информации, получаемой от системы РАС, являются подразделения релейной защиты и автоматики (РЗА) и диспетчерские службы собственников энергообъектов, а также службы Системного оператора.

Отличительной особенностью действующих средств РАС, основу которых составляют различные микропроцессорные устройства, является наличие очень большого числа интеллектуальных электронных устройств (для крупного энергообъекта их число может быть более сотни). Сведение информации от этих разрозненных информационных блоков в единую систему представляет самостоятельную сложную задачу, требующую внедрения специального программного обеспечения. Цифровые осциллографы и другие микропроцессорные устройства с функцией регистрации, используемые на практике, являются, в основном, автономными устройствами, предназначенными для регистрации локальных аварийных процессов. Под локальными процессами здесь понимаются такие процессы, суть которых может быть расшифрована по данным от одного регистратора. При этом в осциллографе может присутствовать только внутренний таймер, обеспечивающий привязку процесса, регистрируемого многоканальной системой, к своему источнику времени. Такие системы оправдывают себя при использовании на относительно простых объектах с небольшим числом тупиковых присоединений. В этих схемах аварийный процесс может охватывать несколько присоединений, которые будут охвачены одним регистратором. Для расшифровки процесса достаточно иметь одну осциллограмму, имеющую привязку к произвольной шкале времени, определяемой таймером данного регистратора.

На больших объектах, имеющих много присоединений, питающихся от разных шин, имеющих электрические связи между собой, анализ аварийного процесса, затрагивающего несколько присоединений, требует объединения осциллограмм от разных устройств. Совмещение данных от различных несинхронизированных регистраторов, в общем случае, является достаточно сложной задачей, для решения которой необходим персонал высокой квалификации. Некоторое упрощение задачи получается, если во всех регистраторах предусмотрена синхронизация данных от одного внешнего источника времени. В этом случае рассмотрение сложных процессов упрощается, однако все равно использование этой системы достаточно сложно.

Задача еще более усложняется, если в качестве источников информации даже на одной подстанции используются данные от разнородных устройств. Типичным примером является использование аварийных данных от автономных цифровых регистраторов и от отдельных микропроцессорных устройств: релейной защиты, регистраторов места повреждения на ВЛ, регистраторов качества электроэнергии, счетчиков электроэнергии и т.п. Во всех этих многофункциональных устройствах помимо основных функций имеются вспомогательные информационные блоки, которые фиксируют информацию об аварийном процессе. Стыковка в единый массив всей этой разнородной аварийной информации требует создания специального программного обеспечения, без которого значительная часть информации о наиболее сложных авариях остается нерасшифрованной либо требует очень больших затрат со стороны обслуживающего персонала.

Наиболее сложны для расшифровки аварийные данные в случае сложной системной аварии, охватывающей несколько подстанций и электростанций. Сложность расшифровки таких аварийных данных связана не только с проблемами временной синхронизации, но и с необходимостью рассмотрения очень большого объема информации.

Современная система РАС в силу своей сложности относится к числу информационных подсистем, для которой актуальны вопросы оптимизации затрат. С этой точки зрения общая структура системы РАС должна строиться с учетом минимизации числа микропроцессорных устройств, используемых в качестве источников аварийной информации, сокращения числа специализированных АРМ. Однако необходимо учитывать, что в ходе анализа аварийного процесса приходится по мере необходимости привлекать дополнительные источники (РЗА, ПА и т. п.). Попытка сразу минимизировать поток информации приводит либо к неадекватной оценке аварийного процесса, либо к полному отказу в его анализе.

Сложность организации комплексного анализа системных аварий обусловлена функциональной, временной, территориальной декомпозицией общей задачи. Дополнительным фактором является независимая разработка технических систем и устройств, решающих отдельные задачи регистрации. Устройства создавались разными организациями одновременно с использованием различных, в том числе и морально устаревших, технических средств, алгоритмов и принципов работы, с применением отличных по степени упрощения моделей и методов расчетов и анализа режимов.

Созданная на верхнем уровне управления сетью система сбора и анализа аварийной информации может быть использована для:

- сокращения времени работы персонала, требующегося для разбора аварийной ситуации и принятия соответствующих решений по их устранению;
- оценки правильности работы противоаварийной автоматики;
- оценки соответствия устройств релейной защиты и автоматики предъявляемым требованиям надежности и пригодности для эксплуатации;
- выявления характерных причин неправильных срабатываний и отказов срабатывания;
- разработки организационных и технических мероприятий по улучшению работы устройств РЗА;
- выявления и устранения недостатков выполнения и эксплуатации устройств.

Компанией ООО «ЭнергопромАвтоматизация» с учетом опыта эксплуатации АО «Тюменьэнерго» была разработана «Иерархическая система сбора и просмотра аварийной информации от разнородных распределенных источников для распределительных сетей» (далее — Система), которая нацелена на решение накопившихся проблем. Объектом исследований стал филиал АО «Тюменьэнерго» Нижневартковские электрические сети.

Анализ данных предпроектного обследования свидетельствовал о том, что наблюдаемость аварийных процессов сетей операционной зоны филиала АО «Тюменьэнерго» Нижневартковские электрические сети относительно невысока.

