



ЭНЕРГЕТИКА
МИКРОЭЛЕКТРОНИКА
АВТОМАТИКА

www.ema.ru



СОДЕРЖАНИЕ

О КОМПАНИИ

О компании.....	2
История деятельности.....	3
Направления деятельности.....	5
Автоматизированные системы управления.....	5
Принципы.....	6
Преимущества работы с нами.....	6
Технические решения.....	7
Полный цикл услуг.....	7
Наши клиенты.....	8

iSMS. ПТК ТЕЛЕМЕХАНИКИ

iSMS (Программно-технический комплекс телемеханики).....	9
Назначение АСУТП подстанций.....	9
Исполняемые функции.....	10
Описание программно-аппаратных средств iSMS.....	11
Архитектура построения программного обеспечения сервера iSMS.....	12
База данных iSMS.....	12
Серверное программное обеспечение.....	13
Программные средства рабочих мест iSMS.....	14
Состав аппаратных средств iSMS.....	15
Особенности iSMS.....	15
Преимущества iSMS.....	15

РСДУ5. РАСПРЕДЕЛЕННАЯ СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

РСДУ5 (Распределенная Система Диспетчерского Управления).....	16
Функции и задачи РСДУ5.....	17
Состав подсистем.....	17
Подсистема управления базами данных технической информации.....	18
Подсистема сбора и передачи данных.....	19
Подсистема контроля и управления режимом работы электрической сети.....	20
Подсистема отображения (АРМ, WEB, видеостены, мнемощиты).....	23
Подсистема архивов.....	24
Подсистема анализа сети.....	25
Подсистема управления простоями и отключениями потребителей.....	27
Подсистема диагностики основного высоковольтного оборудования.....	28
Подсистема коммерческой диспетчеризации.....	29
Интеграционная платформа (АСУРЭО, ёЖ-2, АНАРЭС), интеграция с внешним АСУ.....	30
Подсистема ведения электронного оперативного журнала.....	31
Подсистема приема и обработки оперативных заявок на вывод в ремонт оборудования..	32
Администрирование и конфигурирование.....	33
Преимущества применения РСДУ5.....	34

СИГМА

СИГМА. Автоматизированная система мониторинга и диагностики (АСМД).....	35
Методы оценки технического состояния.....	35
Применение.....	36
Трехуровневая распределительная система.....	37
ООО «ЭМА» VAR-Партнер «General Electric».....	41
Сертификаты и лицензии.....	42



ЭНЕРГЕТИКА
МИКРОЭЛЕКТРОНИКА
АВТОМАТИКА

О КОМПАНИИ



Компания **ООО «ЭМА»** предлагает комплексные решения для энергетики по автоматизации технологических процессов, связанных с производством, распределением, диспетчеризацией и потреблением энергоресурсов.

30 лет на рынке / **более 160** квалифицированных сотрудников / **5** офисов в России / выполненные проекты в **27** регионах

РАЗРАБОТАНО проектов по автоматизации объектов **550** / **более 130** объектов **АВТОМАТИЗИРОВАНО** / **построено более 50** диспетчерских центров управления

ИСТОРИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

- 1990** Создание компании “ЭМА” группой сотрудников Сибирского НИИ Энергетики (г. Новосибирск). Вид основной деятельности - разработка и внедрение программно-аппаратных комплексов Автоматизированных Систем Диспетчерского Управления (АСДУ) для предприятий электроэнергетического комплекса.
- 1991** Создание собственного программно-технического комплекса РСДУ1 (Распределенная Система Диспетчерского Управления). РСДУ1 была внедрена более чем на 20 объектах электроэнергетики.
- 1995** Начало разработки РСДУ2 на платформе Multibus II. Внедрение в ОАО “Колэнерго” цифрового АРЧМ.
- 1997** Опыт первых установок программного комплекса РСДУ2 на платформе Multibus II.
- 1998** Разработка системы управления Диспетчерским Щитом и внедрение ее в АО “Псковэнерго” и АО “Колэнерго”.
- 2001** Начало работы с технологией ION и поддержка новой архитектуры РСДУ2 на базе IndustrialPC.
- 2003** Открытие Псковского филиала с целью более тесного сотрудничества и быстрого реагирования на запросы заказчиков Северо-Западного региона.
- 2006** Лидерство во внедрении ССПИ и СТМиС согласно приказа №603 на генерирующих предприятиях. В качестве ССПИ и СТМиС использовался комплекс РСДУ2.
- 2008** Успешный опыт ООО “ЭМА” в качестве генерального подрядчика в масштабном проекте СТМиС “Кузбассэнерго”. Начало проекта создания ЦУС “Новгородэнерго” (ENMAC) в качестве генерального подрядчика.
- 2009** Начало работ на Дальнем Востоке: создание СТМиС в ОАО “Дальневосточная генерирующая компания”, а также начало проекта по созданию ЦУС ОАО “Дальневосточная распределительная сетевая компания”.
- 2010** Начало сотрудничества с ОАО “Роснефть”: проектирование систем АСТУЭ/АСДУЭ на Ванкорском месторождении ЗАО “Ванкорнефть”, проектирование систем АСТУЭ/АСДУЭ ОАО “Ангарская нефтехимическая компания”.
- 2011** Начало сотрудничества с ОАО «МОЭСК». Построение ЦУС ПО ЦЭС “Колэнерго”. Создание АСУТП подстанций 21, 21А АО “Колэнерго” на базе коммуникационных серверов D400 производства General Electric.

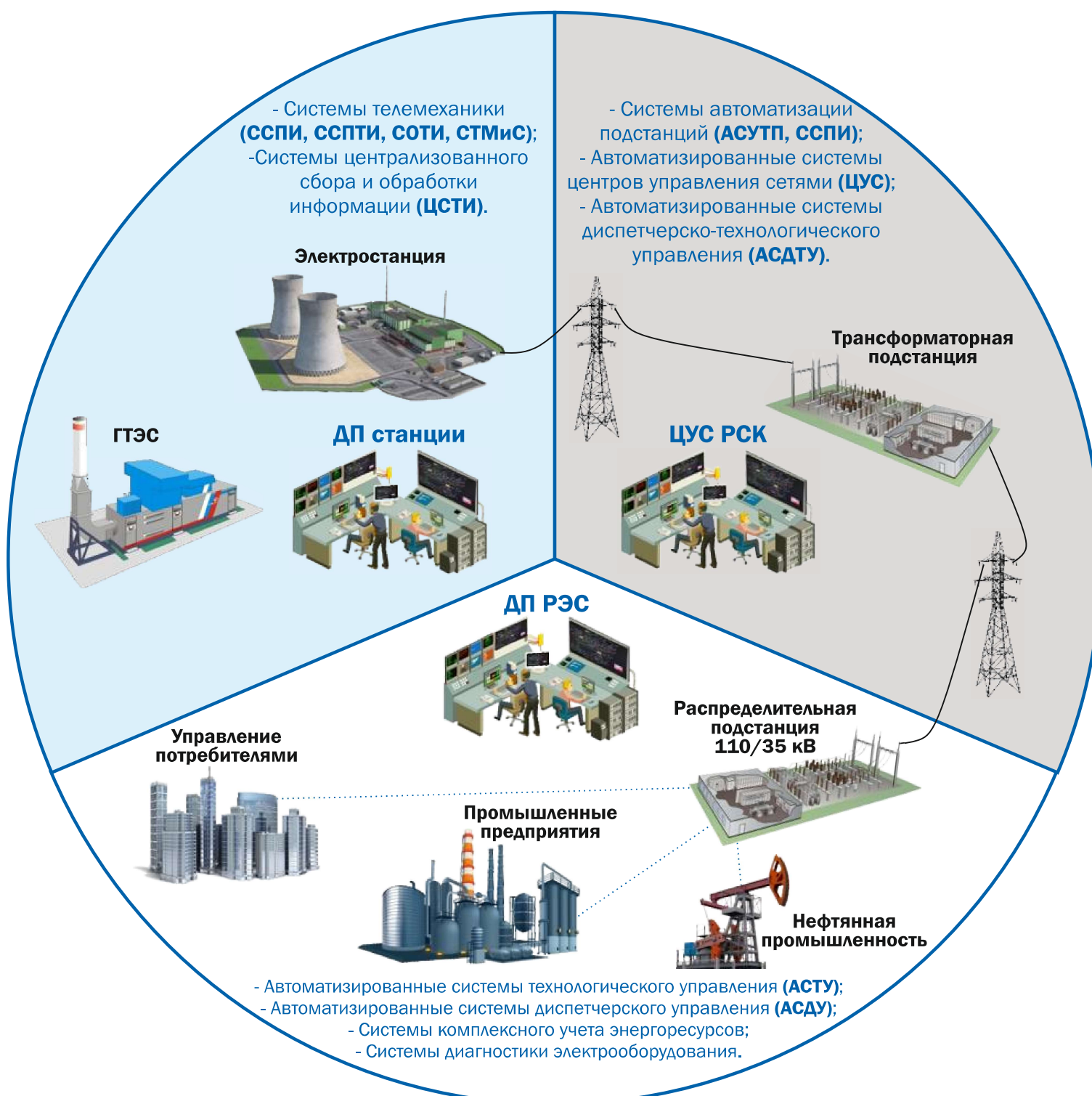


ИСТОРИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

- 2012** Начало сотрудничества с международным аэропортом «Домодедово» - разработка концепции построения системы электроснабжения, систем АСДУЭ/АСТУЭ. Разработка проектов по дальнейшему развитию ПТК PowerOn в ОАО «МОЭСК». Успешное внедрение собственной системы АСУТП «iSMS» в Горноалтайском филиале ОАО «МРСК Сибири». Начало внедрения АСДУЭ/АСТУЭ на Ванкорском месторождении.
- 2013** Внедрение ООО «ЭМА» системы автоматизированного проектирования ЕЗ. Опытная эксплуатация собственной системы диагностики высоковольтного оборудования в режиме «on-line» «СИГМА». Внедрение в качестве ССПТИ Новокузнецкой ГТЭС комплекса РСДУ2. Компания «ЭМА» расширяет сферу деятельности, совершенствует свою работу и профессионализм сотрудников.
- 2014** В середине июня 2014 года ООО «ЭМА» успешно завершила проект по созданию автоматизированной системы диспетчерского управления электроснабжением и технического учета электроэнергии (АСТУ и АСДУЭ) Ванкорского месторождения. ЗАО «Ванкорнефть» (дочернее общество ОАО «Роснефть»). Завершен проект по «Модернизации телемеханизации Вологодского РЭС» ПАО МРСК Северо-Запада.
- 2015** Завершен проект по созданию верхнего уровня автоматизированной системы диспетчерского управления электроснабжением и технического учета электроэнергии АСТУЭ /АСДУЭ АО «Ангарская нефтехимическая компания». Приступили к реализации второго этапа по созданию автоматизированной системы диспетчерского управления электроснабжением и технического учета электроэнергии (АСТУЭ и АСДУЭ) Ванкорского месторождения АО «Ванкорнефть» (дочернее общество «НК Роснефть»).
- 2016** Завершен проект по внедрению платформы Централизованной системы сбора и обработки коммерческой и технологической информации «СИСТЕМА ЦАС КИТ» ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» на базе ПТК РСДУ5. Продолжены работы по развитию АСТУЭ/АСДУЭ Ванкорского месторождения АО «РН-Ванкор» в рамках 2-го этапа. Завершены работы по проектированию системы автоматизированного управления и контроля производственных объектов электроснабжения «Аэропорт Домодедово».
- 2017** Успешно аттестован программно-технический комплекс телемеханики iSMS для применения на объектах ПАО Россети. Завершена поставка оборудования в рамках 2 этапа АСТУЭ/АСДУЭ ООО «РН-Ванкор».
- 2018** В декабре успешно аттестован программно-технический комплекс РСДУ5 для применения на объектах распределительного сетевого комплекса ДЗО ПАО «Россети», для построения АСТУ ЦУС. Получено заключение аттестационной комиссии на продление аттестации ПТК iSMS. Разработана концепция построения «Цифрового РЭС» на базе РСДУ5.
- 2019** В филиале Новгородэнерго ПАО «МРСК Северо-запада» реализован инновационный проект по модернизации распределительных сетей 10/6/0,4 кВ Валдайского и Боровичского РЭС с внедрением ОИК, удовлетворяющих требованиям «цифрового РЭС». Предложенное ООО «ЭМА» техническое решение для АСТУ ДП РЭС разработано в соответствии с концепцией «Энерджинет» на базе программно-технического комплекса РСДУ5, как ADMS-система с функционалом SCADA/DMS/OMS.

НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

- Автоматизация технологических процессов в электросетевых и электрогенерирующих компаниях;
- Создание автоматизированных систем коммерческого учета, технического учета и диспетчеризации энергообъектов крупных промышленных предприятий;
- Цифровой РЭС
- Интеграционные решения (СУПА, MES, и т.д.) ;
- АСУТП подстанций;
- Создание систем мониторинга и диагностики высоковольтного оборудования.





ПРИНЦИПЫ

МОДУЛЬНОСТЬ

Возможность использования только тех средств и в том объеме, которые наиболее оптимальны и актуальны для Вашего предприятия в данный момент.

МАСШТАБИРУЕМОСТЬ

Изначально заложенная возможность модернизации, постепенного наращивания числа и масштабов выполняемых функций.

СОХРАНЕНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ

Возможность использования как новейшего оборудования и технологий, так и тех, что уже используются на Вашем предприятии.

БЫСТРАЯ ОКУПАЕМОСТЬ

Предлагаемые решения оптимальны по цене и функциональности.

ИНТЕГРАЦИЯ

Создаваемые системы легко интегрируемы с другими системами предприятия: управления финансовой и административно-хозяйственной деятельностью (ERP), управления производственными процессами (MES) и иными.

ПОЭТАПНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ

Возможность не привлекать крупную сумму единовременно, а использовать экономический эффект от внедрения каждой очереди.

РАЦИОНАЛЬНОСТЬ

Оптимальное и достойное применение текущего оборудования и инструментов.

ПРЕИМУЩЕСТВА РАБОТЫ С НАМИ

- Выполнение всего комплекса работ по внедрению АСУ
- Собственные производственные мощности
- Обучение и техническая поддержка эксплуатационного персонала заказчика
- Собственная команда разработчиков ПО
- Официальные партнерские отношения с General Electric
- 29 летний опыт построения автоматизированных систем в электроэнергетике

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ОТ ЭМА

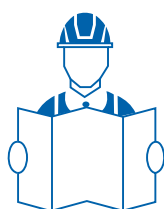
НА БАЗЕ СОБСТВЕННЫХ РАЗРАБОТОК:

- ПТК РСДУ5 (Распределенная Система Диспетчерского Управления, версия 5);
- ПТК телемеханики iSMS подстанций 35-110 кВ;
- ПТК СИГМА (Автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования высоковольтного оборудования);

НА БАЗЕ РАЗРАБОТОК GENERAL ELECTRIC:

- PowerLink Advantage (АСУТП подстанции, General Electric, Energy-USA);
- PowerOn™ Fusion (Electricity Network Management and Control System, General Electric, Energy-USA);
- Устройства телемеханики D20/D200/D400 (General Electric, Energy-USA) и др.

ПОЛНЫЙ ЦИКЛ УСЛУГ



ПРОВЕДЕНИЕ
ПРЕДПРОЕКТНЫХ
ОБСЛЕДОВАНИЙ



РАЗРАБОТКА
КОНЦЕПЦИЙ,
ТЕХНИЧЕСКИХ ЗАДАНИЙ



РАЗРАБОТКА
ТЕХНО-РАБОЧИХ
ПРОЕКТОВ



ВНЕДРЕНИЕ
АСУ



ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА
И СОПРОВОЖДЕНИЕ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ПТК





НАШИ КЛИЕНТЫ





ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ТЕЛЕМЕХАНИКИ



Рис. 1 – Сервер ПТК телемеханики iSMS.

ООО «ЭМА» предлагает сервер ПТК телемеханики iSMS (integrated Substation Management System) в качестве масштабируемого технического решения для построения современных АСУТП распределительных подстанций различного класса напряжения.

Данное решение применимо для построения АСУТП как на вновь строящихся, так и на реконструируемых подстанциях и базируется на современных программных продуктах и аппаратных средствах с использованием стандартных протоколов информационного взаимодействия. ПТК телемеханики iSMS соответствует концепции национальной технологической инициативы «Энерджинет».

В декабре 2018 года получено заключение аттестационной комиссии на продление аттестации ПТК телемеханики «iSMS». Программно-технический комплекс телемеханики «iSMS» аттестован для применения на подстанциях 35-110 кВ, в соответствии с требованиями ПАО «Россети», и включен в Реестр оборудования и материалов, допущенных к применению на всех объектах ДЗО ПАО «Россети», в раздел АСТУ.

НАЗНАЧЕНИЕ АСУТП ПОДСТАНЦИЙ

ПРИ СОЗДАНИИ АСУТП ПОДСТАНЦИЙ ПРЕСЛЕДУЮТСЯ СЛЕДУЮЩИЕ ЦЕЛИ:

- Повышение надежности и эффективности работы подстанции;
- Обеспечение требуемых показателей качества электроэнергии;
- Предотвращение развития аварий и уменьшение сроков ликвидации аварий;
- Снижение эксплуатационных расходов на подстанции.

ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ УКАЗАННЫХ ЦЕЛЕЙ АСУТП ПОДСТАНЦИЙ ОБЕСПЕЧИВАЕТ РЕШЕНИЕ СЛЕДУЮЩИХ ЗАДАЧ:

- Автоматическое и оперативное удаленное управление и регулирование основным технологическим оборудованием подстанции;
- Мониторинг и контроль технологических процессов распределения и передачи электроэнергии;
- Мониторинг и контроль технического состояния основного высоковольтного оборудования;
- Технический учет электроэнергии;
- Контроль показателей качества электроэнергии;
- Обеспечение обмена информацией с верхним уровнем управления;
- Интеграция в единую систему существующих и создаваемых на объекте систем (РЗА, ПА, АИИС КУЭ и др.);
- Обеспечение персонала оперативной и отчетной документацией (оперативные журналы, ведомости, бланки переключений и т.п.).



ИСПОЛНЯЕМЫЕ ФУНКЦИИ

ИСПОЛНЯЕМЫЕ ФУНКЦИИ В АСУТП ПОДСТАНЦИИ СГРУППИРОВАНЫ ПО СЛЕДУЮЩИМ ПОДСИСТЕМАМ:

- Сбор и передача данных;
- Оперативно-информационный комплекс;
- Администрирование и конфигурирование системы.

ИСПОЛНЯЕМЫЕ ФУНКЦИИ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ:

- Поддержка стандартных протоколов сбора и передачи данных – Modbus (TCP, RTU), МЭК 60870-5-101, МЭК 60870-5-103, МЭК 60870-5-104, МЭК 61850-8.1 (MMS), ION, СЭТ;
- Прием и передача команд телеуправления;
- Резервирование каналов связи;
- Привязка принимаемой телеинформации к единому времени;
- Поддержка различных видов цифровых интерфейсов – RS-232/422/485, Ethernet;
- Поддержка различных видов каналов связи – GSM-модемов, радиомодемов, PLC-модемов, современных ВЧ-модемов, модемов для физических линий связи.

