



# РСДУ5 РАСПРЕДЕЛЕННАЯ СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

В 2014 году в нашей компании был разработан новый программный продукт – РСДУ5. Перед разработкой РСДУ5 были проанализированы современные требования к АСТУ, собрана информация от заказчиков о новых функциях диспетчерского и технологического управления, автоматизация которых поможет оперативному персоналу обеспечить качество, надежность и эффективность управления объектами энергетики.

В РСДУ5 применены современные информационные технологии, расширен состав поддерживаемых аппаратных средств, реализован ряд принципиально новых подсистем и функций, в полном соответствии с требованиями, предъявляемыми к АСТУ единой технической политикой ПАО “Россети”. Основой новой системы является СИМ-совместимая информационная модель энергообъекта, содержащая информацию о составе оборудования, его характеристиках и связях. РСДУ5 - это современный отечественный оперативно-технический комплекс, реализующий все функции АСТУ.

Кроме того, 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.

## ЧТО НОВОГО В РСДУ5?

- Поддержка архитектур x86, x64 INTEL под управлением операционной системы Linux. В качестве технических средств могут быть применены как выделенные серверы, так и Blade-системы, а также виртуальные серверы под управлением VMware;
- WEB Интерфейс для конфигурирования и представления оперативных данных;
- Интеграционная платформа, обеспечивающая интеграцию с оперативным журналом ёЖ-2, интеграцию с системой управления заявками на ремонт оборудования ПК АСУРЭО, а также интеграцию с системами электросетевых расчетов АНАРЭС;
- Подсистема коммерческой диспетчеризации электрических станций – приложение для управления диспетчерскими графиками, приема и обработки команд диспетчера, приема и формирования макетов;
- Интеграция с внешними автоматизированными системами Заказчика – АСУТП энергоблоков, АСУ тепла и газа. Интеграция с системами расчета ТЭП;
- Поддержка отображения оперативной информации в виде однолинейных электрических схем в трех форматах - Топаз, Модус, АНАРЭС.

- Подсистема управления простоями и отключениями потребителей, геоинформационная система;
- Управление переключениями при производстве плановых и аварийно-восстановительных работ, а также формирование, ведение бланков и программ переключений;
- Процессор топологии - ведение связности электрической сети, определение состояния оборудования (под напряжением/обесточено);
- Подсистема диагностики состояния силового оборудования;
- Выделенная подсистема ведения архивов.