Первоочередными задачами для повышения аварийной наблюдаемости с целью повышения надежности функционирования энергообъединения являются:

- реализация предварительного анализа эксплуатационного и технического состояния объекта и его режимных параметров;
- просмотр и анализ аварийной информации на верхнем уровне управления сетью с энергообъектов филиала АО «Тюменьэнерго» Нижневартковские электрические сети для контроля аварийных, предаварийных и послеаварийных переходных процессов.

Вышеописанные мероприятия позволяют повысить качество и актуальность информации, собираемой и передаваемой в центры управления филиала «Нижневартковские электрические сети». Это дает возможность повысить эффективность работы, сократить время обработки аварийной информации и тем самым повысить надежность работы энергосистемы операционной зоны филиала.

В настоящей статье приведены результаты внедрения Системы в филиале АО «Тюменьэнерго» Нижневартковские электрические сети, являющимся крупнейшим сетевым предприятием в структуре АО «Тюменьэнерго». Образовано в 1979 году. Общая протяженность линий электропередачи составляет более 3000 км, радиус обслуживания — до 300 км. Крупными структурными подразделениями филиала «Нижневартковские электрические сети» являются четыре района электрических сетей: Мегионский, Саянский, Вахский и Варьеганский. На балансе филиала находятся 107 подстанций напряжения 35–220 кВ.

Филиал «Нижневартковские электрические сети» снабжает электроэнергией все нефтегазодобывающие предприятия, расположенные на территории Нижневартковского района, а также три газоперерабатывающих завода. В зоне ответственности предприятия — потребители городов Радужный, Мегион, Нижневартковск, поселка Излучинск, всех населенных пунктов Нижневартковского района.

На сегодняшний день Система осуществляет сбор аварийной информации со следующих объектов филиала АО «Тюменьэнерго» Нижневартковские электрические сети, расположенных на значительном удалении друг от друга и от диспетчерского пункта филиала: ПС 220 кВ «Узловая», ПС 110 кВ «Меридиан», ПС 110 кВ «Бахилевская», ПС 110 кВ «Факел», ПС 110 кВ «Нижневартковская», ПС 110 кВ «Ватинская», ПС 110 кВ «Таежная», ПС 110 кВ «Центральная», ПС 110 кВ «Истоминская», ПС 110 кВ «Дельта».

Расположение подстанций, интегрированных в Систему показано на рисунке 1. Территориальная удаленность подстанций от централизованного хранилища данных представлена в таблице 1.

Следует отметить, что в рамках выполнения научно-исследовательской работы были проведены патентно-информационные исследования. Объектом патентно-информационных исследований являются:

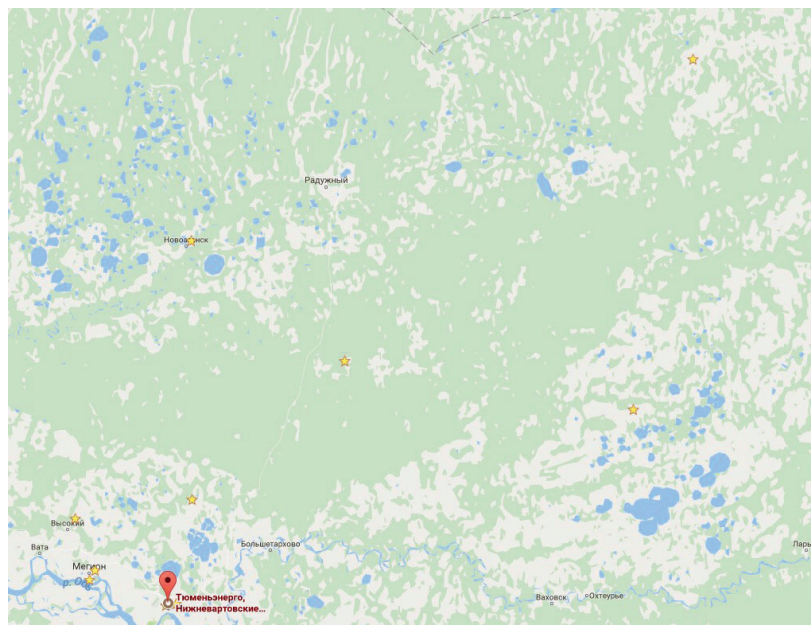


Рис. 1. Расположение подстанций филиала «Нижневартковские электрические сети»

мационных исследований являлись технические решения, относящиеся к системам сбора и просмотра аварийной информации от разнородных распределенных источников.

Предмет поиска определялся исходя из конкретных задач патентных исследований категории объекта, а также из того, какие его элементы, параметры, свойства и другие характеристики предполагалось исследовать.

Всего было отобрано 11 патентных документов, из которых: 1 документ США, 1 документ Японии, 9 документов Китая и 7 публикаций о системах регистрации аварийных процессов, относящиеся к объекту патентно-информационных исследований.

Табл. 1. Территориальная удаленность подстанций

Наименование объекта	Удаленность от диспетчерского пункта
ПС 220 кВ «Узловая»	165 км
ПС 110 кВ «Меридиан»	117 км
ПС 110 кВ «Бахилловская»	235 км
ПС 110 кВ «Факел»	32 км
ПС 110 кВ «Нижневартковская»	13 км
ПС 110 кВ «Ватинская»	26 км
ПС 110 кВ «Таежная»	12 км
ПС 110 кВ «Центральная»	16 км
ПС 110 кВ «Истоминская»	106 км
ПС 110 кВ «Дельта»	13 км

В 2014 году был получен совместный патент АО «Тюменьэнерго» и ООО «ЭнергопромАвтоматизация» на изобретение — результат совместной работы по созданию иерархической системы сбора и просмотра аварийной информации от разнородных распределенных источников для распределительных сетей.