ИСПОЛНЯЕМЫЕ ФУНКЦИИ ОПЕРАТИВНО-ИНФОРМАЦИОННОГО КОМПЛЕКСА:

- Многоуровневый контроль уставок значений параметров;
- Расчет значений параметров на основе произвольных, определяемых пользователем формул;
- Формирование и рассылка сигналов на основе анализа переключений коммутационных аппаратов, превышения значений установок аналоговых параметров;
- Ведение архивов событий и собираемых параметров с настраиваемой глубиной хранения;
- Возможность выбора различных источников данных для обрабатываемых параметров: телеметрические данные, дорасчёт;
- Запись архивов мгновенных значений по настраиваемым событиям;
- Выполнение одно и двухступенчатых команд телеуправления.

ИСПОЛНЯЕМЫЕ ФУНКЦИИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ДАННЫХ ПОЛЬЗОВАТЕЛЮ:

- Отображение оперативных данных в виде информационных панелей с аналоговыми и дискретными параметрами;
- Отображение оперативных данных в виде однолинейных схем;
- Отображение аналоговых данных в виде графиков;
- Отображение архивных параметров в виде таблиц и графиков;
- Отображение журналов событий в виде отчетов.

ИСПОЛНЯЕМЫЕ ФУНКЦИИ АДМИНИСТРИРОВАНИЯ И КОНФИГУРИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ:

- Конфигурирование iSMS осуществляется с помощью WEB-приложения;
- Хранение конфигурации системы организуется в СУБД, которая может располагаться локально на аппаратных средствах iSMS или на внешнем сервере;
- Построение системы, работающей в режиме “горячего резервирования”;
- Выполнение функций самодиагностики системы с оповещением персонала о неисправностях и записью в системные журналы;
- Синхронизация времени от внешнего сервера точного времени по протоколам IMEA, NTP, IRIG-B;
- Возможность установки собственного эталонного источника времени (встраиваемый GSM/ГЛОНАСС модуль).

ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫХ СРЕДСТВ iSMS

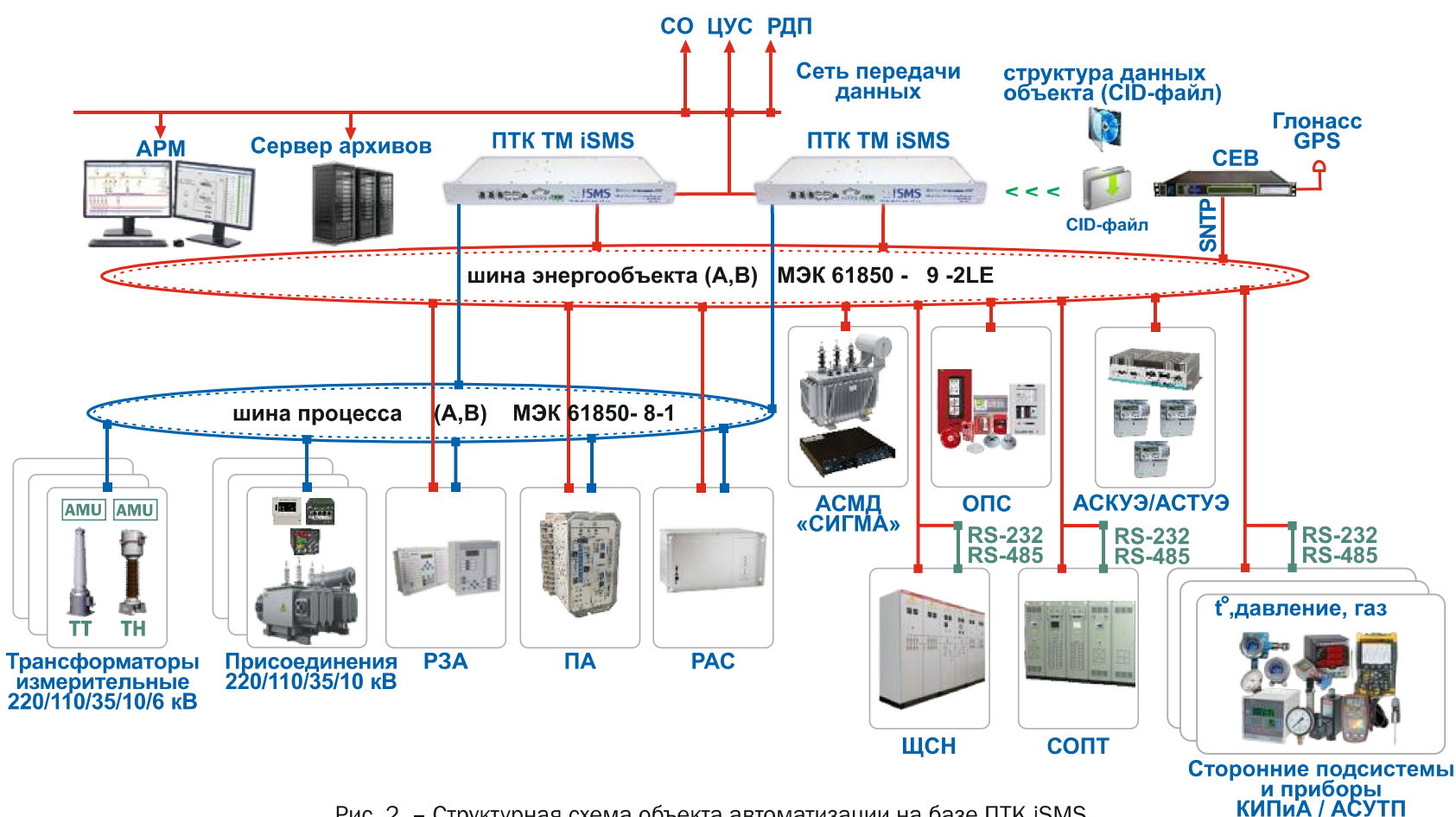


Рис. 2 – Структурная схема объекта автоматизации на базе ПТК iSMS.

СОСТАВ АСУТП ПС МОЖНО РАЗДЕЛИТЬ НА ТРИ УРОВНЯ:

ВЕРХНИЙ УРОВЕНЬ

Сюда относятся средства передачи и представления информации для оперативного и инженерно-технического персонала, а также рабочие места пользователей. Взаимодействие между ПТС всех уровней осуществляется посредством локальной вычислительной сети (ЛВС) Ethernet.

СРЕДНИЙ УРОВЕНЬ

Состав и структура устройств верхнего и среднего уровней АСУТП ПС обеспечивают возможность увеличения объемов обрабатываемой информации, а также возможность интеграции существующих на подстанции автоматизированных систем (РЗА, видеонаблюдение, метеостанция, регистраторы аварийных процессов, АИИС КУЭ) в единую информационную систему.

НИЖНИЙ УРОВЕНЬ

Сюда относятся все устройства, которые непосредственно связаны с объектами управления. С их помощью обеспечивается сбор информации, необходимой для функционирования системы. Основой ПТС нижнего (полевого) уровня являются multifunctional measuring transformers, event recorders, information collection devices on the positions of switching devices, command telecontrol modules.



АРХИТЕКТУРА ПОСТРОЕНИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СЕРВЕРА iSMS

Программное обеспечение iSMS построено с использованием клиент-серверной архитектуры. Серверная часть представляет набор сервисов, позволяющий легко формировать архитектуру программного обеспечения, исходя из требуемого набора функций.

В архитектуре программного обеспечения iSMS можно выделить три уровня сервисов:

1) МОДУЛИ ОБРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ:

- Программные модули сбора данных;
- Программные модули оперативно-информационного комплекса;
- Модули конфигурирования и администрирования;
- Программное обеспечение СУБД.

2) ИНТЕРФЕЙСНЫЕ АДАПТЕРЫ:

Задача этих модулей состоит в организации взаимодействия с WEB-сервером iSMS.

3) WEB-СЕРВЕР iSMS:

Обеспечивает взаимодействие с клиентским ПО по протоколу HTTP/HTTPS. Клиентское ПО работает в любом современном браузере, поддерживающем HTML5 и Java Script.

БАЗА ДАННЫХ iSMS

Для описания объекта внедрения, а также хранения настроечной и конфигурационной информации, используется MySQL - современная, надежная реляционная СУБД.

Кроме настроечной и конфигурационной информации в СУБД хранятся архивы измеряемых параметров, журналы событий и сообщений, генерируемых системой iSMS.

Инструментальные средства, обеспечивающие информационное наполнение базы данных iSMS, работают в WEB-браузере.

Программные средства iSMS также позволяют производить загрузку текущей конфигурации системы из внешней СУБД с последующим сохранением конфигурации локально на сервере iSMS. В случае недоступности внешней СУБД загрузка конфигурации системы будет произведена из локальной копии.

СЕРВЕРНОЕ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

СИСТЕМНОЕ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ:

В качестве системного программного обеспечения сервера iSMS применяется операционная система Linux. Это надежное и проверенное промышленное решение.

ПРИКЛАДНОЕ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ:

Прикладное программное обеспечение построено по модульному принципу, что позволяет масштабировать целевую АСУТП в зависимости от объемов решаемых задач для подстанций различного назначения и классов напряжений. Все информационное взаимодействие между программными модулями производится по унифицированным протоколам обмена данными с открытой спецификацией.

Программные модули прикладного программного обеспечения объединяются в следующие группы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СЕРВЕРНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ:

К технологическим серверным приложениям относятся программные модули, выполняющие функции:

- Сбора и обработки данных;
- Оперативно-информационного комплекса.

СЕРВЕРНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ ДЛЯ АДМИНИСТРИРОВАНИЯ:

- Синхронизация времени на всех аппаратных средствах АСУТП;
- Самодиагностика программно-аппаратных средств;
- “Горячее” резервирование серверов iSMS;
- Репликация данных в резервированных системах.

СРЕДСТВА ДОСТУПА К БАЗЕ ДАННЫХ:

В качестве средств доступа к данным, хранящимся в СУБД, применяются как стандартные ODBC-драйверы, так и нативные библиотеки. Доступ к данным осуществляется посредством SQL запросов.

ИНТЕРФЕЙСНЫЕ WEB-АДАПТЕРЫ:

Для взаимодействия с WEB-сервером iSMS с целью обмена оперативными данными применены интерфейсные адаптеры. Они представляют собой загружаемые модули, осуществляющие трансляцию http/https запросов WEB-клиента в запросы внутреннего открытого протокола сервера АСУТП.



ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА РАБОЧИХ МЕСТ iSMS

СИСТЕМНОЕ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АРМ:

В качестве системного программного обеспечения рабочих мест применяются все современные операционные системы.

ПРИКЛАДНОЕ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АРМ:

В качестве интернет-обозревателя для просмотра информации iSMS, настройки и конфигурирования системы, может быть применен любой современный браузер.

Примеры экранных форм представления данных пользователю:

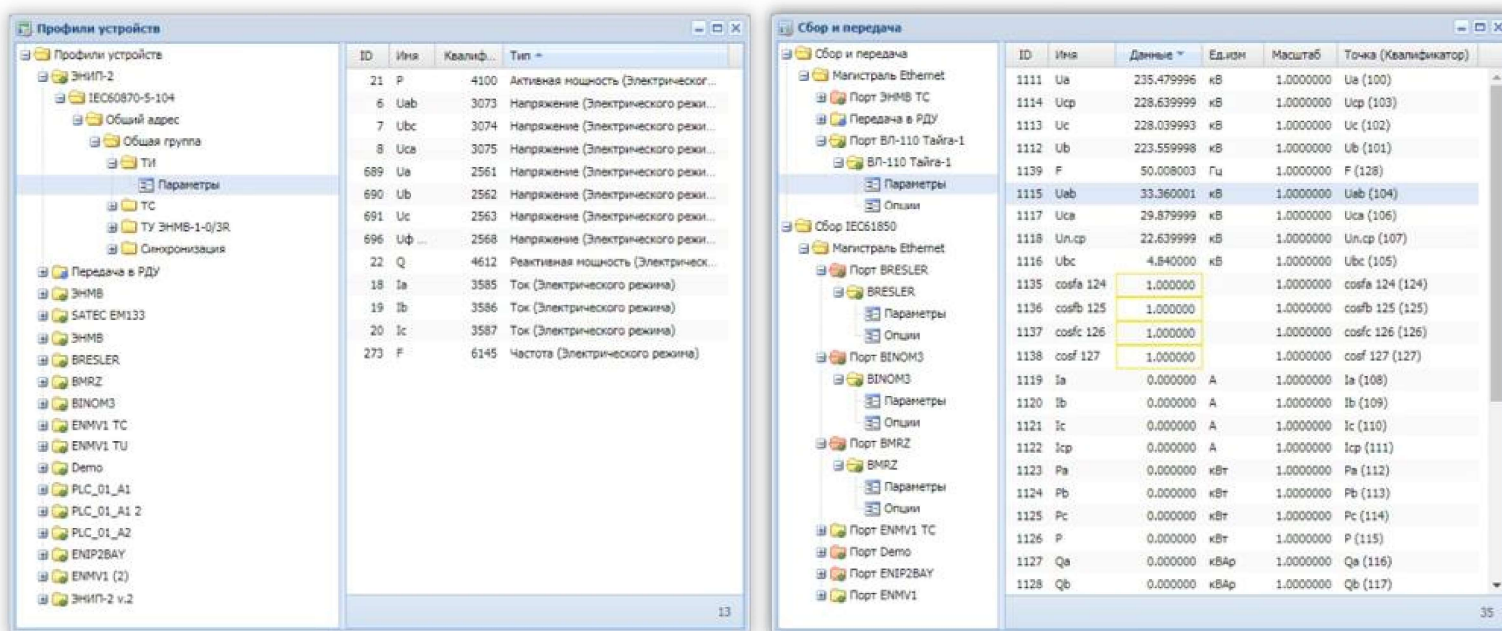


Рис. 3 - Конфигурирование устройств сбора и передачи

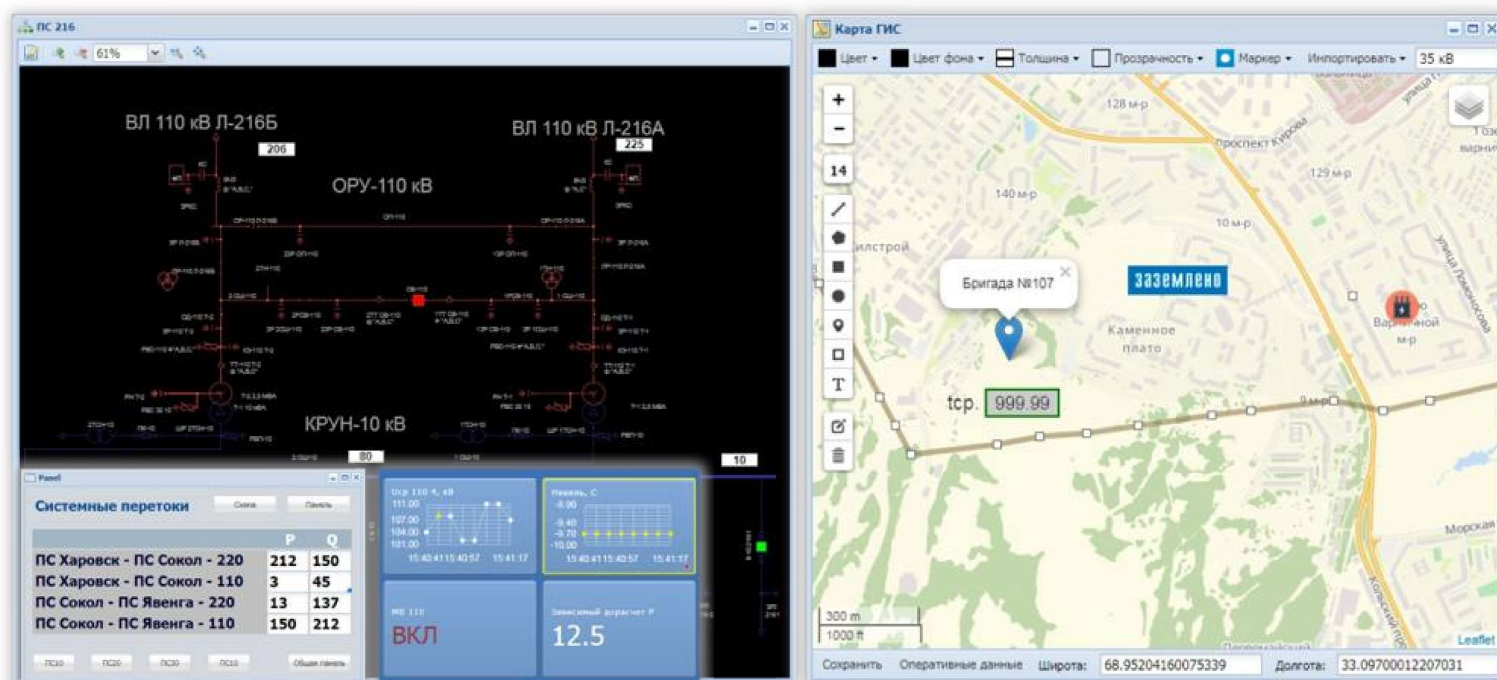


Рис. 4 - Виды представления данных

В iSMS применены открытые протоколы РСДУ2/5, которая является основой программно-технических комплексов ЦУС, ССПИ, СТМиС на многих предприятиях электроэнергетики России.

СОСТАВ АППАРАТНЫХ СРЕДСТВ iSMS

Сервер iSMS представляет собой бездисковую, безвентиляторную платформу в промышленном исполнении с архитектурой процессора INTEL x86 .

Сервер может быть оснащён двумя SSD дисками. Один является системным, на котором хранится все системное и прикладное обеспечение iSMS, включая СУБД. На другом диске производится запись архивов и журналов событий.

Синхронизация времени в сервере может производиться как от внешнего сервера точного времени по протоколу NTP, так и от встраиваемого источника точного времени GPS/ГЛОНАСС с внешней антенной (например, ЭНКС-2).

В сервере iSMS предусмотрено резервирование встроенных источников питания, которые могут быть подключены как к различным, так и к одному и тому же источнику бесперебойного питания.

ОСОБЕННОСТИ iSMS

- Монтируемый в стойку управляющий компьютер;
- Поддержка системы диагностики высоковольтного оборудования СИГМА;
- Ведение архивов параметров до 7 суток;
- Возможность телеуправления с введением блокировок;
- Просмотр через WEB информационных панелей, однолинейных схем, ретроспектив, журналов событий;
- WEB-отчеты произвольного содержания;
- Сигнализация о событиях в системе;
- До 200 опрашиваемых приборов;
- До 10000 обрабатываемых параметров.

В качестве сервера АСУТП применяется коммуникационный сервер со следующими характеристиками:

- 4 и более сетевых интерфейса;
- 1 или 2 SSD диска.

Для хранения конфигурации системы, записи и ведения архивов и описания модели подстанции используется встраиваемая СУБД MySQL.

Кроме того, в составе iSMS предполагается использование нескольких АРМ, оснащённых любым современным браузером.

iSMS - наиболее функциональное решение, представляющее собой полноценную АСУТП подстанции.