## 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

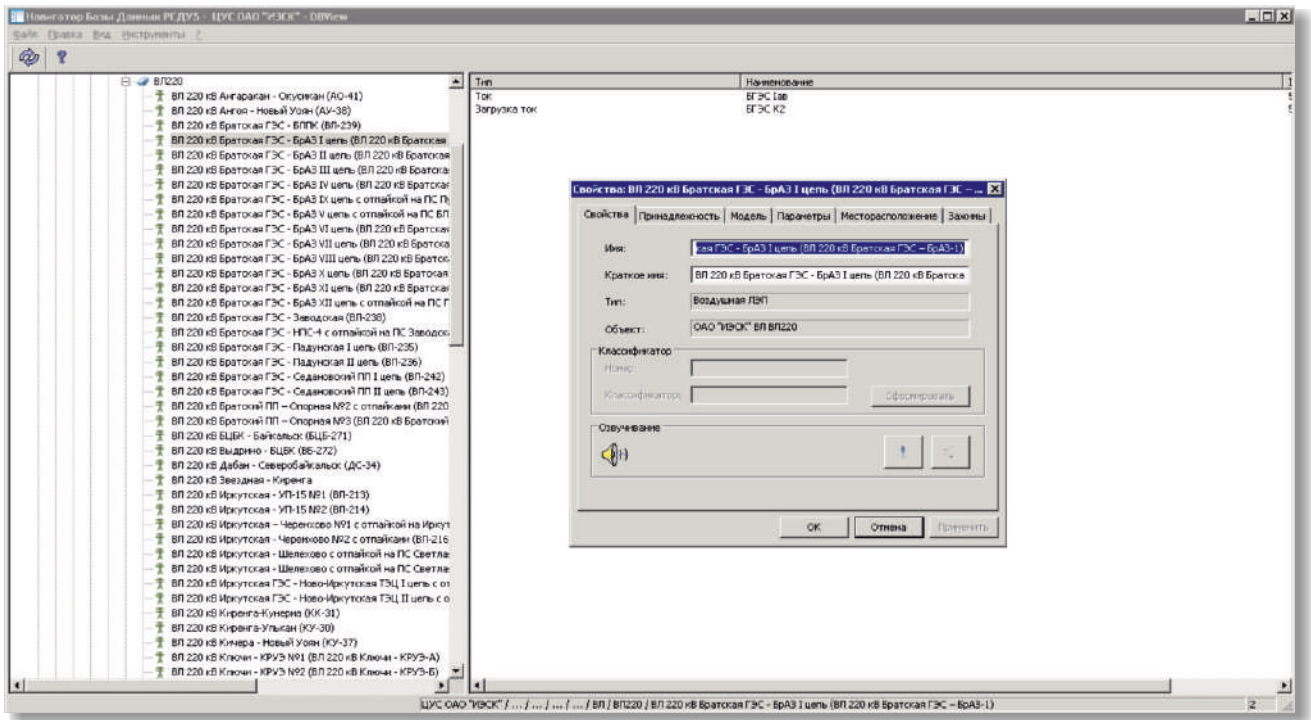


Рис. 5 - Подсистема управления базами данных технической информации

- 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

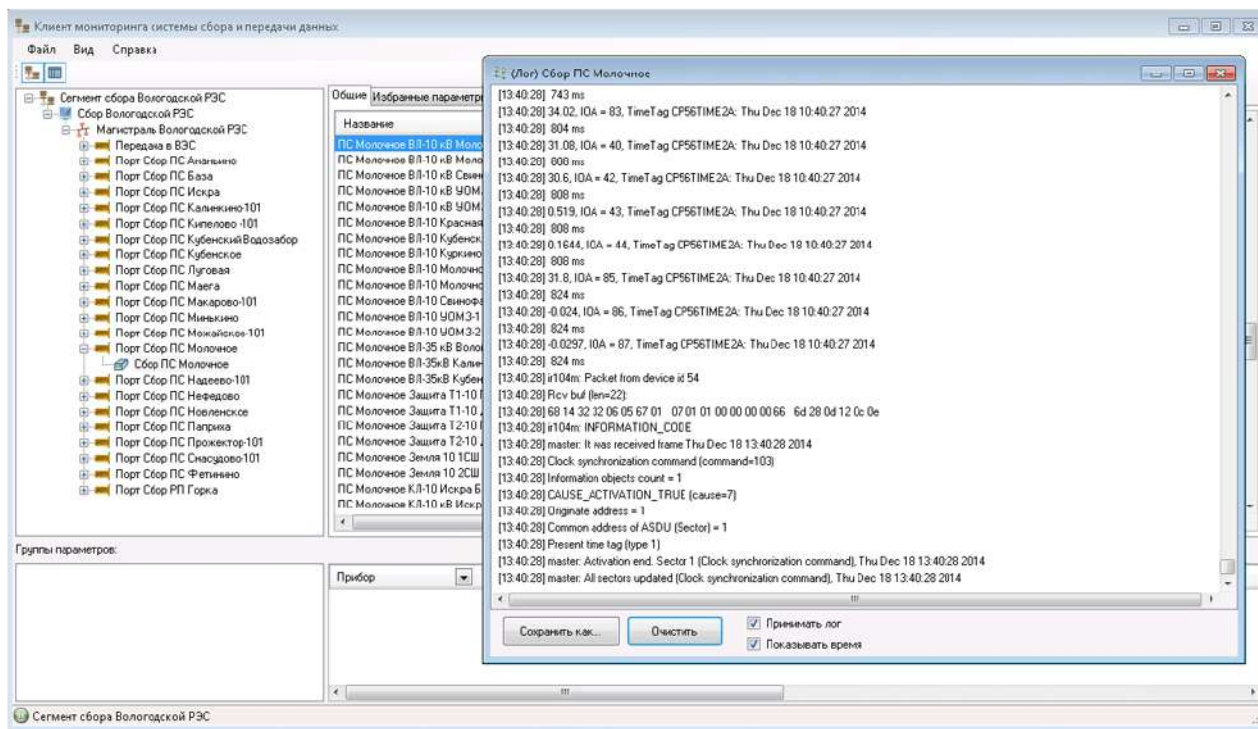


Рис. 6 - Подсистема сбора и передачи данных

- Прием в реальном масштабе времени телеметрической информации по протоколам FDST, Modbus RTU, Modbus TCP, СРЕ542, ION, СЭТ4-ТМ, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104, OPC, АИСТ, АИИС ЕМСОР, 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 RTU, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104, OPC 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