В результате опытной эксплуатации с декабря 2014 года по ноябрь 2018 года отмечена устойчивая работа Системы сбора и просмотра аварийной информации в течение всего срока. За отчетный период произошло 72 аварийных события. Получение данных от цифровых устройств РЗА отмечалось в 100% случаев. При возникающих сбоях в связи с пропаданием канала связи с ПС получение данных возобновлялось после восстановления канала.

ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ И ВЫПОЛНЯЕМЫХ ФУНКЦИЙ

Программно-технический комплекс иерархической системы сбора и просмотра аварийной информации от разнородных распределенных источников для распределительных сетей выполняет следующие функции:

- работа с форматом COMTRADE различных модификаций;
- предварительная обработка данных на сервере Системы — перекодировка осциллограмм аварийных процессов от микропроцессорных устройств, не поддерживающих стандартные форматы, из их внутреннего формата в базу данных (БД) и, при необходимости, в универсальный формат COMTRADE;
- объединение на сервере отдельных осциллограмм от устройств разных производителей в единые аварийные процессы по признаку общего интервала времени;
- ведение долговременного архива аварийных процессов;
- хранение конфигурации Системы;
- обмен информацией со смежными системами в рамках соответствующей автоматизированной иерархической системы сбора и просмотра аварийной информации распределительных сетей филиала;
- прием и первичная обработка информации о текущих режимах и состоянии интегрируемого оборудования;
- получение аварийной информации от цифровых защит и других внешних устройств разных производителей с подстанционных серверов систем АСТУ энергообъектов;
- предоставление интерфейсов доступа к архивным данным (предоставление информации для конечных пользователей АРМ);

- отображение осциллограмм аварийных процессов в рамках одного аварийного процесса с различным шагом осциллографирования;
- обеспечение информационного обмена с подстанционными серверами систем АСТУ энергообъектов в технологической сети;
- экспресс-анализ аварийного процесса;
- экспресс-обзор зоны распространения аварии по объекту;
- синхронизация компонентов Системы;
- защита информации.

Программно-технический комплекс имеет трехуровневую структуру (рисунок 2).

К **верхнему уровню** Системы (программно-технический комплекс производства ООО «ЭнергопромАвтоматизация») относятся средства централизованного хранения и представления информации, АРМ для просмотра и анализа аварийной информации.

Верхний уровень (ВУ) состоит из следующих технических средств:

- основной сервер, где концентрируется аварийная информация (осциллограммы). Собранная информация используется для визуализации на дисплее АРМ, сохранения в архивах, вычисления расчетных параметров, вывода на печать;
- АРМ для просмотра и анализа аварийной информации.

Сервер обеспечивает сбор информации с серверов подстанционного уровня АСТУ энергообъектов, а также предоставление информации пользователям АРМ Системы.

Основной сервер Системы представляет собой резервированный специализированный сервер.

К **среднему уровню** Системы относится оборудование связи для передачи информации от серверов подстанционного уровня, установленных на подстанции или станции на верхний уровень Системы.

К **нижнему уровню** Системы относятся подстанционные серверы энергообъектов, обеспечивающие сбор, обработку и передачу собранной аварийной информации на верхний уровень Системы.

Для организации информационного взаимодействия между сервером ВУ Системы и подстанционным оборудованием энергообъектов (передачи данных аварийных осциллограмм и другой аварийной информации со стороны ПС) используются существующие каналы связи, установленные на объектах.

Для обеспечения оперативной доставки информации в Систему и предоставления ее пользователю ширина канала связи между подстанцией и сервером составляет более 64 кбит/сек.

Программное обеспечение (ПО) сервера Системы:

- операционная система MS Windows Server 2003 Standart или выше;
- СУБД MS SQL Server;
- специализированное ПО для связи с осциллографами;

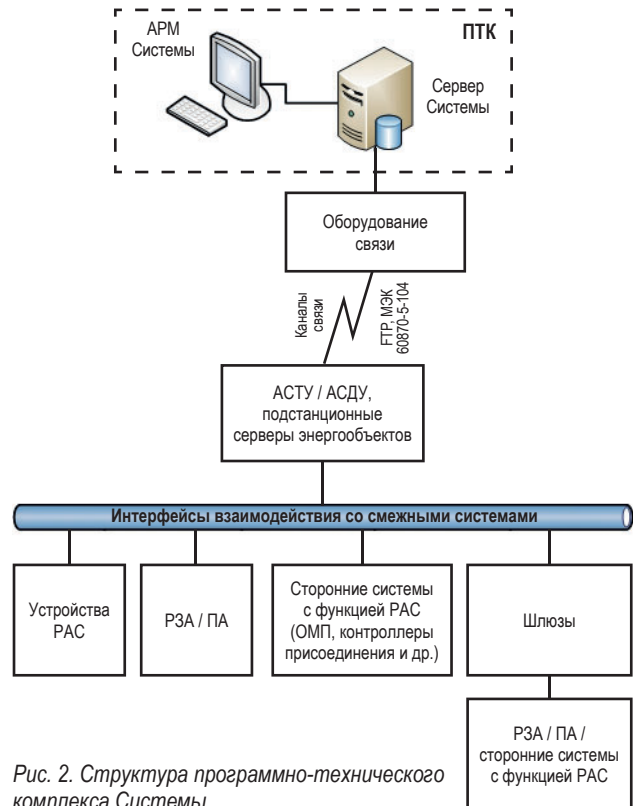


Рис. 2. Структура программно-технического комплекса Системы

- серверная часть — ПО сбора и анализа аварийных осциллограмм (ООО «ЭнергопромАвтоматизация»).