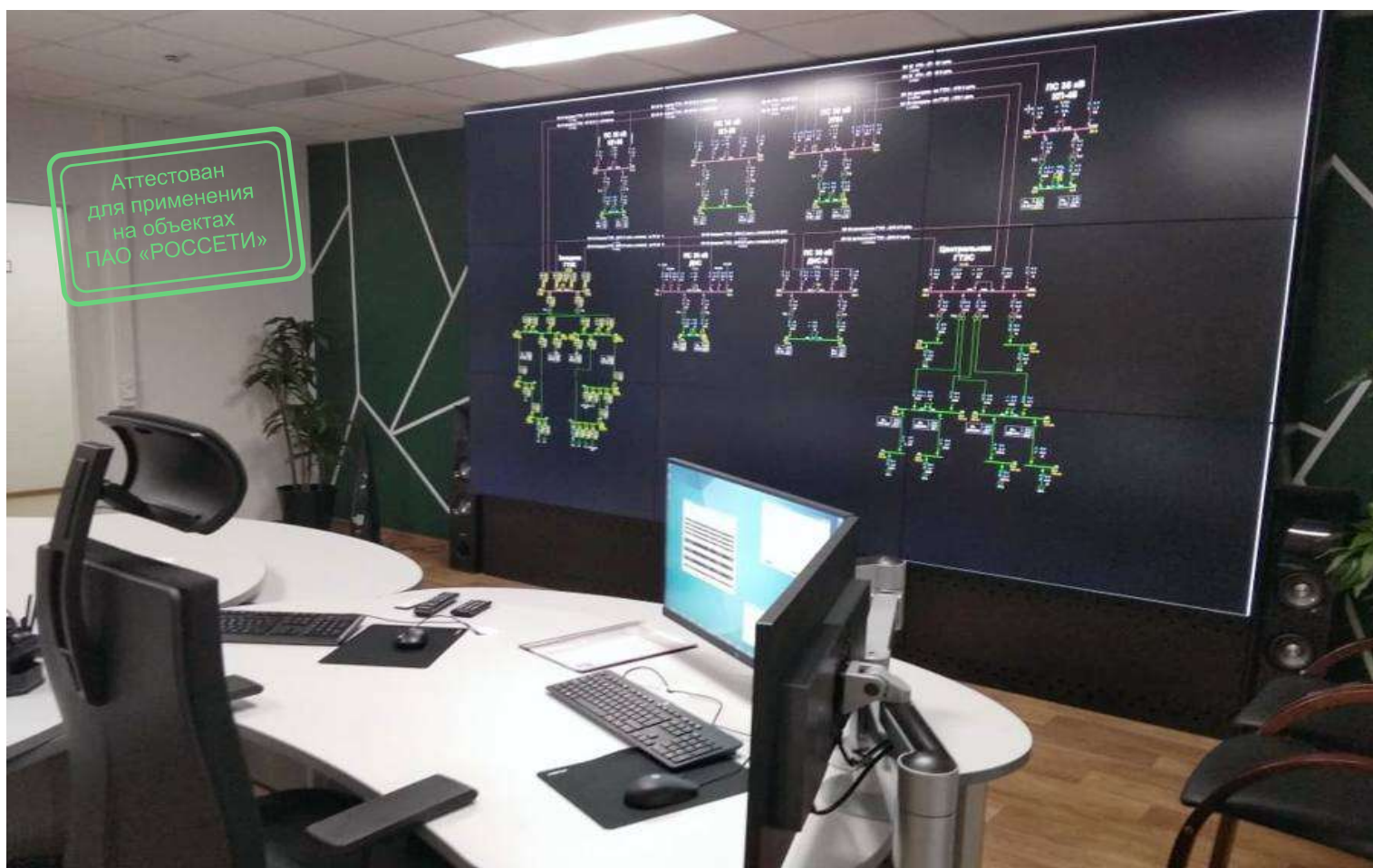
ПРЕИМУЩЕСТВА iSMS

- Возможность масштабирования системы для подстанций различного назначения и различных классов напряжения и, как следствие, оптимизация финансовых вложений Заказчика, сокращение сроков внедрения системы;
- Унификация решения для телемеханизации подстанций различного назначения и различных классов напряжения;
- Применение отлаженных, хорошо зарекомендовавших себя технологий в построении программного обеспечения системы, что обеспечивает гарантированную надежность его работы;
- Наличие простых инструментальных средств для настройки и конфигурирования системы;
- Развитые средства представления информации, интегрированные с аппаратной платформой АСУТП.



РСДУ5

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ



РСДУ5

РСДУ5 - Распределённая Система Диспетчерского Управления. Это современный отечественный оперативно-технический комплекс, реализующий все функции АСТУ. Собственная разработка компании ЭМА. Техническое решение для исполнения функции оперативного технологического контроля и управления энергетическими объектами. Программно-технический комплекс РСДУ5 применим для электросетевых, генерирующих и промышленных предприятий. Комплекс представляет собой интеграционную платформу для построения комплексных систем автоматизации и может быть использована в качестве программного обеспечения верхнего уровня Центров управления сетями (ЦУС), а также как ОИК для построения диспетчерских пунктов Районов электрических сетей (ДП РЭС), с реализацией функционала ADMS («Цифровой РЭС»).

В РСДУ5 применены современные информационные технологии, комплекс аттестован на соответствие требованиям, предъявляемым к АСТУ единой технической политикой ПАО «Россети». Основой системы является CIM-совместимая информационная модель энергообъекта, содержащая информацию о составе оборудования, его характеристиках и связях.

Комплекс РСДУ5 является интеграционной платформой, позволяющей пользователю в рамках одной системы объединить разнородную информацию от различных существующих у него систем автоматизации. Гибкость в отношении архитектуры программного и аппаратного обеспечения, модульность структуры прикладного программного обеспечения, применение открытых стандартов и спецификаций – все это позволяет обеспечить поэтапное внедрение системы с максимальной отдачей на каждом этапе, длительный срок жизни системы и повышение эффективности инвестиций.

РЕАЛИЗАЦИЯ НАБОРА ФУНКЦИЙ:

- Модель сети с процессором топологии в соответствии со стандартом CIM;
- Базовый серверный пакет SCADA (сбор данных);
- Инструмент топологического анализа в среде SCADA;
- Трассировка сети (до центров питания, наличие связности между элементами сети и др.);
- Работа с геоданными на формах отображения информации;
- Web-клиент для просмотра оперативной информации;
- Определение поврежденного участка сети (включая получение информации от приборов учета с КТП 6(10)/0,4 кВ по местам отключений и по звонкам потребителей из САЦ);
- Переключение и выведение поврежденного участка сети автоматическими аппаратами и формирование бланка переключений для оперативных бригад;
- Автоматизированное оформление заявки ОВБ с формированием отчета о локации, объемах, характере аварии;
- Отображение данных о местонахождении мобильных бригад;
- ПО (мобильный клиент) планшета для ОВБ с функцией трансляцией команд на переключения. Электронный журнал диспетчера;
- Автоматическая выгрузка данных об отключениях;
- Расчет объема отключенных потребителей;
- Расчет объема недоотпуска электрической энергии;
- Расчет показателей SAIDI/SAIFI;
- Система оповещения о событиях по списку рассылки.

РЕАЛИЗАЦИЯ НАБОРА РАСЧЕТНЫХ ЗАДАЧ:

- Анализ установившихся режимов;
- Оценка состояния электрической сети;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Прогноз энергопотребления.
- Расчёт баланса электрической энергии по сетям 6(10) кВ;
- Выявление очагов потерь электрической энергии;
- Мониторинг фактической загрузки КТП 6(10)/0,4 кВ.

СОСТАВ ПОДСИСТЕМ

- Подсистема управления базами данных технической информации;
- Подсистема сбора и передачи данных;
- Подсистема контроля и управления режимом работы электрической сети;
- Подсистема отображения;
- Подсистема архивов;
- Подсистема анализа электрической сети;
- Подсистема управления простоями и отключениями потребителей;
- Подсистема диагностики основного высоковольтного оборудования;
- Подсистема коммерческой диспетчеризации;
- Интеграционная платформа;
- Подсистема ведения электронного оперативного журнала;
- Подсистема приема и обработки оперативных заявок на вывод в ремонт оборудования;
- Подсистема администрирования и конфигурирования.

ПОДСИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ БАЗАМИ ДАННЫХ ТЕХНИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

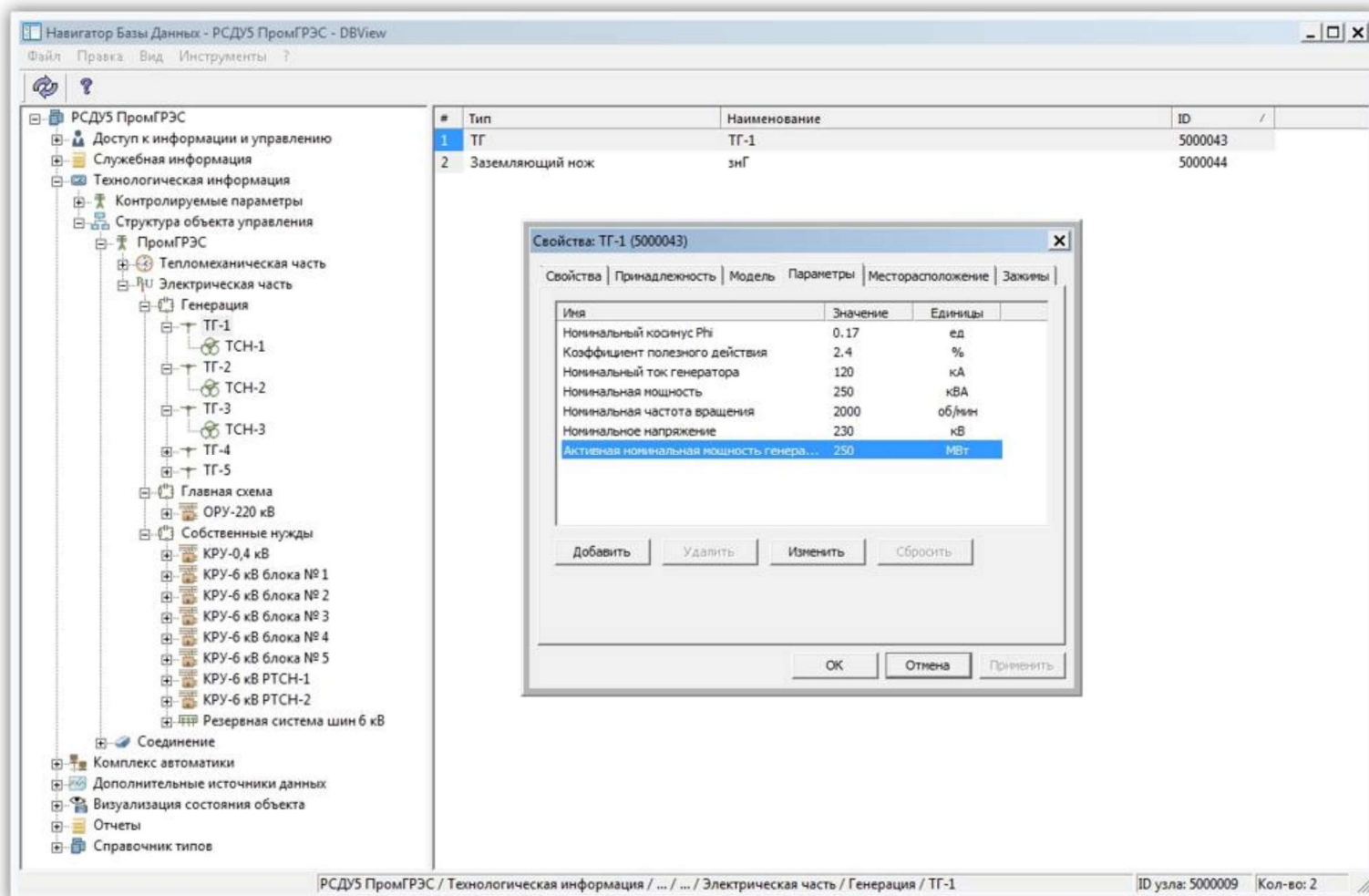


Рис. 5 - Подсистема управления базами данных технической информации

- СУБД используется не просто в качестве средства хранения конфигурации и архивирования оперативной информации, но и является информационной основой, описывающей модель объекта управления;
- Принципы построения информационной модели соответствуют методам описания объектов управления, сформулированным в международных стандартах IEC 61970 (CIM – Common Information Model);
- Спецификации на структуры данных полностью открыты для владельцев системы;
- Стандартные средства (ODBC) для доступа к статическим данным (базам данных подсистем, центральной базе данных комплекса);
- Схема БД описывается отдельными таблицами с целью обеспечения быстрой навигации и поддержки специализированных функций управления БД;
- Описание в базе данных информационной модели предприятия основных характеристик энергетического оборудования;
- Универсальность и открытость для использования всей информации, необходимой для обмена данными между приложениями и пользователями;
- Все таблицы организованы в виде иерархического дерева и имеют как вертикальные, так и горизонтальные связи;
- Принцип построения таблиц позволяет описывать практически любые характеристики объекта или системы и при этом осуществлять быструю навигацию и визуализацию всей структуры базы данных.

ПОДСИСТЕМА СБОРА И ПЕРЕДАЧА ДАННЫХ

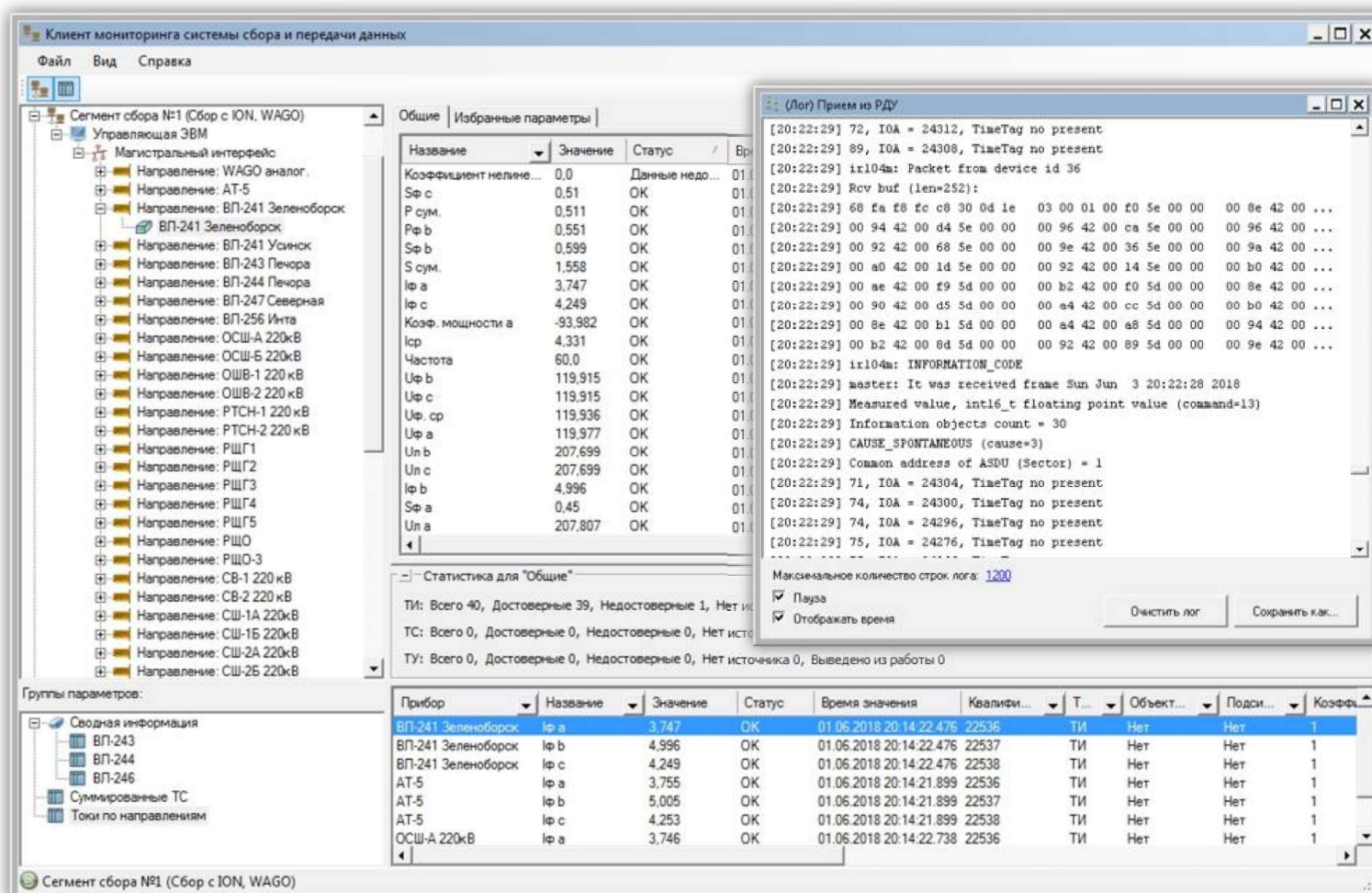


Рис. 6 - Подсистема сбора и передачи данных

- Прием в реальном масштабе времени телеметрической информации по протоколам FDST, Modbus RTU, Modbus TCP, СПЕ542, ION, СЭТ4-ТМ, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-103 IEC 60870-5-104, OPC DA/HDA, АИСТ, ТЭКОН, АИИС EMCOR, ЛИАНА с поддержкой синхронизации времени;
- Прием сигналов о положении ТС (однобитовая, двухбитовая) с меткой времени;
- Присвоение локальных меток времени сигналам, полученным без меток времени;
- Запись кольцевых архивов всех принимаемых мгновенных значений с регулируемой глубиной хранения;
- Автоматическая диагностика работы направлений сбора и передачи данных, с возможностью передачи статусной информации;

- Передача в реальном масштабе времени телеметрической информации по протоколам Modbus TCP, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104, OPC DA с поддержкой синхронизации времени;
- Передача команд телеуправления по протоколам IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104 с контролем исполнения команд;
- Достоверизация входных данных;
- Масштабирование входных данных, включая преобразование данных из технических единиц;
- Обработка последовательности событий (SOE) и изменений статусов (COS);
- Обеспечение механизма горячего резервирования модулей сбора данных;
- Возможность расширения числа поддерживаемых протоколов и каналов приема/передачи в процессе эксплуатации системы.