АРМ позволяет организовать просмотр и анализ данных аварийных осциллограмм с удаленных энергообъектов.

Для возможности мобильной работы с аварийной информацией, полученной с объектов филиала, в частности, ее скачиванию с сервера Системы за пределами АБК (со стороны энергообъектов), используется ноутбук.

Используется АРМ офисного исполнения.

ПО АРМ:

- операционная система MS Windows XP/7 или выше;
- MS Office;
- Клиентская (прикладная) часть — ПО сбора и анализа аварийных осциллограмм (ООО «ЭнергопромАвтоматизация»).

Основу ПТК составляет уникальное ПО разработки ООО «ЭнергопромАвтоматизация», обеспечивающее высокий уровень автоматизации обработки аварийной информации, поступающей на диспетчерский пункт от множества осциллографов, расположенных в различных точках энергообъединения.

В серверной части производится:

- объединение на сервере отдельных осциллограмм в единые аварийные процессы по признаку общего интервала времени;
- ведение долговременного архива аварийных процессов на объекте;

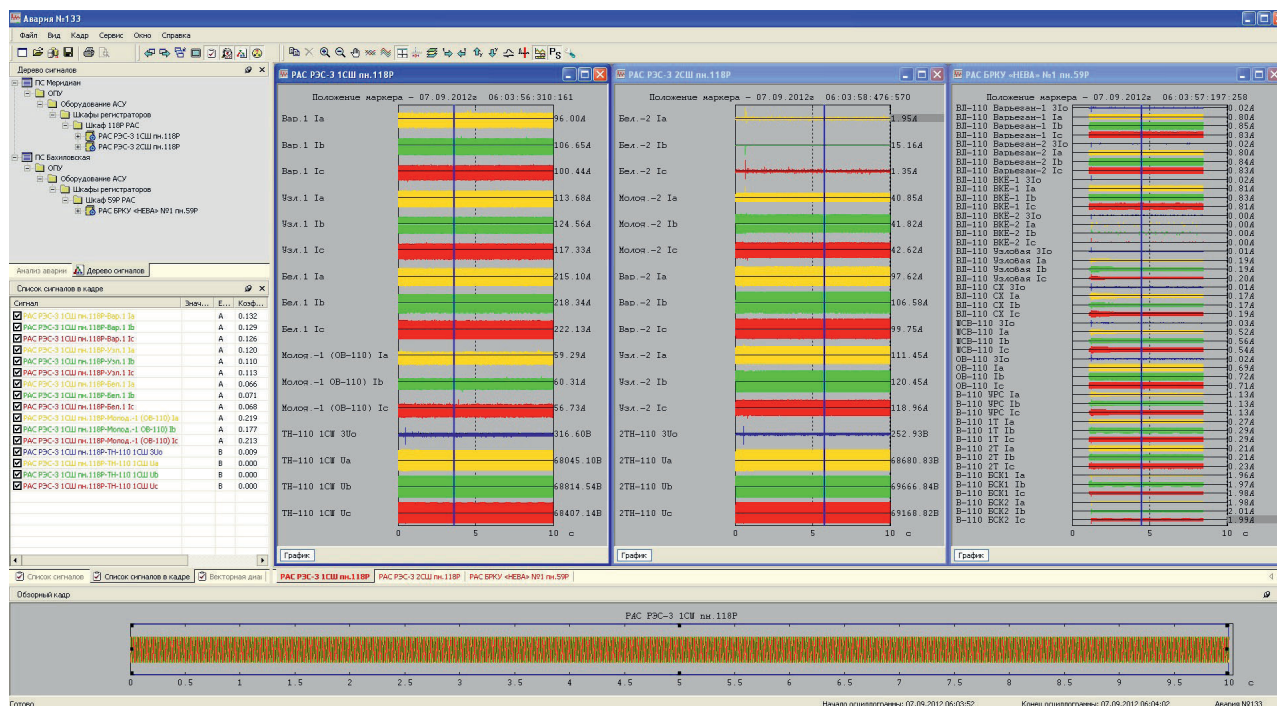


Рис. 3. Отображение данных по трем устройствам и двум подстанциям

- обработка осциллограмм аварийных процессов с разным шагом осциллографирования;
- подготовка и архивирование файла аварии для передачи на верхние уровни диспетчерского управления.

Сервер Системы обеспечивает прием аварийных осциллограмм МП устройств (РАС, РЗА и др.) энергообъектов в формате COMTRADE. Реализована возможность преобразования осциллограмм аварийных процессов от микропроцессорных устройств, не поддерживающих стандартные форматы, из их внутреннего формата в формат базы данных и, при необходимости, в универсальный формат COMTRADE на уровне программного обеспечения смежных систем.