ПОДСИСТЕМА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМОМ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

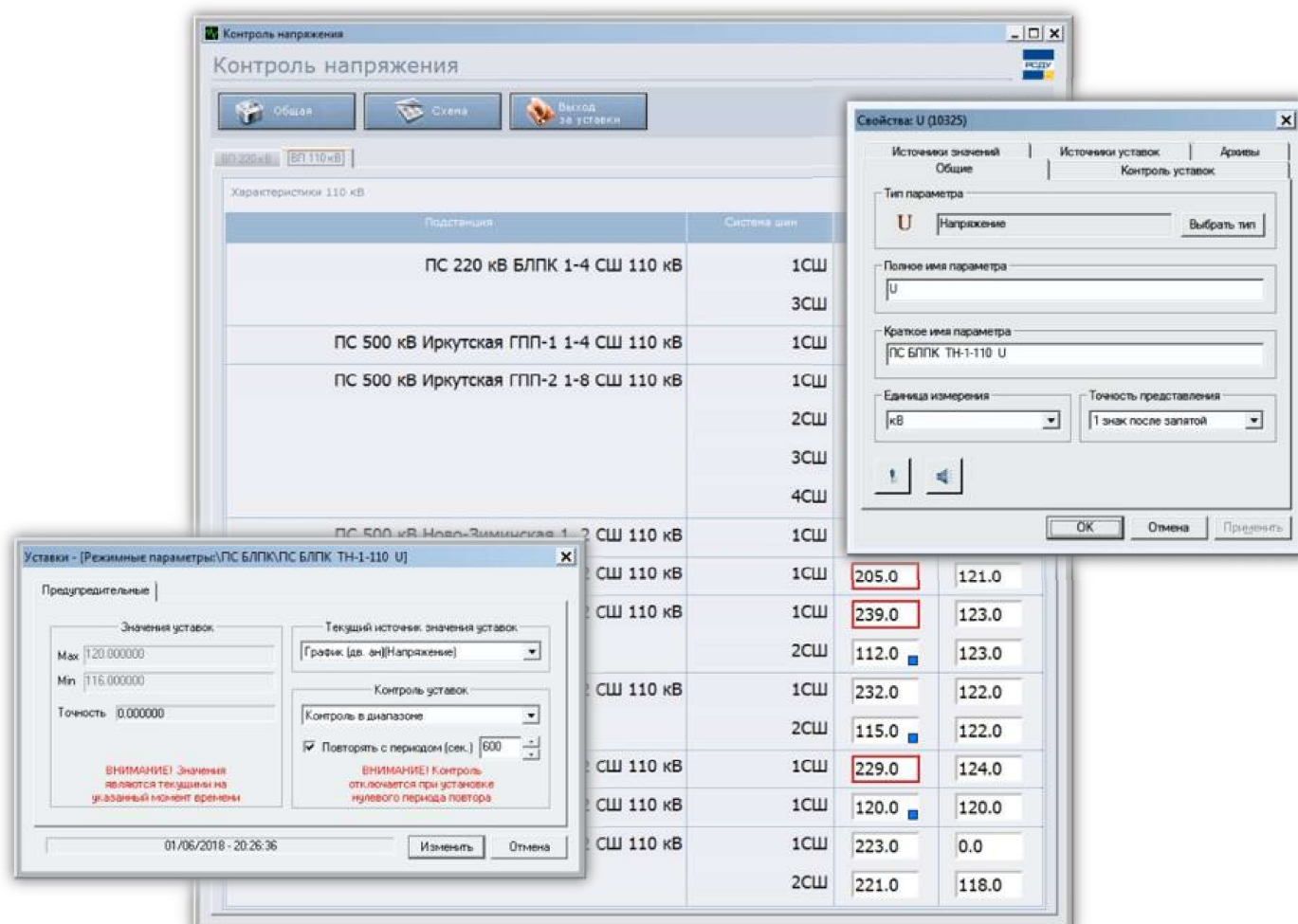


Рис. 7 - Подсистема контроля и управления режимом работы электрической сети

- Автоматическое изменение графического представления и статусов (в работе/заземлен) элементов электрической сети, связанных с текущими производимыми переключениями и поступающими телесигналами;
- Дорасчет параметров режима по произвольным формулам на основе измеряемых параметров режима;
- Расчет интегральных значений на различных интервалах;
- Расчет фактических балансов электроэнергии для различных интервалов времени (час, сутки, месяц, квартал, год) и контроль небалансов;
- Формирование и выполнение программ последовательности автоматизированных переключений со следующим функционалом:
 - функция автоматизированного составления плановых и типовых последовательностей переключений;
 - фиксирование действий пользователя по выполнению последовательностей переключений;

- обеспечение возможности ввода пользователем информации по оперативным заявкам с помощью экранных форм;
- возможность копирования предварительно созданных последовательностей;
- отображение существующих оперативных заявок;
- обеспечение хранения последовательностей переключений в течение 3-х лет и более;
- обеспечение автоматической проверки последовательности действий пользователя при создании, тестировании и производстве последовательностей переключений;
- возможность сохранения и передачи актуальных последовательностей переключений следующей диспетчерской смене;
- Возможность задания и изменения пользователем источника информации (телеизмерение, ручной ввод, дорасчет);
- Отображение текущих положений телесигналов, значений телеизмерений измеряемых и дорасчитываемых параметров на мнемосхемах и информационных панелях с визуализацией свойств телеинформации;

- Для обеспечения гибкости и расширения условий контроля блокировки возможность прикрепления/снятия диспетчерской пометки к любому объекту модели, отображаемому на мнемосхеме, с краткими указаниями по объекту;
- Автоматическая блокировка противоречивых сигналов управления, поступающих от различных операторов;
- Контроль несанкционированного изменения положения коммутационной аппаратуры;
- Подсчет числа срабатываний коммутационных аппаратов (включений и отключений), контроль приближения числа срабатываний к предельному, установленному пользователем значению;
- Автоматическая фиксация происходящих событий - времени поступления события, места и объекта, вызывающего событие, описание события. Доступ к данной информации пользователю осуществляется с учетом следующих функций:
 - предоставление пользователю возможности выполнять комплексную фильтрацию журнала событий и поиск событий по определенным критериям;
 - выполнение звукового оповещения оперативного персонала о событиях, фиксирующихся в журнале аварийных событий;
 - вывод на дисплей аварийных сообщений в хронологическом или обратном хронологическом порядке;
- Квитирование пользователем события со схемы сети или из журнала аварийных событий, с автоматическим фиксированием этого события в системе:
 - фиксация факта/времени квитирования, оператора и рабочего места, с которого было произведено квитирование;
 - запись комментариев на аварийное сообщение в журнале записи действий персонала;
- Отображение квитированных и неквитированных сигналов в журнале и на схеме сети;
- Определение и контроль выхода за вычисляемые (косвенные) уставки (пределы ограничений) телеизмерений, зависящих от других телеизмеряемых параметров (например, температуры окружающей среды);
- Задание зоны нечувствительности для сигналов и пределов ТИ;
- Контроль выхода ТИ за различные пределы (предупредительные или аварийные), а также контроль за возвратом в нормальный диапазон;
- Отображение квитированных и неквитированных сигналов в журнале и на схеме сети;
- Возможность квитирования отдельных сообщений или групп сообщений;
- Генерация вторичного аварийного сообщения в случае, если первое поступившее сообщение не принято диспетчером;
- Обеспечение следующих возможностей работы с мнемотехникой:
 - иерархическое представление схем электрических сетей по принципу от общего к частному в графической форме с использованием векторной графики;
 - плавное и бесшовное масштабирование схем электрических сетей;
 - по запросу пользователя навигация на элемент, вызвавший событие, из журнала на схему сети или ПС (навигация в точку события).
- Генерация вторичного аварийного сообщения в случае, если первое поступившее сообщение не принято диспетчером;
- Возможность квитирования отдельных сообщений или групп сообщений;

- Возможность вызова с мнемосхемы или информационной панели отображения справочной (атрибутивной) информации, хранящейся в описании объекта управления;
- Обеспечение доступа к документам по объектам системы, хранящимся на файловом сервере, напрямую из элементов на схеме сети. Такими документами могут быть:
 - спецификации;
 - чертежи;
 - фотографии;
 - карты;
 - инструкции;
- Предоставление возможности пользователю выполнять поиск оборудования в базе данных по определенным критериям, возвращать перечень оборудования, отвечающего критериям поиска, отображать это оборудование на схеме сети;
- Обеспечение доступа к архивным графикам с активного элемента на схеме сети или с информационной панели с функциями:
 - экспорт архивных значений ТИ в виде таблицы и трендов во внешние форматы (.xls);
 - представление аналоговых величин в виде трендов (как оперативных, так и исторических);
 - сохранение изображений трендов в форматах png, jpeg, tiff, bmp, gif;
 - просмотр нескольких трендов в одном окне, с отображением нескольких осей измеряемых величин;
 - просмотр нескольких трендов одновременно в разных окнах;
 - возможность изменения пользователем цвета при определении графического вида трендов;
 - масштабирование трендов – увеличение или уменьшение масштаба по осям;
- Запись необходимого набора измеряемых и рассчитываемых значений в архивы с регулируемой длительностью хранения и архивы длительного хранения.

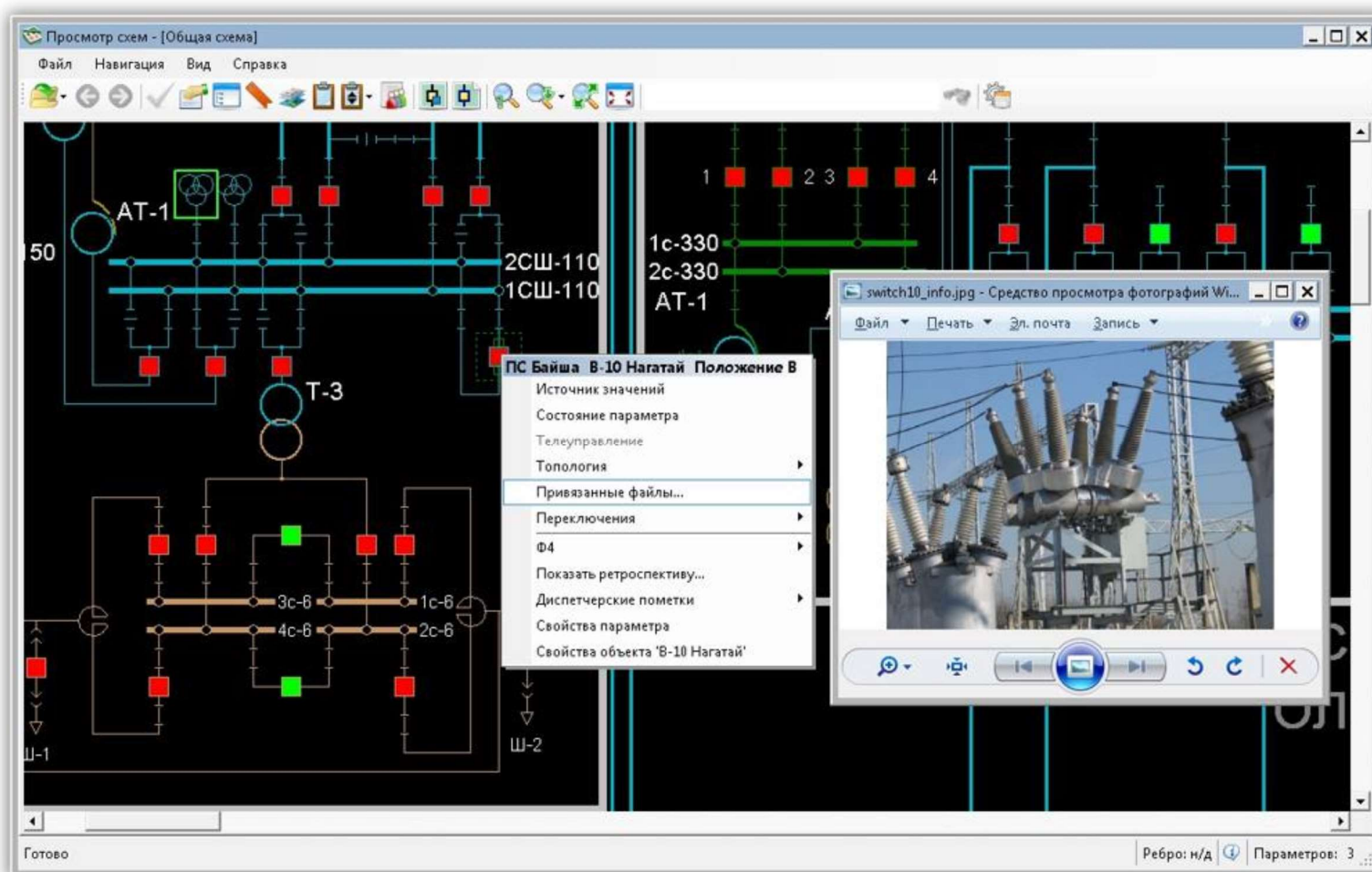


Рис. 8 - Отображение справочной информации на схеме

ПОДСИСТЕМА ОТОБРАЖЕНИЯ (АРМ, WEB, ВИДЕОСТЕНЫ, МНЕМОЩИТЫ)

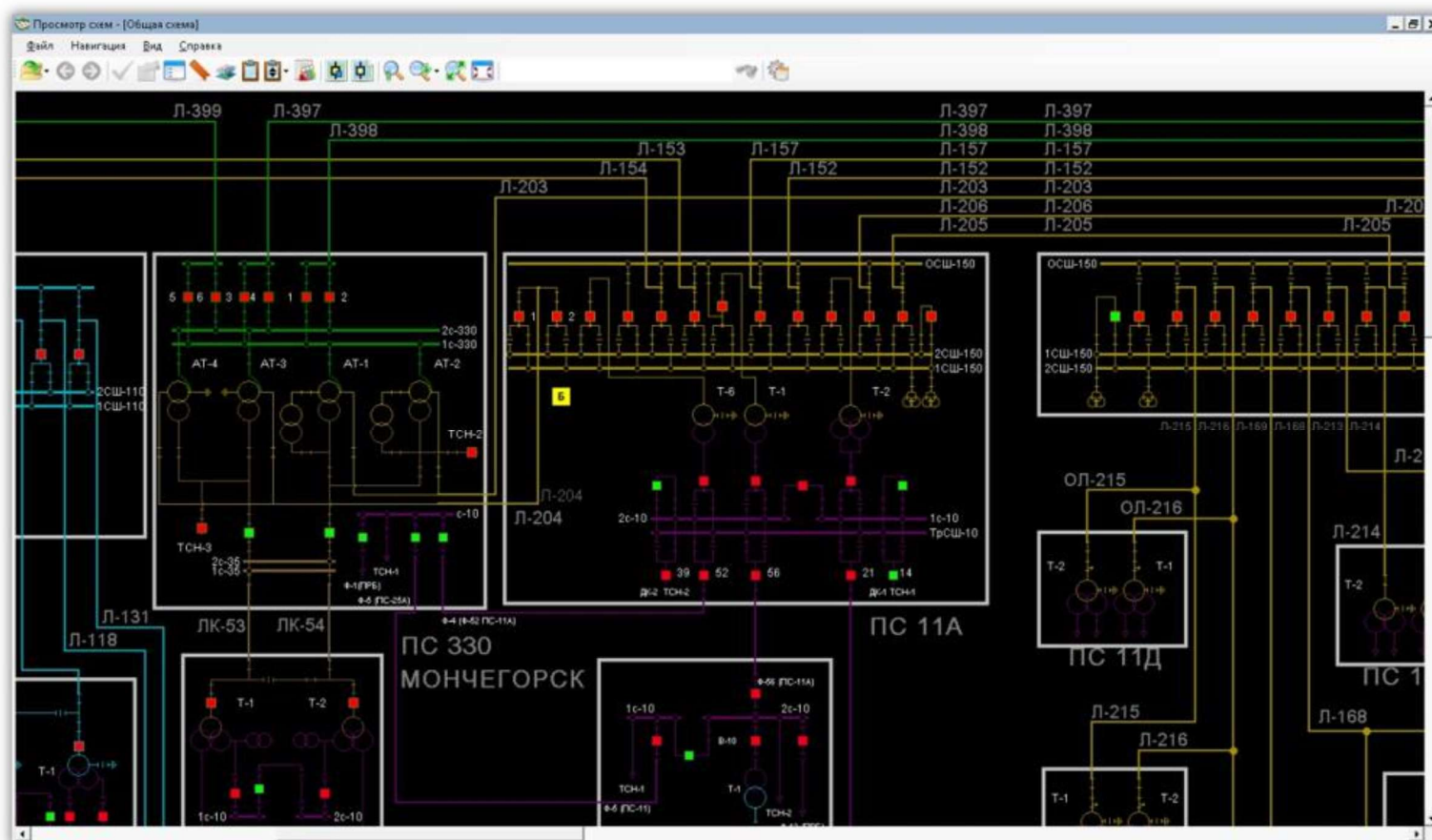


Рис. 9 - Подсистема отображения

- Отображение информации на видеостене, мозаичном диспетчерском щите и рабочих местах пользователей;
- Печать представляемой информации;
- Вывод отчетной информации;
- Вывод ретроспективной информации в виде масштабируемых графиков и таблиц;
- Вывод оперативных и расчетных данных в виде мнемосхемы;
- Вывод данных в виде информационных панелей;
- Вывод в виде списка сгруппированных пользователем данных с отображением для них последнего значения из архива;
- Реализация с помощью технологий «Тонкого покупателя» пользовательских функций:
 - Доступ к отчетам, ведомостям, справкам, оперативной и режимной документации;
 - Доступ к архивным данным;
- Предоставление интерфейса для управления заявками на ремонт оборудования, интерфейса для выполнения работ и телеуправления;
- Предоставление интерфейса для управления аппаратными средствами системы;
- Предоставление интерфейса для смены источников ОИК, контроля уставок;
- Предоставление интерфейса для ввода и просмотра записей электронного журнала;
- Предоставление интерфейса для управления расчетными задачами;
- Предоставление интерфейса для описания информационной модели.
- Доступ к формам интерактивного ввода данных за продолжительные интервалы времени непосредственно с рабочих мест персонала соответствующего уровня управления (запасы топлива, данные об электроэнергии, уровни водохранилищ и т.п.);
 - Доступ к оперативным данным в виде информационных панелей и схем.



ПОДСИСТЕМА АРХИВОВ

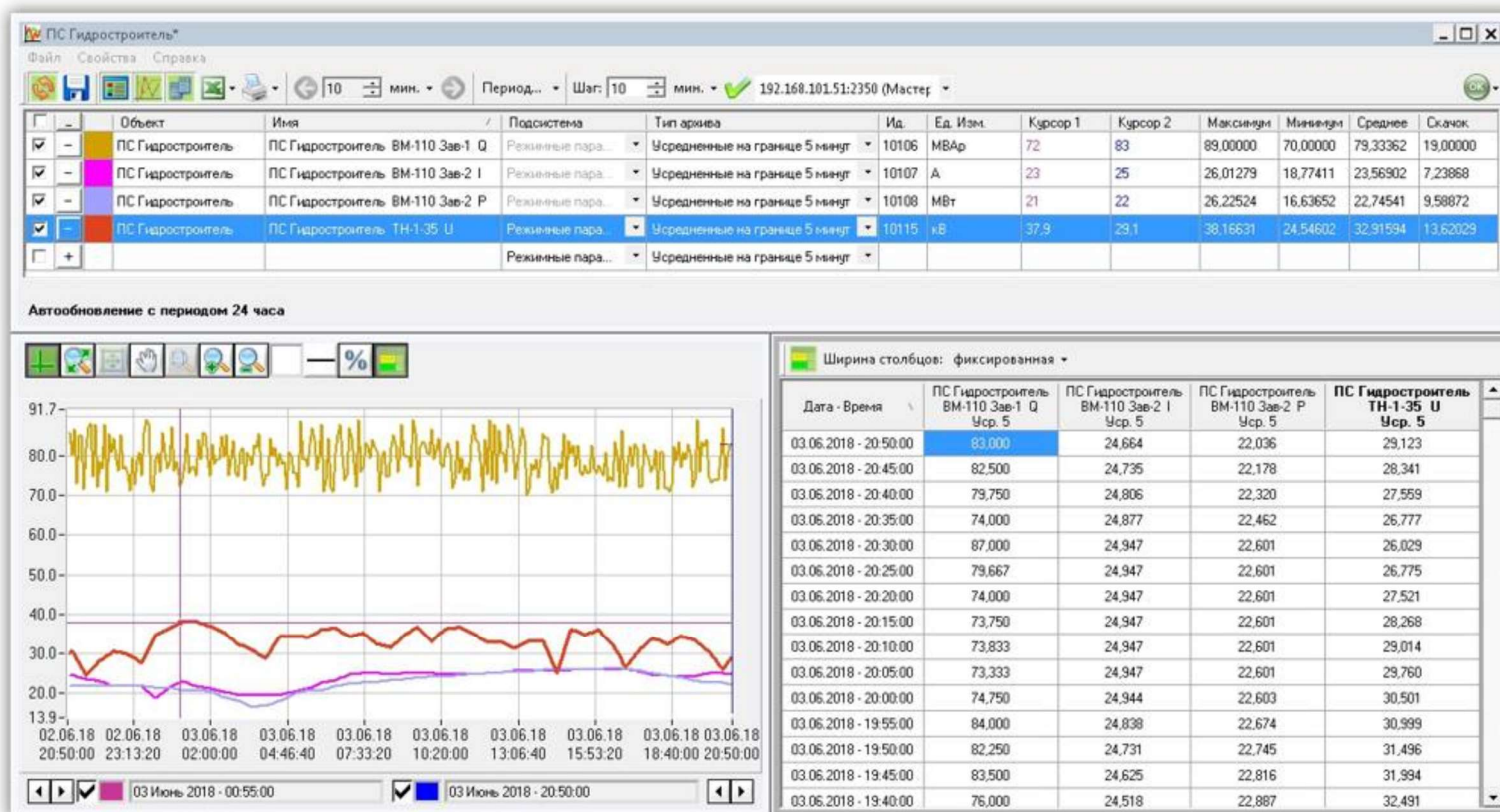


Рис. 10 - Подсистема архивов

- Подсистема хранения исторических данных обеспечивает запись, хранение и доступ к архивам различных подсистем в составе РСДУ5;
- Сбор данных от подсистемы управления электрическим режимом, подсистемы анализа режима работы электрической сети, подсистем сбора информации;
- Ведение исторических архивов параметров;
- Унифицированное представление данных клиентским приложениям конечных пользователей и обмен данными на основе единой информационной модели с прикладными системами;
- Архивирование ТИ на границе 1-секунды без усреднений и предварительной обработки;

- Архивирование ТС по изменению;
- Архивирование усредненных ТИ на границе настраиваемых интервалов (3, 5, 10 минут);
- Архивирование параметров суточной ведомости, усредненных на границе 1 ч;
- Архивирование интегральных значений параметров с настраиваемым интервалом (3, 5, 10, 15, 30 и т.д.) минут;
- Доступ к архивным данным предоставляется через SQL-запросы;
- Возможность настройки записи архива определенного типа индивидуально для каждого параметра.

ПОДСИСТЕМА АНАЛИЗА СЕТИ

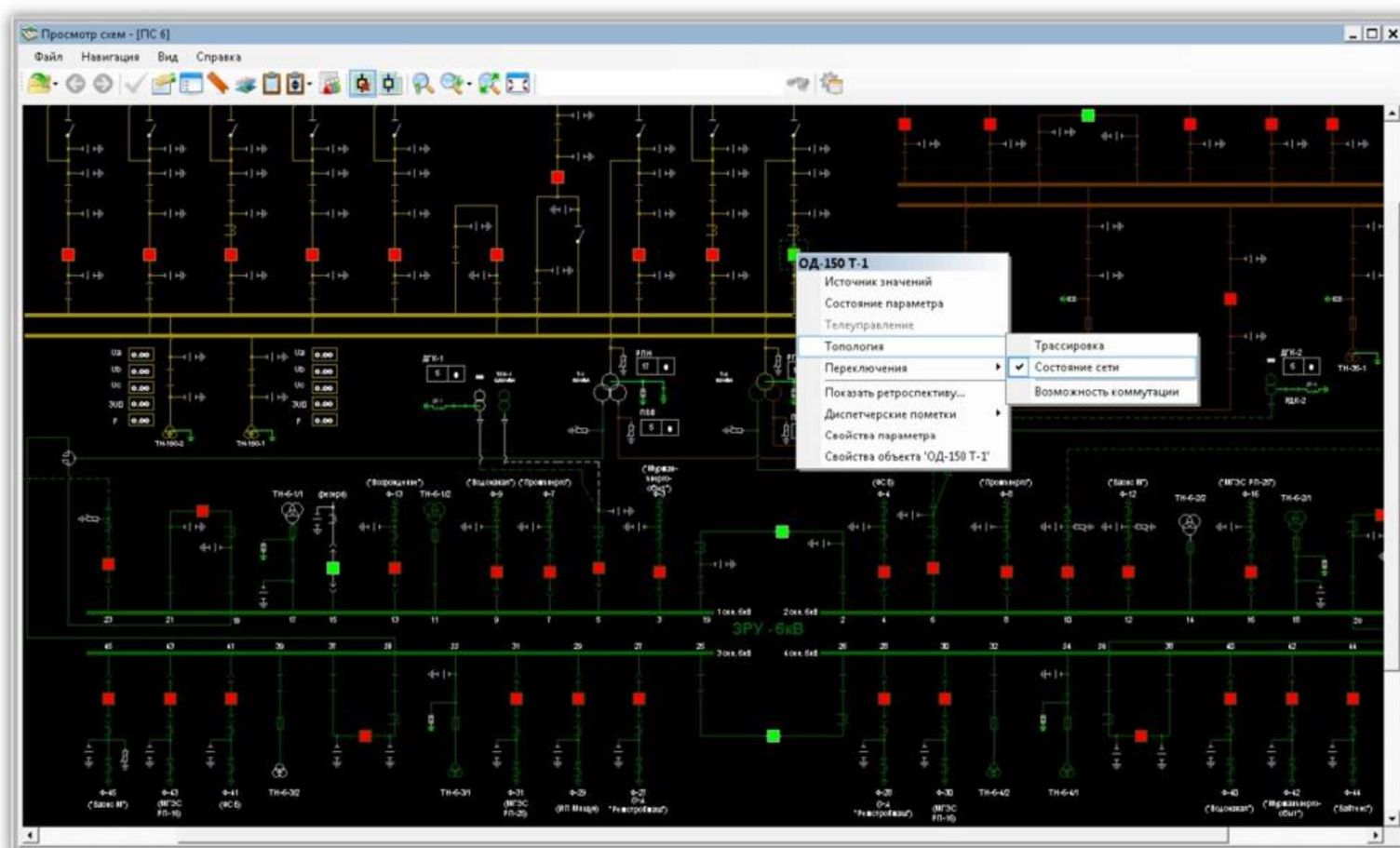
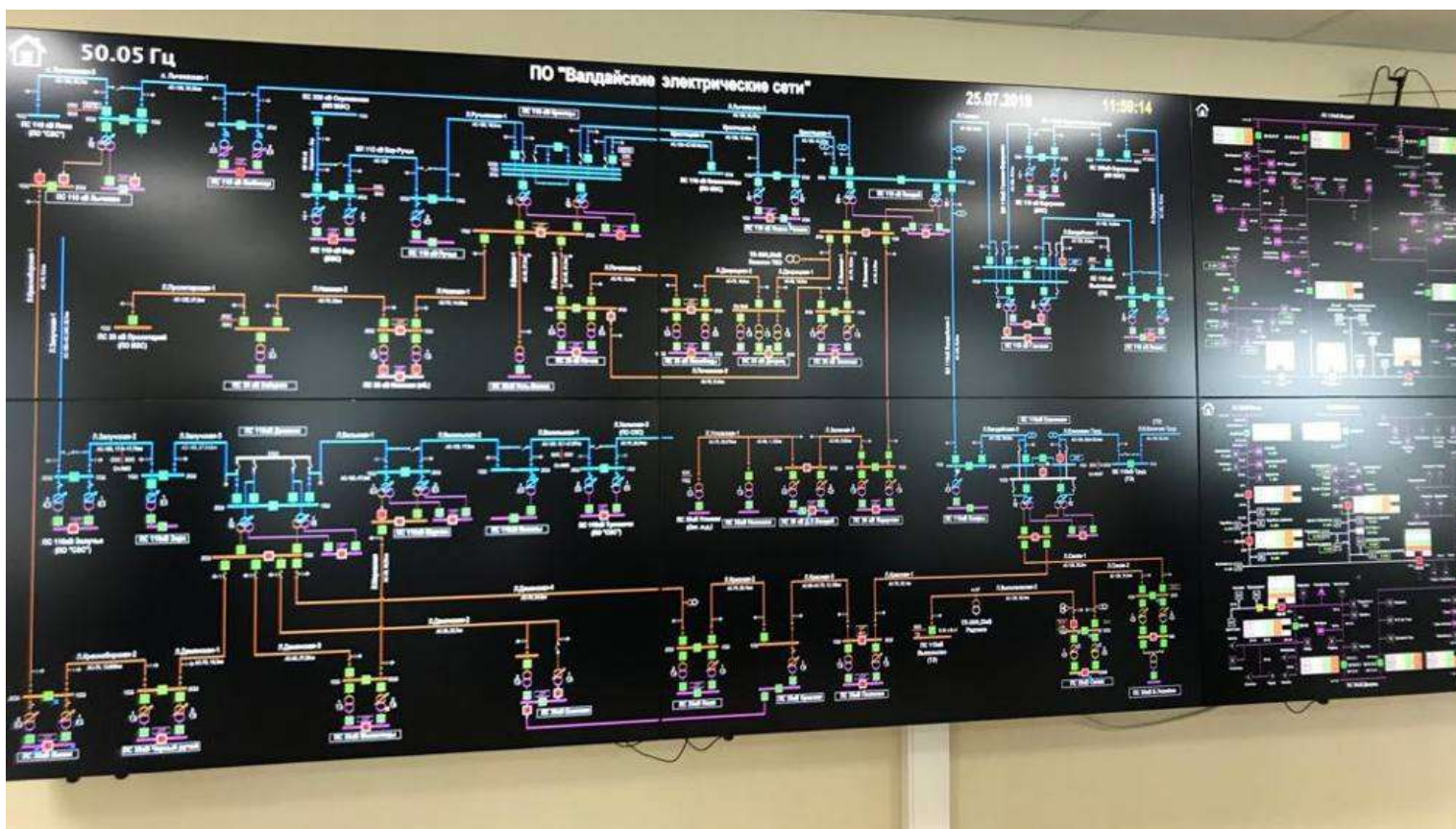


Рис. 11 - Подсистема анализа сети

- Определение, отображение и контроль электрической связности сети и оборудования для определения последствий переключений;
- Отображение состояния электрических проводников на схеме сети:
 - цепь под напряжением;
 - цепь не под напряжением;
 - цепь заземлена с одной или со всех сторон возможной подачи напряжения;
- Достоверизация и оценивание состояния электрического режима по данным телеизмерений с учетом топологического состояния сети;
- Расчет установившегося режима для схем любой размерности и конфигурации;
- Оптимизация установившегося режима для минимизации потерь и ввода режима в допустимую область; используется регулирование напряжений и коэффициентов трансформации, а также определение мест размыкания электрической сети;
- Выполнение блокировки при переключениях, исходя из связности электрической сети;
- Возможность выполнения моделирования связности электрической сети с учетом нормального или текущего состояния КА и возможности представления следующих стандартных положений КА:
 - включён;
 - отключён;
 - заземлен;
 - недостоверное положение;
 - заблокирован от случайного включения;
- Нахождение предельных установившихся режимов методом утяжеления по заданным траекториям;
- Моделирование электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты при различных коммутациях и событиях, происходящих в системе;
- Анализ динамической устойчивости системы;

- Оценивание уровня надежности электрического режима и возможности возникновения каскадных аварий;
- Моделирование одиночных, двойных, тройных, смешанных отказов;
- Моделирование срабатываний противоаварийной автоматики и релейной защиты;
- Расчет ТКЗ (однофазные, двухфазные, трехфазные, КЗ на землю), в том числе и с учетом предшествующего УР;
- Расчет уставок релейной защиты;
- Автономное (в режиме on-line) оценивание состояния электрического режима по данным телеизмерений с учетом изменения топологического состояния сети на основе данных телесигналов о положении КА и оперативного электронного журнала;
- Интегрирование почасовых расчетов потерь электроэнергии по всем элементам оборудования, уровням напряжения и формирование итоговых результатов расчета потерь электроэнергии за отчетный период (месяц, год);
- Создание адекватных логических моделей устройств ПАА и РЗ на основе программируемой логики;
- Хранение сформированных блоком оценки состояния результатов расчета почасовых установившихся режимов;
- Предоставление возможности осуществлять экспорт расчетной схемы в формат ЦДУ и СДО.



ПОДСИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОСТОЯМИ И ОТКЛЮЧЕНИЯМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

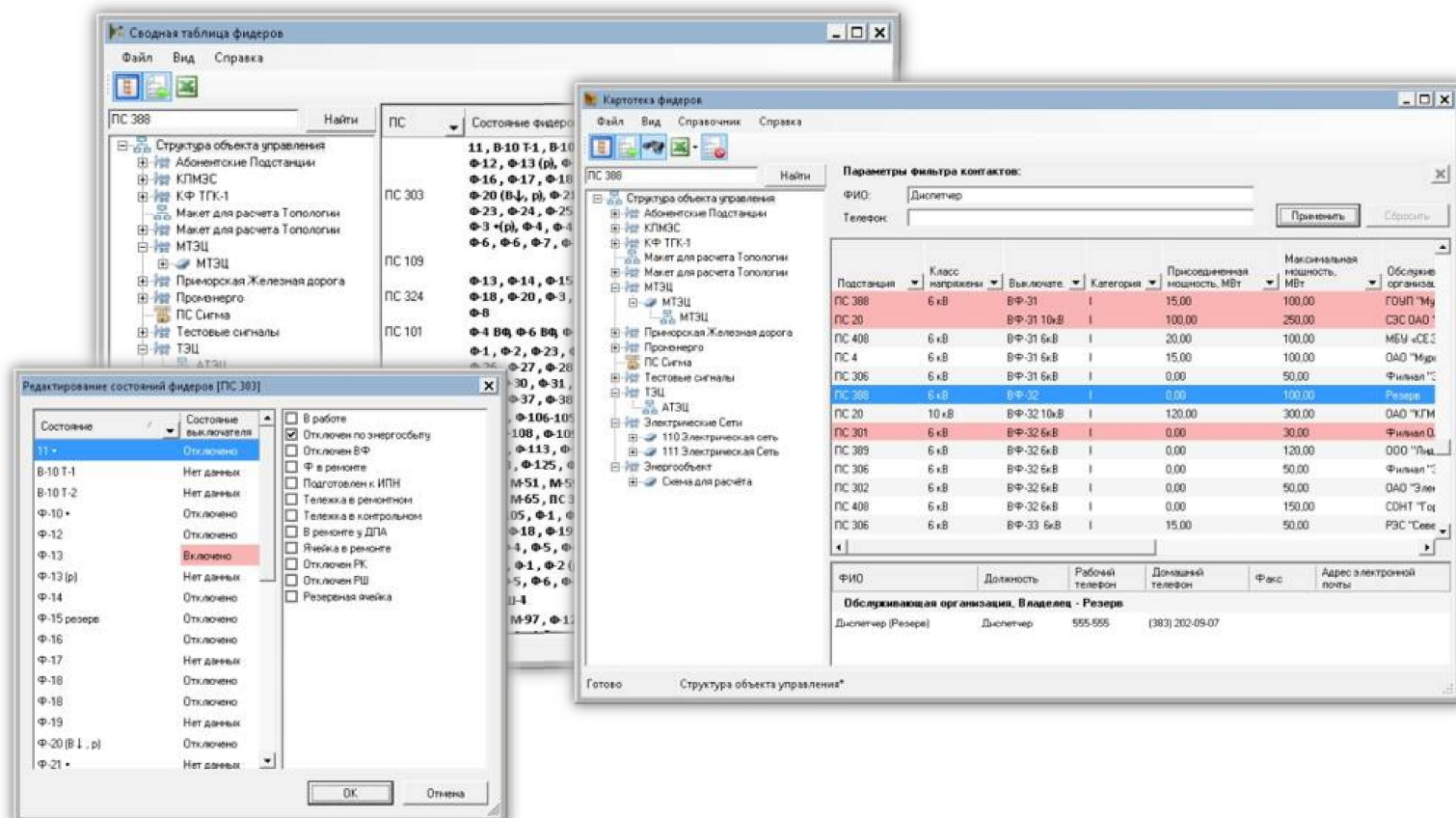


Рис. 12 - Подсистема управления простоями и отключениями потребителей

ИСПОЛНЯЕМЫЕ ФУНКЦИИ

- Описание справочных данных по питающим фидерам: категория, максимальная и присоединенная мощность, перечень ТП и РП, обслуживающая организация, организация владельца, список потребителей;
- Группировка и поиск информации по различным критериям: организациям, мощности, объектам;
- Расширенная обработка состояний фидеров - "Фидер в работе", "Отключен по энергосбыту", "Отключен ВФ", "Фидер в ремонте", "Подготовлен к ИПН", "Тележка в ремонтном", "Тележка в контрольном", "В ремонте у ДПА", "Ячейка в ремонте", "Отключен РК", "Отключен РШ", "Резервная ячейка";
- Поиск информации по контактному данным - фамилии, номеру телефона контактного лица;
- Сверка состояния питающих фидеров с данными телемеханики;
- Контроль действий оператора - поддержка отчетов по произведенным изменениям состояния;
- Связь с мнемосхемой - вызов справочной и оперативной информации о потребителях из мнемосхемы;
- Подсчет времени простоя в электроснабжении, времени ликвидации аварии.