На сервере Системы устанавливается специализированное ПО, которое обеспечивает непосредственную связь с осциллографами, расположенными на объектах:

- ПО для связи с осциллографами РЭС-3 (ПО «SignW» компании ООО «Прософт-Системы»);
- ПО для связи с осциллографами НЕВА (ПО «Нева» компании ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ»);
- ПО для связи с осциллографами ЭКРА (ПО «DFRLink» компании ООО НПФ «ЭКРА»);
- ПО для связи с осциллографами SPAC (ПО «SMS» компании АБВ);
- ПО для связи с осциллографами БМРЗ (ПО «Конфигуратор-МТ» компании ООО «НТЦ «Механотроника»).

Передача осциллограмм и доступ к ним производится по общепринятым протоколам передачи данных (FTP и др.).

На рабочих станциях реализуются следующие возможности:

- возможность отображения на осциллограмме последовательности срабатывания защит, блинкеров, коммутационной аппаратуры и других дискретных сигналов;
- автоматическая разбивка на кадры по критериям, заранее заданным пользователем программы (в один кадр попадает информация от физически связанных величин, например, 3 фазы токов и 3 фазы напряжений по присоединениям);
- возможность сохранения информации об аварии в пользовательском архиве на рабочей станции с различными комментариями;
- многооконный интерфейс, отображающий осциллограммы в нескольких кадрах одновременно (рисунки 3, 5);
- экспресс-обзор зоны распространения аварии по объекту (перечень присоединений, оборудования, сигналов, задействованных в аварии) (рисункок 4).

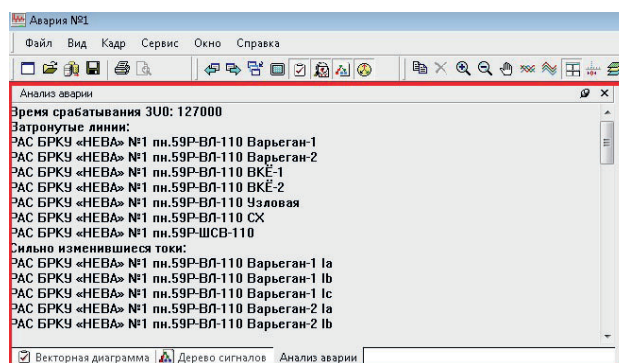


Рис. 4. Окно «Анализ аварии»

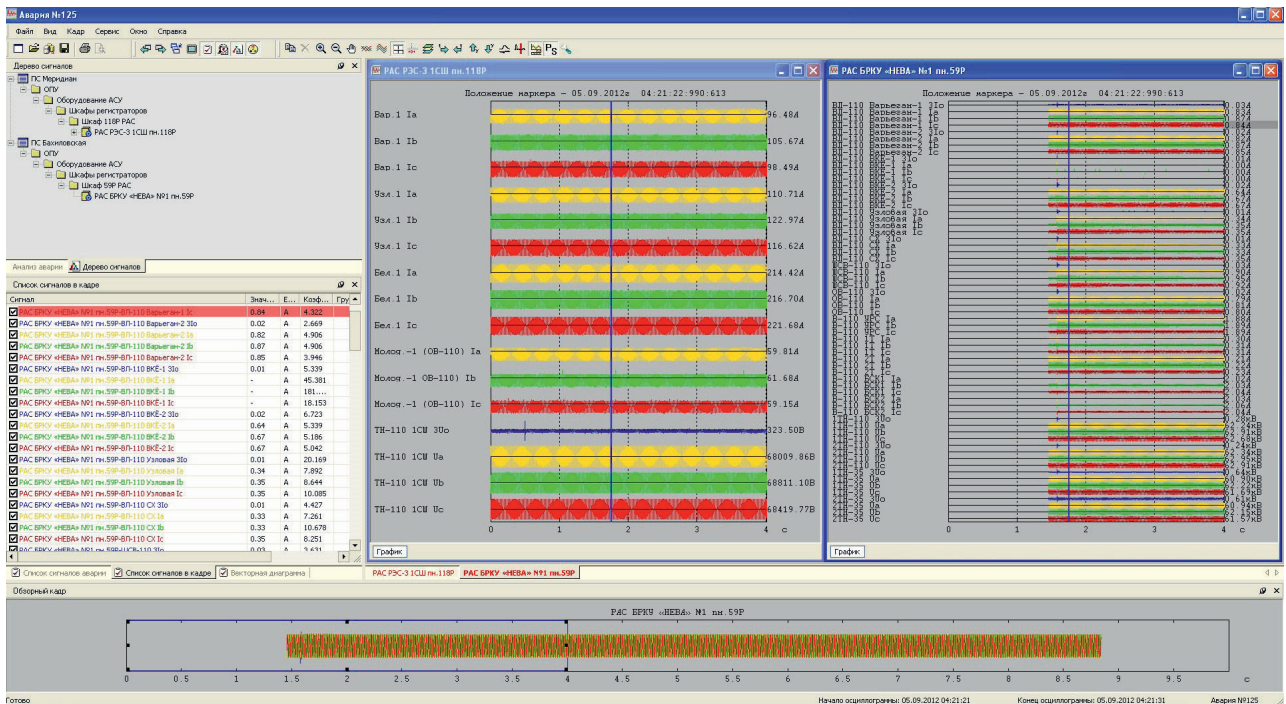


Рис. 5. Отображение данных по двум устройствам и двум подстанциям

В Системе предусмотрено наличие обзорного кадра для экспресс-анализа всего аварийного процесса и быстрого перемещения по данным аварии (рисунок 6).