ПОДСИСТЕМА ДИАГНОСТИКИ ОСНОВНОГО ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

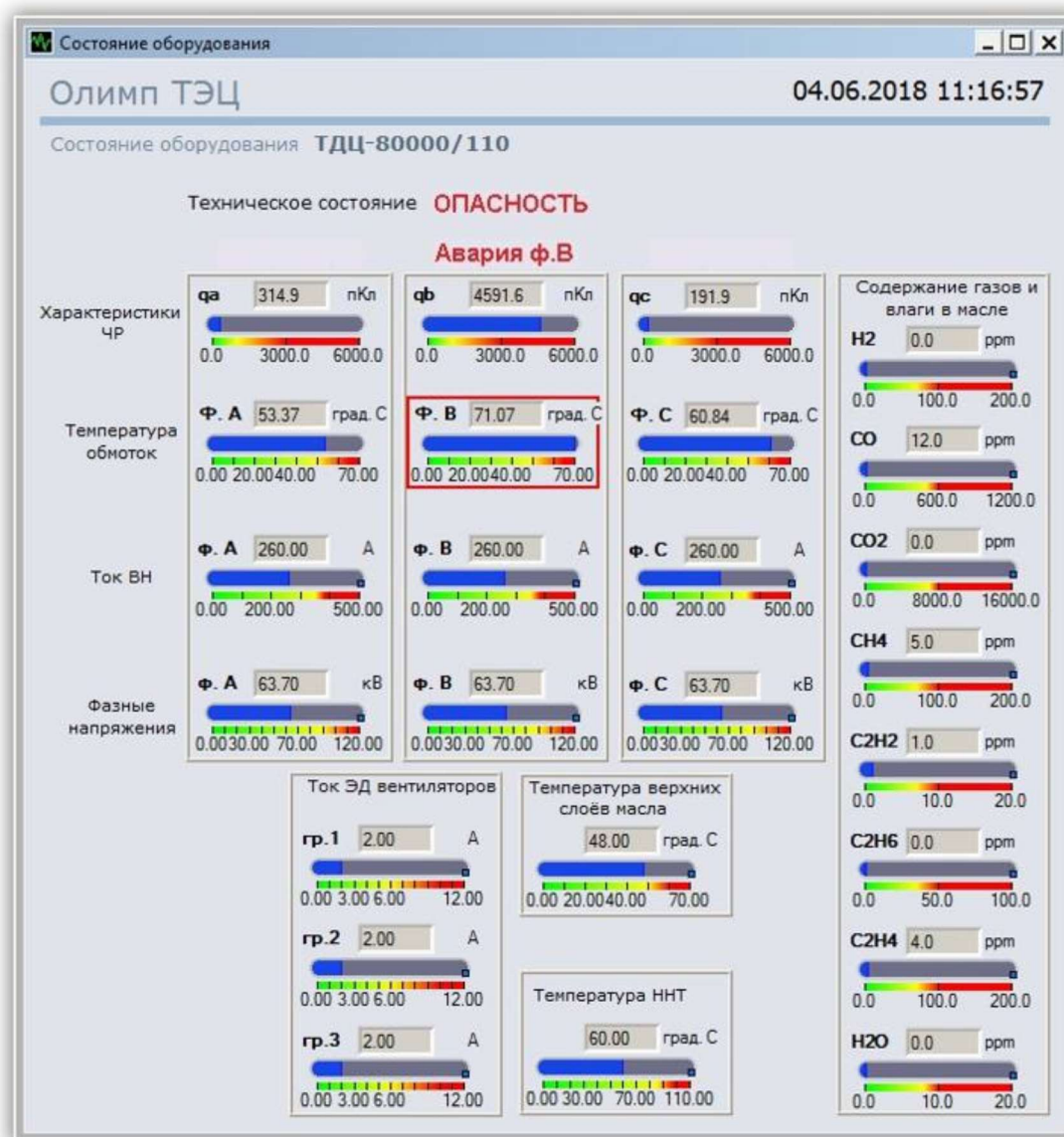


Рис. 13 - Система диагностики высоковольтного оборудования

СИСТЕМА ОБЕСПЕЧИВАЕТ НЕПРЕРЫВНЫЙ КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ (СИЛОВЫХ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ, КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ) ПОД РАБОЧИМ НАПРЯЖЕНИЕМ.

ПРЕИМУЩЕСТВА

- Получение заключения о реальном техническом состоянии оборудования на основе измеряемых диагностических параметров и их анализа;
- Оптимизация режимов эксплуатации оборудования в соответствии с техническим состоянием;
- Изменение структуры и уменьшение объема ремонтных работ, - переход к ремонтам по реальному техническому состоянию оборудования;
- Своевременное выявление опасных для оборудования дефектов.

ПОДСИСТЕМА КОММЕРЧЕСКОЙ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

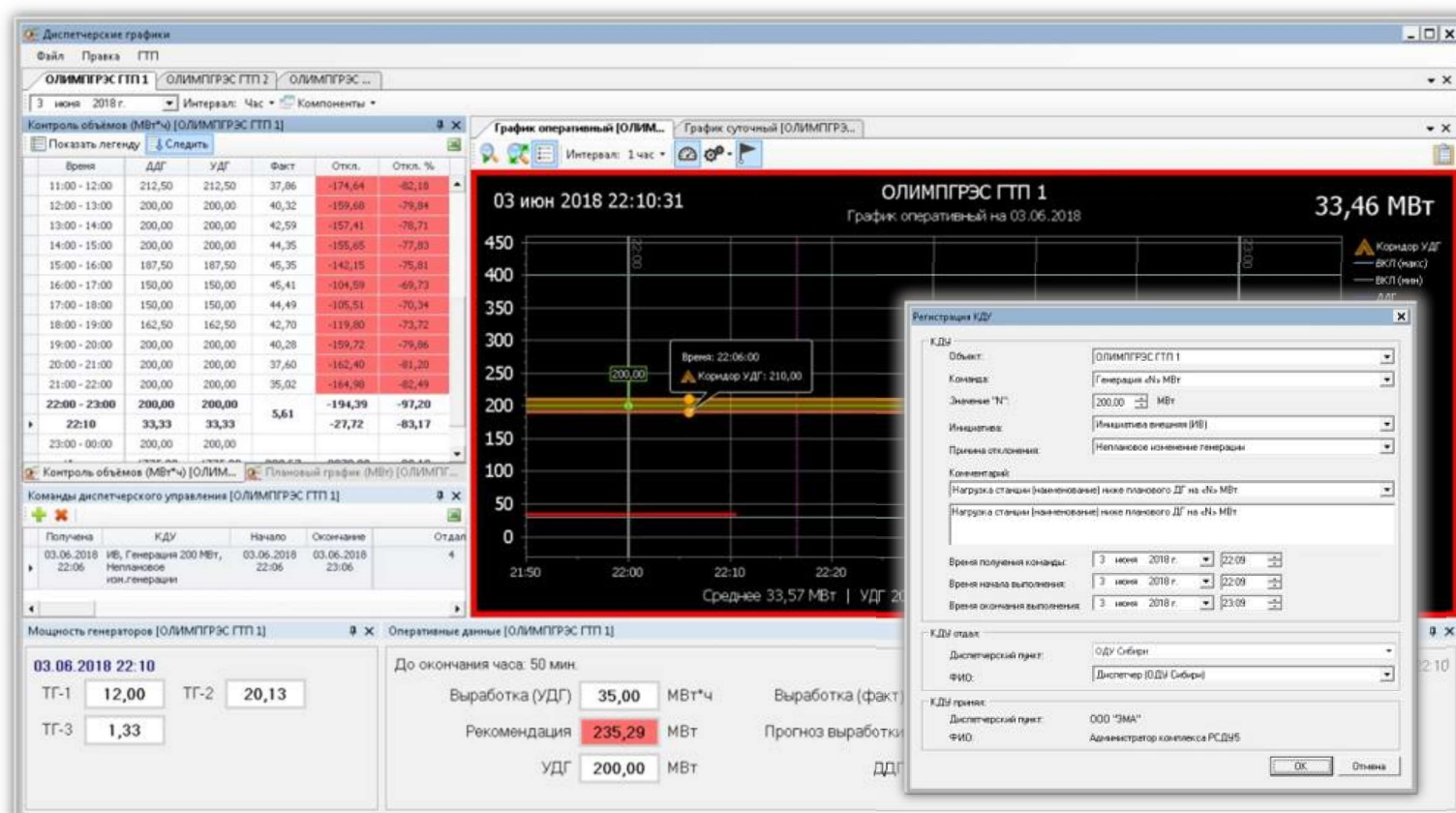


Рис. 14 - Подсистема коммерческой диспетчеризации

- Прием планового графика осуществляется с помощью сервиса переноса данных из MODES-Terminal/MODES-Centre или программы импорта из XLS файла, присылаемого из РДУ;
- Возможность выбора входного параметра, по которому ведется контроль выполнения диспетчерского графика;
- Просмотр информации о выполнении плана генерации на текущие сутки и на произвольную дату в табличном виде с данными отклонений фактической выработки от УДГ;
- Просмотр информации о выполнении плана генерации на текущие сутки, и на произвольную дату в виде графиков ДДГ/УДГ и графика суммарной мгновенной мощности ГТП;
- Управление алгоритмом расчета рекомендации с учетом дополнительных характеристик оборудования, хранящихся в информационной модели РСДУ5;
- Внесение изменений в текущий диспетчерский график на основе команд диспетчерского управления, расчет УДГ;
- Просмотр текущих показателей станции для выполнения плана на текущий час, просмотр рекомендации;
- Расчет итогов работы за различные периоды.
- Сигнализация об отклонении от графика.

ИНТЕГРАЦИОННАЯ ПЛАТФОРМА (АСУРЭО, ёЖ-2 и др.), ИНТЕГРАЦИЯ С ВНЕШНИМИ АСУ

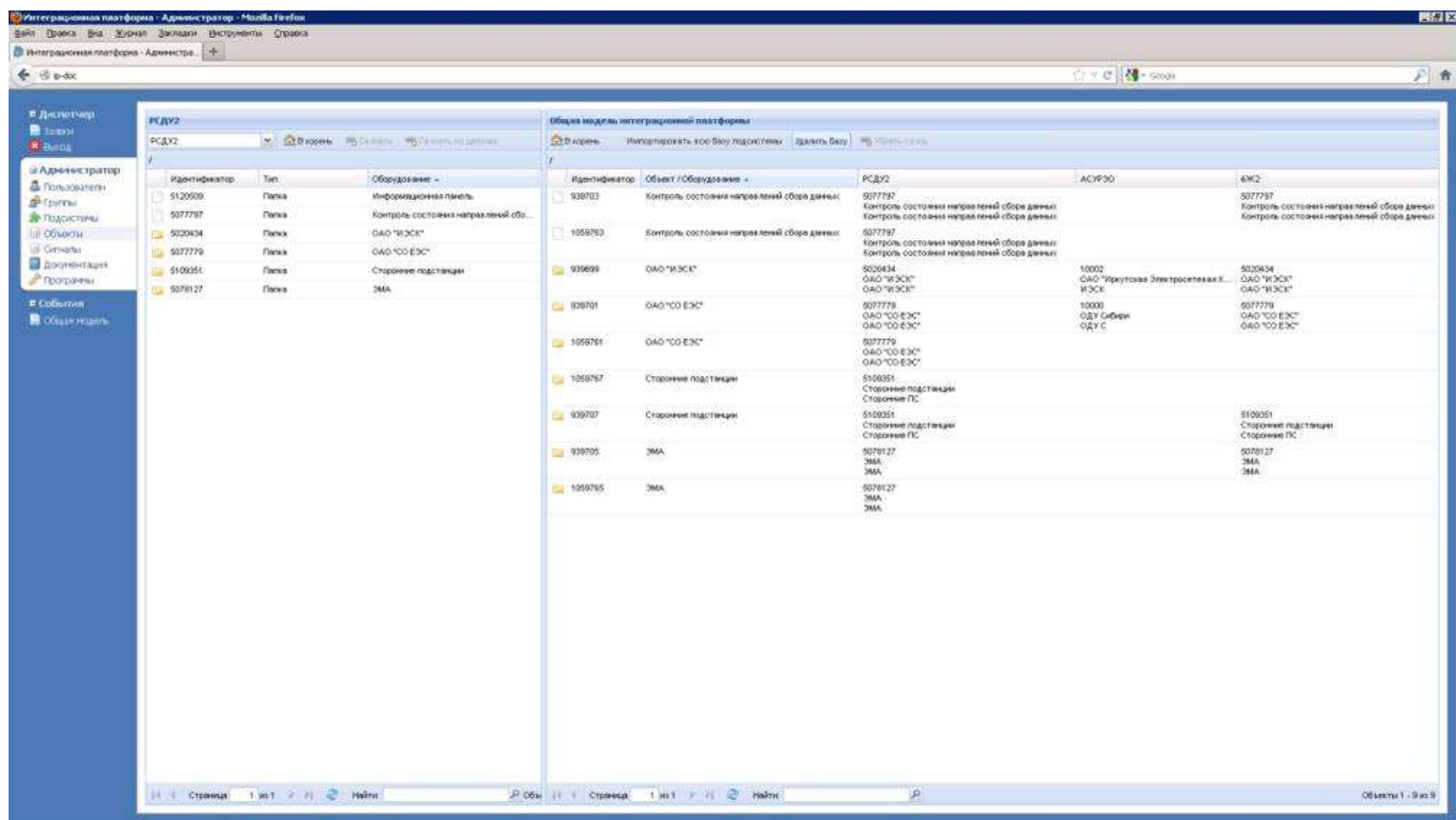


Рис. 15 - Интеграционная платформа

- Создание единой информационной среды для взаимодействия ПТК РСДУ5 с внешними программными продуктами - ПТК «АСУРЭО», ПТК «АНАРЭС», ПТК «ёЖ-2» и иными приложениями в рамках развития системы;
- Согласование и объединение информации нескольких комплексов в единую информационную модель;

- Предоставление инструментальных средств для ведения информационной модели;
- Преобразование специфичных для интегрируемой системы интерфейсов к принятой модели информационного обмена;
- Синхронизация модели для интегрируемых систем.

Интеграционная платформа (ИП) реализована в архитектуре MDI – Model Driven Integration. Основа интеграционной платформы – общая информационная модель. Для выполнения требований дальнейшей совместимости со стандартом МЭК 61968 созданы независимые модели данных и сообщений, необходимые для координации функций и синхронизации изменения информации в интегрируемых системах.

ПОДСИСТЕМА ВЕДЕНИЯ ЭЛЕКТРОННОГО ОПЕРАТИВНОГО ЖУРНАЛА

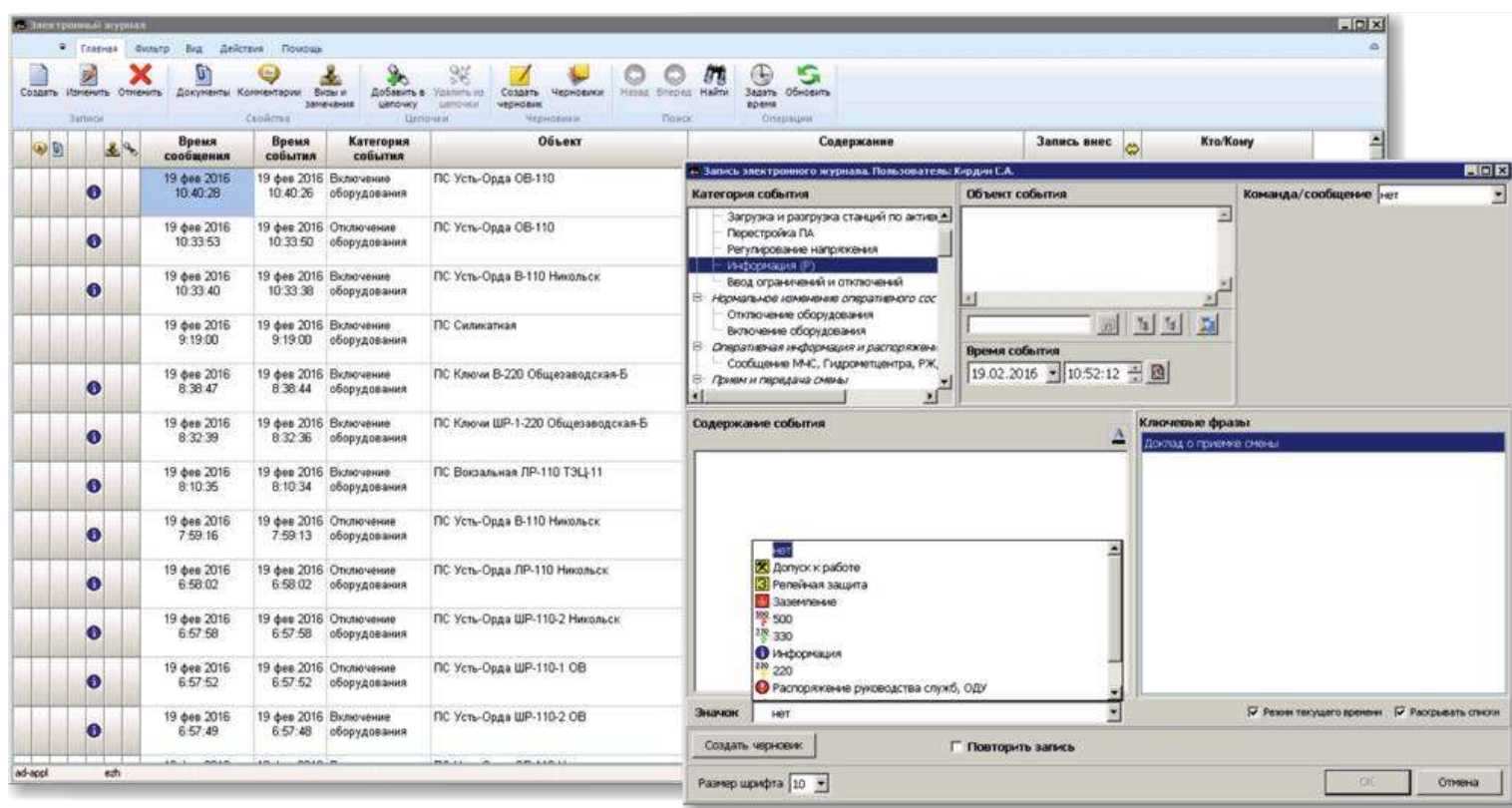


Рис. 16 - Подсистема ведения электронного оперативного журнала

ИСПОЛНЯЕМЫЕ ФУНКЦИИ

- Запись в электронный журнал всех выполняемых оперативным персоналом действий в сети, включая дату и время получения команды (согласования), наименование объекта и оборудования, где будут выполняться переключения, ФИО диспетчера выдавшего команду (согласование), дата и время исполнения и уведомления об исполнении команды (согласования)
- Запись выполнения команд (например, допуск на ВЛ) с возможностью использования готовых штампов фраз в электронный журнал;
- Запись о размещении на мнемосхемах диспетчерских пометок в электронный журнал;
- Запись о размещении переносных заземлений, допуске бригад, выводе автоматик и защит в электронный журнал;
- Возможность установки статуса отмененной записи в электронном журнале;
- Запрет удаления записей из электронного журнала;
- Обеспечение возможности внесения записей в электронный журнал только персоналом, имеющим право на управление объектами сети;
- Обеспечение разбивки объектов сети по зонам управления сети (например, по территориальному признаку, или по уровню напряжения);
- Автоматическое определение охваченных и неохваченных зон управления диспетчеров.

В качестве программного обеспечения электронного журнала применен программный продукт «ёЖ-2» производства ЗАО «МОНИТОР ЭЛЕКТРИК» (г. Пятигорск).