Также в Системе имеется широкий спектр инструментов

для подготовки документа к печати (цвет, линии, тексты, метки, стрелки и т.д.), позволяющий пользователю автоматизировать процесс анализа осциллограмм, предусмотрены возможности их предварительного просмотра и распечатки.

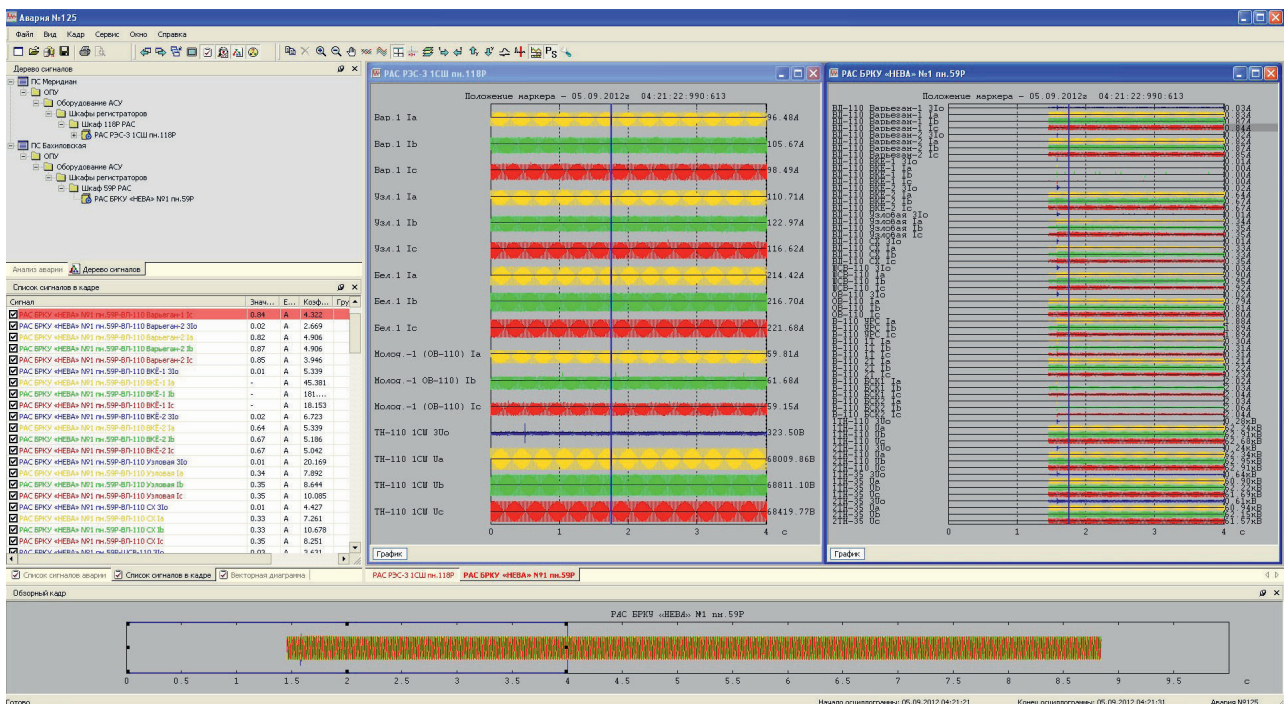


Рис. 6. Обзорный кадр для экспресс-анализа всего аварийного процесса

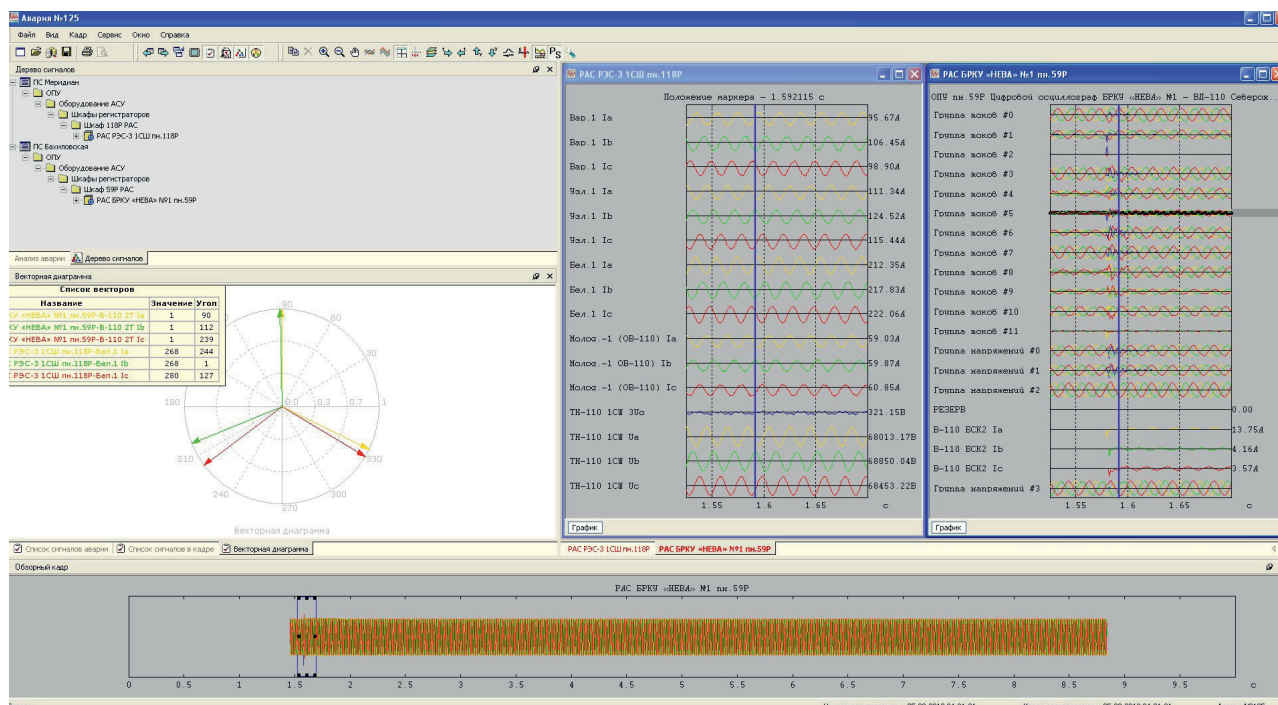


Рис. 7. Векторная диаграмма по двум устройствам

В Системе предусмотрено наличие векторных диаграмм, разложение трехфазных систем на прямую, обратную и нулевую последовательность, спектральный анализ (рисунки 7, 8).

- Также Системой реализуются следующие возможности:
- настройка конфигурации программы просмотра под конкретного пользователя;
- работа с группами сигналов;

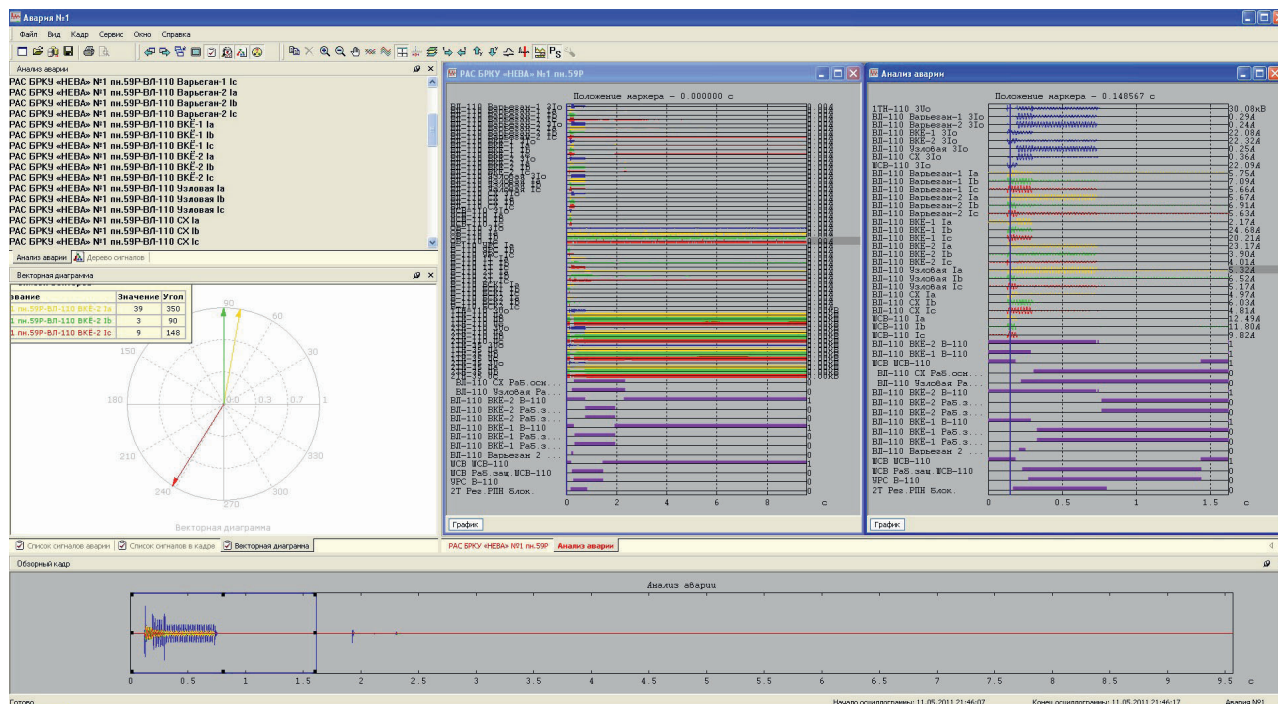


Рис. 8. Векторная диаграмма по двум устройствам

- вывод численного значения сигнала в область графического отображения и перемещение его в любое место этой области;
- синхронизация отображения кадров;
- определение максимальных и минимальных амплитудных и действующих значений на определенном временном интервале.

Внедрение централизованной системы регистрации аварий позволяет снизить ущерб от нарушений энергоснабжения целых регионов при сложных авариях в объединенных энергосистемах за счет оперативного выявления и локализации неисправностей.

Повышение эффективности управления электрическими сетями, прежде всего, связано с увеличением объема, достоверности, точности и оперативности получения и анализа аварийной информации о работе средств РЗА и РАС электрических сетей при различных режимах функционирования электрической сети операционной зоны филиала.