ПОДСИСТЕМА ПРИЕМА И ОБРАБОТКИ ОПЕРАТИВНЫХ ЗАЯВОК НА ВЫВОД В РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ

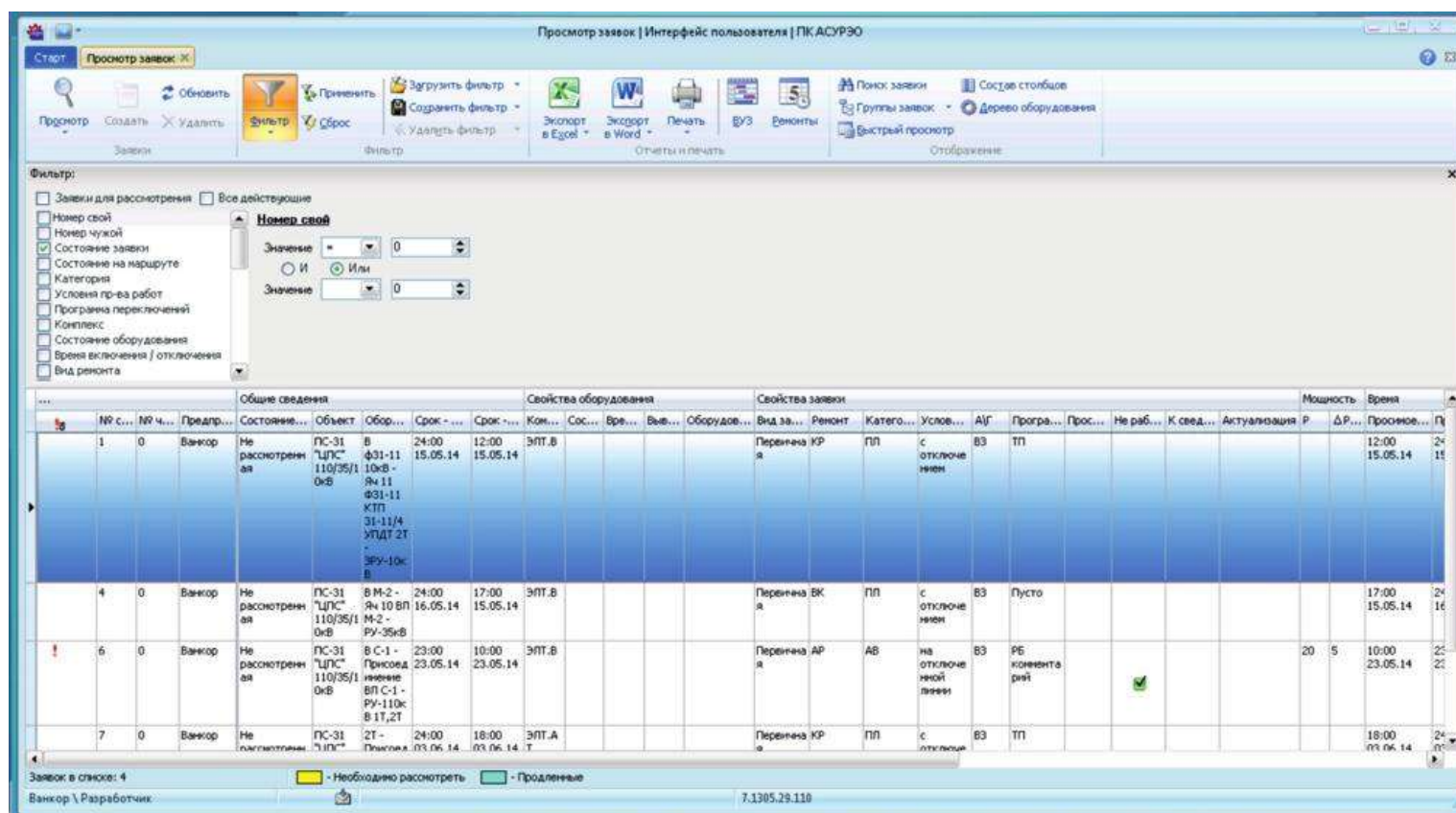


Рис. 17 - Интеграция с АСУРЭО

- Автоматизированный обмен заявками с ПК «Заявки», установленным в филиале ОАО «СО ЕЭС»;
- Подготовка заявок;
- Маршрутизация заявок;
- Оповещение о вновь поступивших заявках;
- Учет заявок и статистика ремонтов;
- Создание и выполнение работ по открытым заявкам.

АДМИНИСТРИРОВАНИЕ И КОНФИГУРИРОВАНИЕ

Тип	Дата	Время	Сигнал	Зона ответственности	Источник объект	Источник параметр
⚠	4 июня 2018	11:09:59.088	Включение	оперативно-ремонтный	ПромГРЭС	Передача в РДУ
⚠	4 июня 2018	11:09:52.000	Загрузка и инициализация	оперативно-ремонтный	Подсистема контроля и резерв...	Сервер сигнальной системы КС №2
⚠	4 июня 2018	11:05:58.000	Резервный комплекс накрылся	оперативно-ремонтный	Подсистема контроля и резерв...	Мост для взаимодействия комплексов КС №1
⚠	4 июня 2018	11:05:57.000	Завершение сервиса репликации	оперативно-ремонтный	Подсистема сбора информации	Коммуникационный сервис сбора данных КС №1 (нева)
⚠	4 июня 2018	11:05:57.000	Завершение приложения	оперативно-ремонтный	Подсистема контроля и резерв...	Сервер сигнальной системы КС №2
⚠	4 июня 2018	11:05:56.000	Завершение приложения	оперативно-ремонтный	Подсистема контроля и резерв...	Мост для взаимодействия комплексов КС №2
⚠	4 июня 2018	11:05:54.000	Завершение сервиса репликации	оперативно-ремонтный	Подсистема сбора информации	Коммуникационный сервис сбора данных КС №1 (modbus)
⚠	4 июня 2018	11:05:53.000	Завершение приложения	оперативно-ремонтный	Подсистема сбора информации	Коммуникационный сервис сбора данных КС №2 (нева)
⚠	4 июня 2018	11:05:53.000	Завершение приложения	оперативно-ремонтный	Серверы архивов	Сервер записи архивов (Linux) КС №2
⚠	4 июня 2018	11:05:53.000	Завершение приложения	оперативно-ремонтный	Подсистема сбора информации	Коммуникационный сервис передачи данных КС №2 (рду)
⚠	4 июня 2018	11:05:53.000	Завершение приложения	оперативно-ремонтный	Подсистема контроля и резерв...	Сервер доступа к услугам подсистем КС №2
⚠	4 июня 2018	11:05:52.000	Завершение приложения	оперативно-ремонтный	Подсистема сбора информации	Коммуникационный сервис сбора данных КС №2 (modbus)
⚠	4 июня 2018	11:05:51.000	Закрытие соединения СД	оперативно-ремонтный	Подсистема сбора информации	Коммуникационный сервис сбора данных КС №2 (нева)
⚠	4 июня 2018	11:05:51.000	Закрытие соединения СД	оперативно-ремонтный	Подсистема сбора информации	Коммуникационный сервис сбора данных КС №2 (нева)
⚠	4 июня 2018	11:05:50.000	Завершение приложения	оперативно-ремонтный	Серверы архивов	Сервер записи восстановленных данных КС №2
⚠	4 июня 2018	11:05:49.000	Завершение приложения	оперативно-ремонтный	Серверы архивов	Сервер доступа к локальным архивам КС №2
⚠	4 июня 2018	11:05:49.000	Завершение приложения	оперативно-ремонтный	Подсистема контроля и резерв...	Системный монитор КС №2
⚠	4 июня 2018	11:05:47.840	Приложение не отвечает на запрос!	оперативно-ремонтный	Подсистема сбора информации	Коммуникационный сервис сбора данных КС №2 (ион)
⚠	4 июня 2018	11:05:43.000	Потеря источника данных	оперативно-ремонтный	Подсистема сбора информации	Коммуникационный сервис сбора данных КС №2 (modbus)
⚠	4 июня 2018	11:05:42.831	Приложение не отвечает на запрос!	оперативно-ремонтный	Подсистема сбора информации	Коммуникационный сервис сбора данных КС №2 (ион)
⚠	4 июня 2018	11:05:37.822	Приложение не отвечает на запрос!	оперативно-ремонтный	Подсистема сбора информации	Коммуникационный сервис сбора данных КС №2 (ион)
⚠	4 июня 2018	11:05:35.000	Потеря источника данных	оперативно-ремонтный	Подсистема сбора информации	Коммуникационный сервис передачи данных КС №2 (рду)

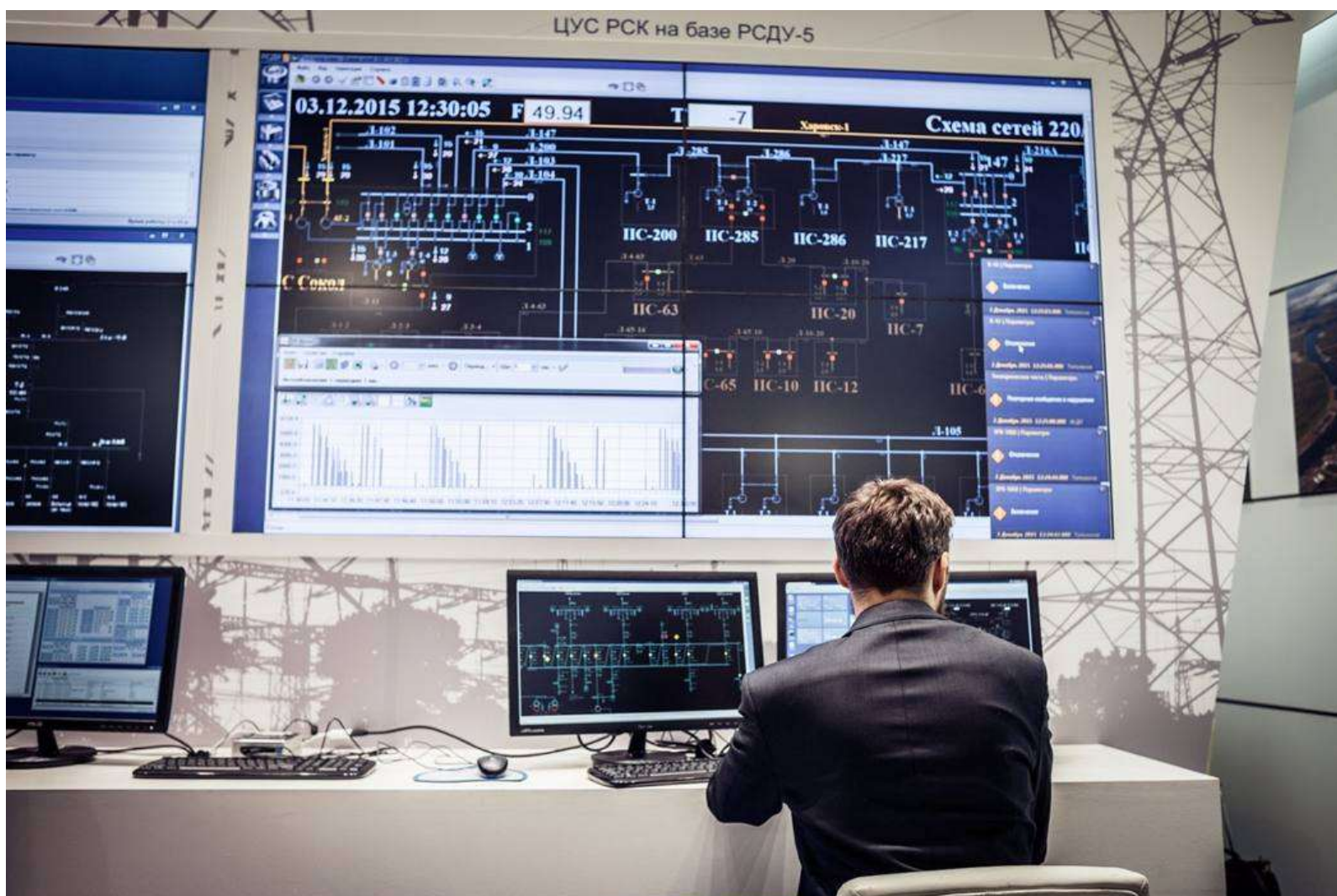
Рис. 18 - Оповещение о работе комплекса через сигнальную систему

- Поддержка технологии резервирования данных у всех серверов, функционал которых связан с приемом и хранением данных;
- Поддержка горячего резервирования либо распределение нагрузки у всех ключевых компонентов;
- Обеспечение надежности и резервирования узлов системы путем репликации данных между серверами БД РВ системы (полная и без прерывания работы):
 - действия оператора (ручной ввод);
 - системные события;
 - обновления графических схем и символов, представленных в ОИК.
- Поддержка возможности запланированного отключения одного из резервированных компонентов системы для проведения технического обслуживания;
- При обратном включении компонента автоматическое обновление конфигурации и данных системы сработавшего компонента;
- Поддержка единого времени в ПТК в случае выхода из строя эталонного сервера времени;
- Автоматическое восстановление функциональности системы в случае сбоя компонента системы путем переключения на резервный компонент;
- Ведение лог-файлов системы, с фиксацией информации, необходимой для диагностики системы;
- Синхронизация эталонного сервера времени с приемника GPS/GLONASS;
- Периодическая синхронизация системного времени на всех серверах и устройствах по протоколу NTP с сервером времени;
- Возможность осуществления мониторинга показателей работы комплекса для предупреждения сбоев:
 - системные процессы;
 - объем свободной виртуальной памяти;
 - объем свободного места на дисках;
 - доступность БД ТИ;
 - работа сервиса репликации данных;
 - доступность сервиса синхронизации времени.
- Оповещение о событиях в системе через встроенную сигнальную систему с возможностью рассылки сообщений через почтовый сервер.

ПРЕИМУЩЕСТВА ПРИМЕНЕНИЯ РСДУ5

- Возможность самостоятельного развития системы персоналом Заказчика;
- Быстрая и малозатратная модификация системы под изменяющиеся требования, в том числе силами персонала Заказчика;
- Возможность легкой интеграции с автоматизированными системами предприятия - АСКУЭ, АСУТП, АСУП, ERP-системы и т.д.;
- Реализация стандартных протоколов обмена данными;
- Поддержка широкого спектра протоколов - от современных до устаревших и уникальных протоколов телемеханики;
- Апробированная технология, на практике показавшая возможность ее использования для задач управления электрическими сетями;
- Масштабируемость и возможность унификации, одна и та же система может использоваться на уровне РСК, ПЭС, РЭС;
- Расширяемость системы, возможность подключения к системе и организации информационного обмена модулей и программных комплексов сторонних разработчиков;
- Возможность использования псевдоисточников для постоянных и условно-постоянных измерений, что позволяет получить качественную и достоверную расчетную модель ненаблюдаемых систем;
- РСДУ5 построена на базе информационной модели, что обеспечивает долговечность системы и ее интеграционную способность;
- Лицензирование на неограниченное количество обрабатываемых параметров;
- Лицензирование на неограниченное количество пользователей (АРМ);
- Постоянная многоуровневая техническая поддержка;

РСДУ5



СИГМА

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА И ДИАГНОСТИКИ (АСМД)

Высоковольтное оборудование занимает особое место в электроэнергетике. Ему принадлежит основная роль в выработке и транспортировке электроэнергии. Высокая эксплуатационная надежность электрооборудования создает благоприятные условия для решения социально-экономических проблем целых регионов.

Отсюда ставится важная задача – обеспечить такое оборудование эффективными методами контроля технического состояния.

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ РЕГЛАМЕНТИРОВАНО РД.34.45-51.300-97. ОБЪЕМ И НОРМЫ ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ПТЭЭП.

Однако существующие методы имеют существенные недостатки:

- Большие периоды между испытаниями, нет возможности контролировать быстроразвивающиеся дефекты;
- Необходимость вывода оборудования из рабочего режима; Коммутации, которые являются крайне неудовлетворительными для технического состояния оборудования, так как способствуют образованию микродефектов, не выявляемых вначале, но развивающихся далее в эксплуатационных условиях;
- Методы ориентированы на оборудование, не выработавшее свой заявленный срок службы; как бы то ни было, реалии таковы, что имеется большой парк оборудования, выработавшего свой расчетный срок эксплуатации;
- Необходимость проведения дорогостоящих комплексных испытаний и ремонтов оборудования, находящегося в полностью исправном техническом состоянии.

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ:

- измерение характеристик частичных разрядов (ЧР);
- тепловизионный осмотр;
- вибродиагностика;
- хроматографический анализ масла.

Так же сейчас создаются экспертные системы оценки технического состояния на основе данных по регламентным испытаниям электрооборудования. Это такие системы, как ЭДИС «Альбатрос», Insite (Double Engineering).

Современные тенденции развития энергосистемы РФ диктуют необходимость отказа от планово-предупредительного обслуживания энергетического оборудования и переход на обслуживание по реальному техническому состоянию.

Для обеспечения требуемого уровня надежности оборудования методика определения технического состояния должна включать в себя комплексную оценку определенного числа параметров, характеризующих реальное состояние объекта диагностирования. В настоящее время мировая тенденция в диагностировании направлена на применение неразрушающих методов испытания и процесс определения технического состояния должен быть в режиме мониторинга под рабочим напряжением.



Учитывая необходимость применения более эффективного способа контроля, нашей компанией была разработана система СИГМА, автоматизированная система мониторинга и диагностики (АСМД) высоковольтного оборудования, которая позволяет получать комплекс диагностических параметров и на основании их анализа проводить оценку технического состояния объекта в режиме мониторинга под рабочим напряжением. Система контроля обеспечивает диагностирование одного или одновременно нескольких контролируемых объектов в автоматическом режиме под рабочим напряжением. Измерение и регистрацию диагностических параметров система производит с частотой, позволяющей определять изменение свойств составных частей контролируемых объектов, и в темпе технологического процесса контроля представляет заключение об их техническом состоянии.

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ «СИГМА» ОБЕСПЕЧИВАЕТ

- Получение заключения о реальном техническом состоянии оборудования на основе измеряемых диагностических параметров (характеристики ЧР, температура, концентрация растворенных газов в масле, режимные параметры объекта и т.д.) и их анализа;
- Своевременное выявление опасных для оборудования дефектов;
- Оптимизацию режимов эксплуатации оборудования в соответствии с их техническим состоянием;
- Изменение структуры и уменьшение объема ремонтных работ, снижение расходов на проведение ремонтов контролируемого оборудования.

ДЛЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

- Значение и величина частичных разрядов в каждой фазе ВН силового трансформатора;
- Температура верхних слоев масла в баке трансформатора;
- Уровень масла в баке трансформатора;
- Измерение температуры обмоток;
- Измерение режимных параметров (ток, напряжение) по каждой фазе трансформатора;
- Характеристики работы РПН (уровень масла, положение, ток двигателя привода);
- Раздельное содержание горючих газов в масле бака трансформатора;
- Содержание воды в масле бака трансформатора;
- Измерение режимных параметров (ток) двигателей системы охлаждения.

ДЛЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

- Значение и величина частичных разрядов в каждой фазе КЛ;
- Температура соединительных муфт КЛ;
- Температура вдоль всей длины КЛ;
- Измерение режимных параметров (ток, напряжение) по каждой фазе КЛ.

ТРЕХУРОВНЕВАЯ РАСПРЕДЕЛЕННАЯ СИСТЕМА

Разработанная система представляет собой единую иерархическую трехуровневую распределённую систему измерения, преобразования, передачи и обработки диагностических параметров. Система работает в реальном времени в темпе протекания технологического процесса.

На рисунке 19 представлена упрощенная структура системы. Объектами диагностирования, в данном примере, являются: 2 силовых трансформатора (Т1, Т2) и кабельная линия (КЛ). Верхний уровень является общим для всех объектов диагностирования.