Таким образом, достигается:

- снижение недоотпуска электроэнергии в энергообъединении за счет сокращения сроков разбора аварий и, как следствие, уменьшение времени ликвидации технологических нарушений;
- сокращение количества аварийных ситуаций в результате ошибочных действий персонала за счет повышения эффективности регистрации и анализа аварийных событий и процессов;
- повышение эффективности определения места повреждения на линиях электропередачи;
- снижение эксплуатационных расходов филиала за счет оперативного доступа персонала к данным, записанным средствами РАС, при расследовании произошедшей аварии посредством автоматического сбора всей необходимой информации на сервере Системы;
- исключение повторения аварийных ситуаций благодаря возможности проведения исчерпывающего анализа зафиксированных аварийных процессов;
- сокращение времени работы персонала, требующегося для разбора аварийной ситуации и принятия соответствующих решений по их устранению.

Интерфейс работы с программой прост в освоении, широкие функциональные возможности облегчают работу служб РЗА в части получения аварийной информации.

По результатам опытной эксплуатации созданный инновационный продукт представляет собой технологическую базу для развития систем сбора и обработки аварийной информации всех энергообъектов филиала.

ВЫВОДЫ

Разработанная Система объединяет в себе достоинства используемых в настоящее время систем регистрации путем использования универсального человеко-машинного

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 12.2.007.0-75. Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.
2. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
3. ГОСТ 24.104-85. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
4. ГОСТ 24.701-86. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения.
5. ГОСТ 27.003-90. Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности.
6. ГОСТ 27.002-2015. Надежность в технике. Проектная оценка надежности сложных систем с учетом технического и программного обеспечения и оперативного персонала. Основные положения.
7. Информационное письмо ЦДУ ЕЭС России № 91 «Рекомендации по подключению аналоговых и дискретных сигналов к регистраторам аварийных событий (РАС) и его пуску при аварийных нарушениях в ЭЭС». М., 22.11.2001.
8. Информационное письмо ОАО «ФСК ЕЭС» № 54/1993 «О формате «COMTRADE». М., 17.10.2005.
9. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (ПОТ Р М-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00).
10. Мероприятия (расчет специалистов и нормо-часов) по техническому обслуживанию компонентов Системы.
11. МЭК 60870-5-101. Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики.
12. МЭК 60870-5-104. Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей.
13. Правила устройства электроустановок (все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями). Сибирское университетское издательство, 2008.
14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, утв. приказом Минэнерго России от 13.01.2003 № 6 (зарегистрировано в Минюсте России 22.01.2003 № 4145).
15. РД 34.35.120-90. Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) подстанций напряжением 35–1150 кВ. М.: СПО ОРГРЭС, 1991.
16. РД 34.35.310-97. Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем.

интерфейса, позволяющего производить анализ осциллограмм, собранных с множества регистраторов, удаленных друг от друга на большое расстояние.

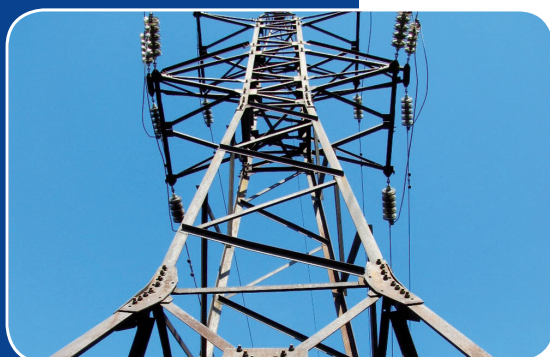
Использован универсальный инструмент, который подходит как для просмотра осциллограмм, так и для их математической обработки с целью получения более полной информации об аварийных процессах, протекающих в сетях.

В иерархической системе сбора и просмотра аварийной информации от разнородных распределенных источников для распределительных сетей используется гибкая система интеграции устройств, позволяющая стыковаться как с серверами АСУ ТП, устанавливаемы-

ми на объектах, так и с устройствами РЗА напрямую, посредством специального программного обеспечения, устанавливаемого на сервере Системы. При этом поддерживаются все стандартные протоколы связи и стандартный формат осциллограмм COMTRADE.

За счет увеличения количества источников информации появляется возможность производить оценку системных аварий, затрагивающих большое количество устройств на различных объектах энергообъединения.

Система подобного рода предоставляет исключительные возможности ретроспективного анализа, достижение которых было бы невозможно при использовании разрозненных систем регистрации. 



**Издательство журнала
«ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ»**

Передача и распределение
выпустило книгу академика РАЕН,
профессора Владимира Абрамовича
НЕПОМНЯЩЕГО

«НАДЕЖНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ»

В монографии исследована надежность оборудования электростанций и электрических сетей напряжением 1150–10(6) кВ, разработана методика сбора и статистической обработки информации о надежности оборудования. На основе статистических данных и расчетов определены основные параметры надежности и динамика их изменения в процессе эксплуатации. Выявлены статистические законы распределения отказов и времени восстановления элементов энергосистем. Проведено их сравнение с зарубежными данными.

Тираж книги 5000 экз., объем 196 с., формат 170х235 мм.
Для приобретения издания необходимо позвонить
по многоканальному телефону +7 (495) 645-12-41
или написать по e-mail: info@eepir.ru