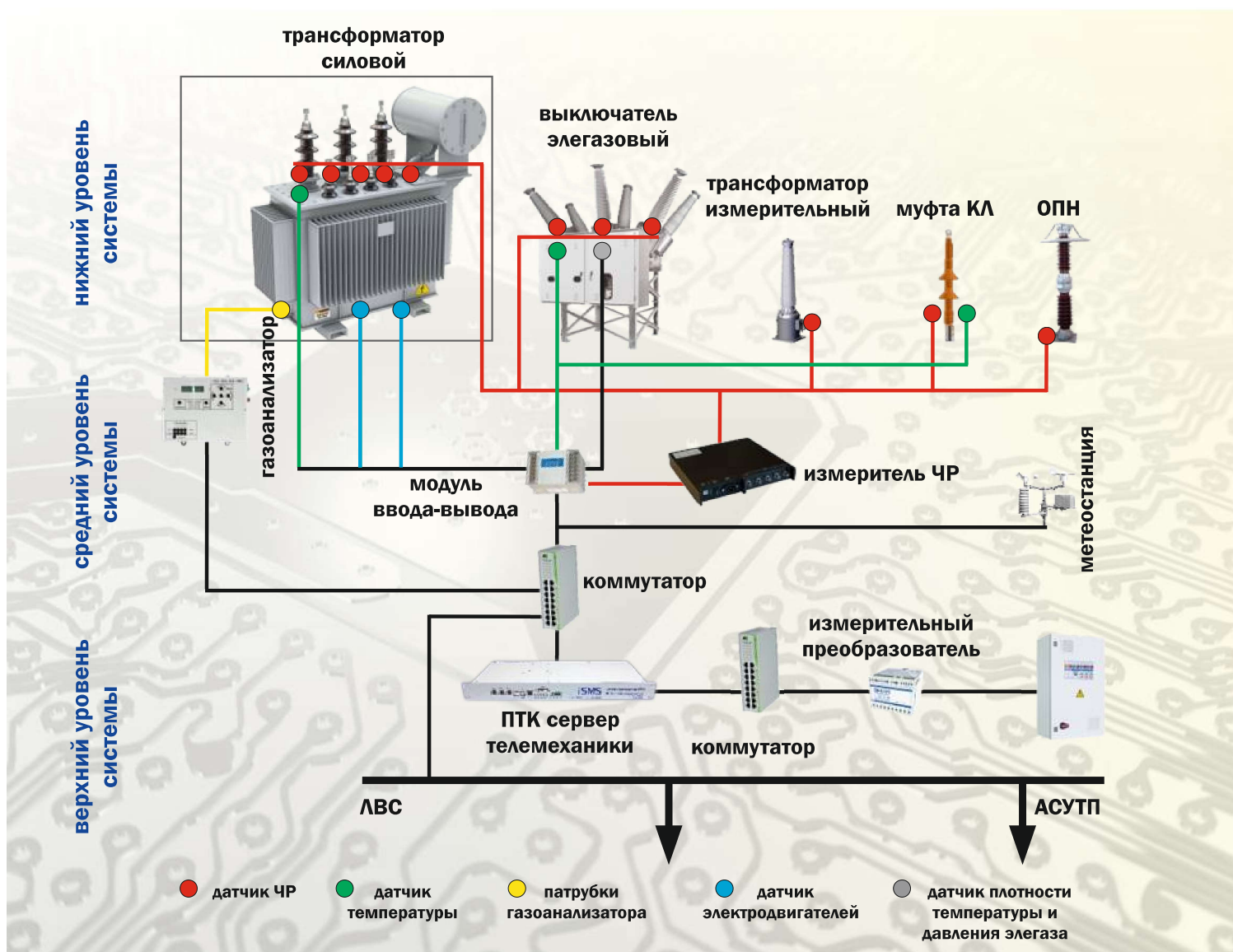


Рис. 19 - Упрощенная структура системы диагностики

НИЖНИЙ УРОВЕНЬ

Определение значений данных нижнего уровня обеспечивается с помощью датчиков ЧР, датчиков температуры, трансформаторов тока и напряжения, датчиков положения РПН трансформатор. Датчики для определения технического состояния КЛ1, устанавливаются на концевую муфту кабеля. Такая установка датчиков возможна для КЛ небольшой длины (до 300 м), при больших расстояниях датчики ЧР и температуры устанавливаются по всей длине кабеля (через 600 м).

Наряду с устанавливаемыми датчиками, могут быть использованы данные с существующей системы сбора диагностируемых параметров.

СРЕДНИЙ УРОВЕНЬ

■ обработка и анализ сигналов с датчиков нижнего уровня;

■ передача результатов обработки на верхний уровень по стандартным протоколам.

ВЕРХНИЙ УРОВЕНЬ

■ Обработка и анализ сигналов с приборов среднего уровня;

■ передача результатов обработки на АРМ инженера;

■ определение технического состояния объектов диагностирования;

■ ведение журнала событий;

■ расчет степени опасности дефекта;

■ контроль работоспособности устройств среднего и нижнего уровня;

■ ведение архивов работы системы;

■ предоставление регламентированного доступа к данным и управлению.

Система может расширяться за счет подключения (на нижнем и среднем уровнях) других датчиков, модулей дискретного и аналогового ввода/вывода, цифровых измерителей параметров электрической сети и других устройств, использующих стандартные протоколы связи (Modbus, МЭК 101/104 и др.).

На рис. 20,21 представлены примеры визуализации результатов мониторинга объектов диагностики, где отображаются диагностируемые параметры объекта и заключение о текущем состоянии объекта.

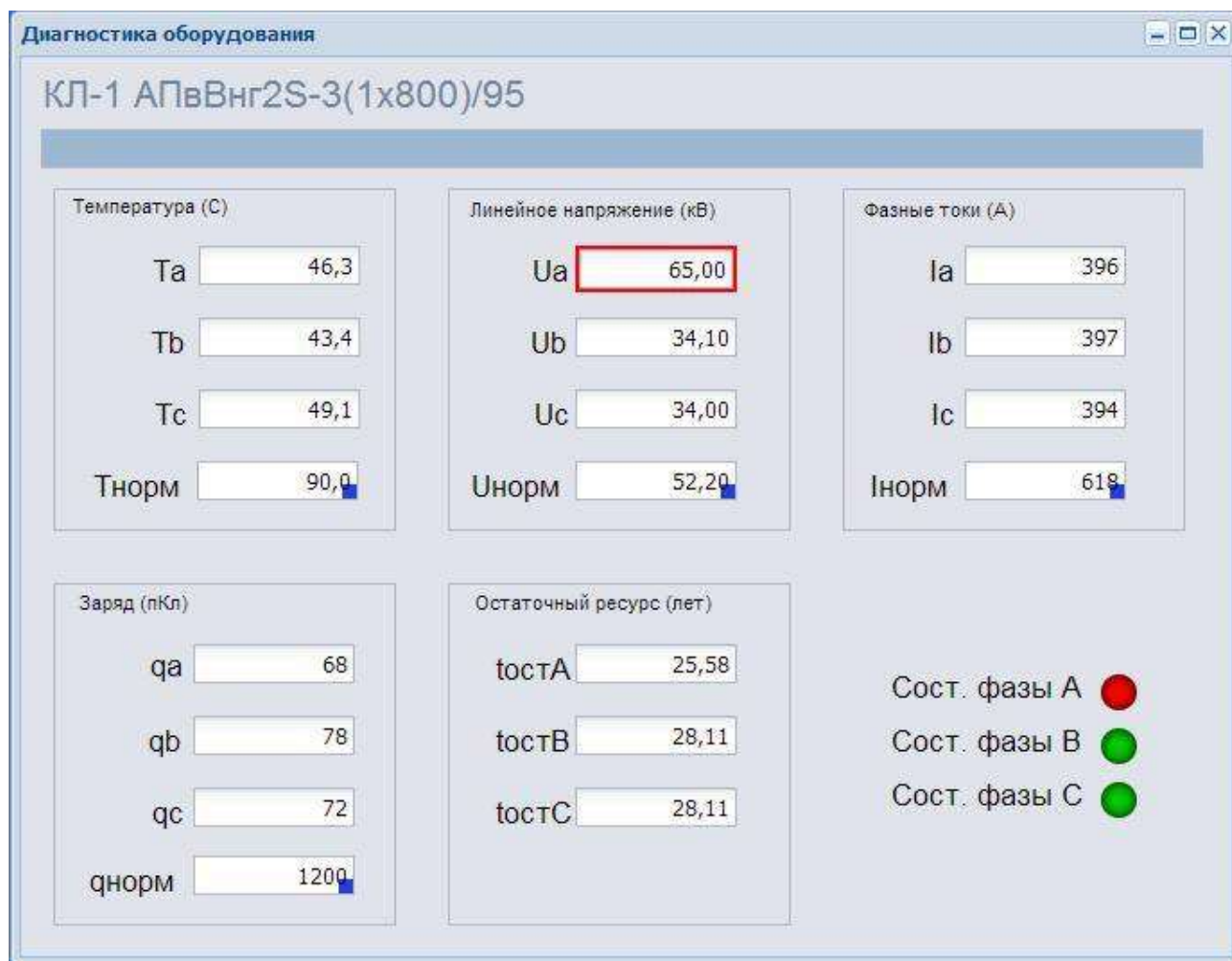


Рис. 20 - Пример визуализации результатов мониторинга кабельной линии

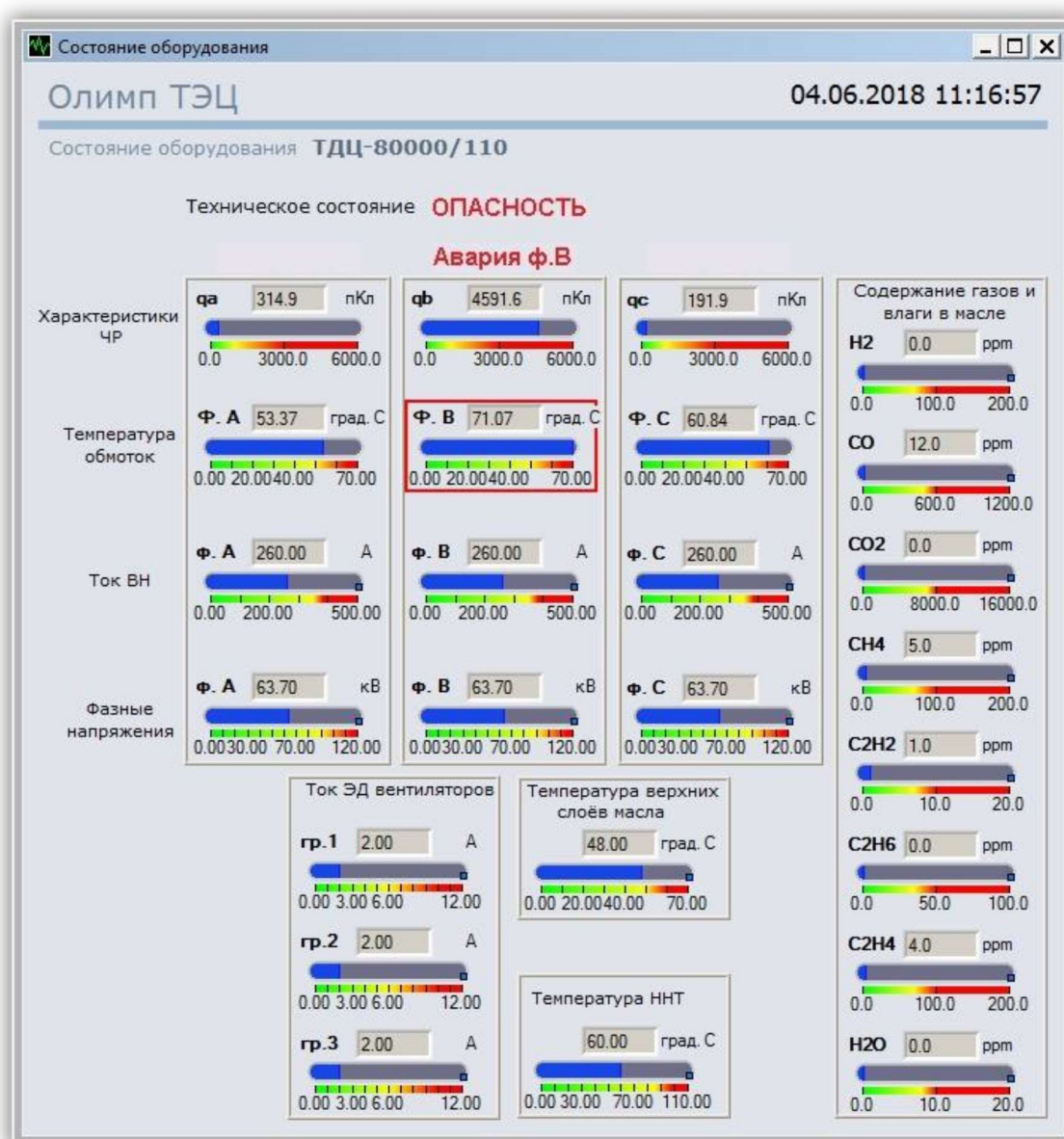


Рис. 21 - Пример визуализации результатов мониторинга трансформатора

ИСПОЛЬЗУЯ ПОЛУЧЕННЫЕ ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ И МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ, МОЖНО С ВЫСОКОЙ ТОЧНОСТЬЮ ОПРЕДЕЛИТЬ ЕГО ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ.

Физический смысл стойкости к отказу заключается в свойстве объекта контроля сохранять при эксплуатационных воздействиях свои эксплуатационные характеристики (параметры) во времени. Относительная стойкость к отказу является интегральной характеристикой объекта, которая во времени устанавливает остаточный ресурс до нормированного значения ресурса. Время является главенствующим воздействующим фактором изменения свойств материалов, из которых изготовлены элементы оборудования. При удовлетворительных других эксплуатационных воздействиях происходит старение, т. е. относительно медленное изменение свойств материалов на молекулярном и субмолекулярном уровнях. Известно, что в материалах оборудования при изготовлении его элементов всегда содержатся локальные дефекты различных видов, например, микровключения с резко отличающимися свойствами, создающими локальное увеличение напряженности энергетического поля различного вида (электрическое, термическое и/или механическое). Эти микродефекты, как правило, не ухудшают свойства материалов при нормированных эксплуатационных воздействиях. Нештатные ситуации в виде увеличения отдельных эксплуатационных воздействий, превышающих нормированные, приводят к увеличению локальной напряженности энергетических полей в местах дефектов и в случае достижения ими критических значений приводят к интенсивному прогрессирующему развитию дефектов.

ЗАКОН СТАРЕНИЯ ОБЪЕКТА описывается зависимостью $S_{отк}(t) = S_{отк.н}[1 - (t/t_H)^\alpha]$,

$S_{отк.н}$ – стойкость к отказу в исходном состоянии,

t – текущее время;

t_H – время наработки до отказа;

α – показатель скорости старения.

При $t = 0$ показатель стойкости к отказу $S_{отк} = 1$, при $t = t_{рес}$ показатель стойкости к отказу $S_{отк} = 0$.

На рисунке 22 представлена в графическом виде зависимость относительной стойкости к отказу $S_{отк}$ от срока службы t при образовании различных дефектов.

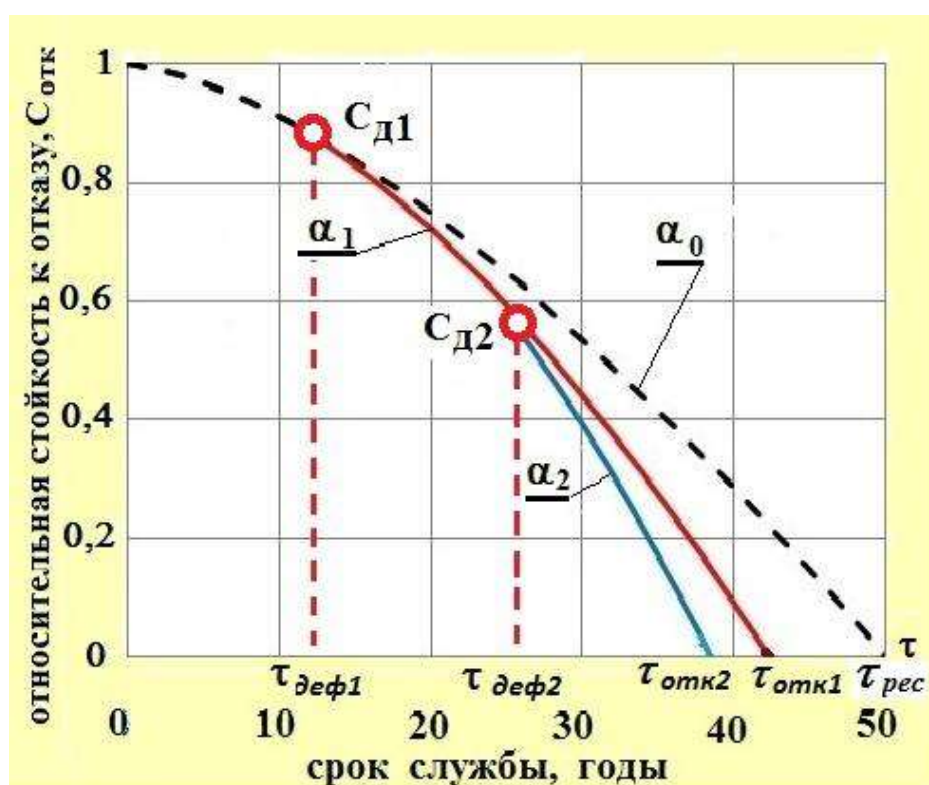


Рис. 22 - График зависимости $S_{отк}$.

Стойкость к отказу в момент $t_{деф1}$ определяется зависимостью $S_{д1} = [1 - (t_{деф1}/t_{рес})^\alpha]$.

Прогнозируемое время отказа $t_{отк1} = t_{деф1} / (\alpha \sqrt{1 - S_{д1}})$ и остаточный ресурс $t_{ост1}$ в этом случае равен $t_{ост1} = t_{отк1} - t_{деф1}$. Аналогично $S_{д}$ и $t_{ост}$ определяются для других последующих случаев образования дефектов. При этом следует учитывать, что вместо $t_{рес}$ применяется значение $t_{ост}$, полученное ранее.

Скорость старения объекта при образовании дефекта, измеряемого диагностическим параметром X_i , который превышает нормированный диагностический параметр X_n , т. е. $X_i > X_n$ или $X_i / X_n > 1$, определяется зависимостью $\alpha = 0,5 + (X_i/X_n)^m$, где m - показатель степени опасности в зависимости от вида и уровня воздействий на объект.

«СИГМА» может быть реализована как в локальном исполнении, так и интегрирована в существующие системы телемеханики. Результаты работы системы в режиме реального времени отображаются на АРМ диспетчера и/или дежурного электрика и профильных служб эксплуатации.

Система является информационной. Никаких действий, связанных с отключениями оборудования, «СИГМА» не выполняет.

2020



ЭНЕРГЕТИКА
МИКРОЭЛЕКТРОНИКА
АВТОМАТИКА

Центральный офис:

630082, г. Новосибирск, ул. Дачная 37
тел.: (383) 220-91-34, тел.ф.: (383) 220-92-34
www.ema.ru

ОСП г. Красноярск:

660135, ул. Батурина, 19
тел.: (391) 273-63-01

ОСП г. Москва:

121471, ул. Гродненская, 18
тел.: (495) 640-44-82

ОСП г. Екатеринбург:

620014, ул. Антона Валека, 15 оф.309
тел.: (343) 385-66-17

Филиал г. Псков:

180016, ул. Коммунальная, 19
тел.: (8112) 70-03-05