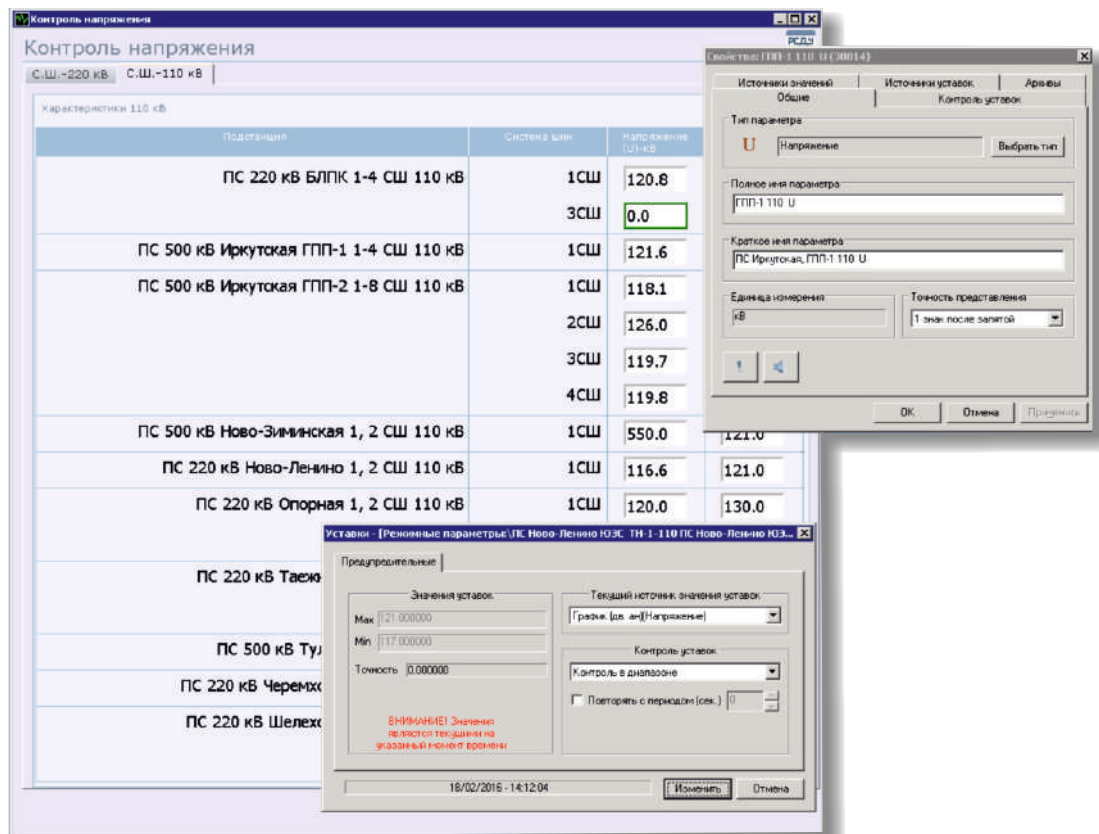


Рис. 7 - Подсистема контроля и управления режимом работы электрической сети

- 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 архивного хранения последовательностей переключений в течение не менее 3-х лет;
- 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 возврат 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;
  - изменение детализации представляемой схемы и видимости отдельных элементов при масштабировании схемы;
  - выделение участка схемы сети или ПС в отдельном окне на АРМе любого пользователя для оптимизации рабочего пространства;
  - 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.

- 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.

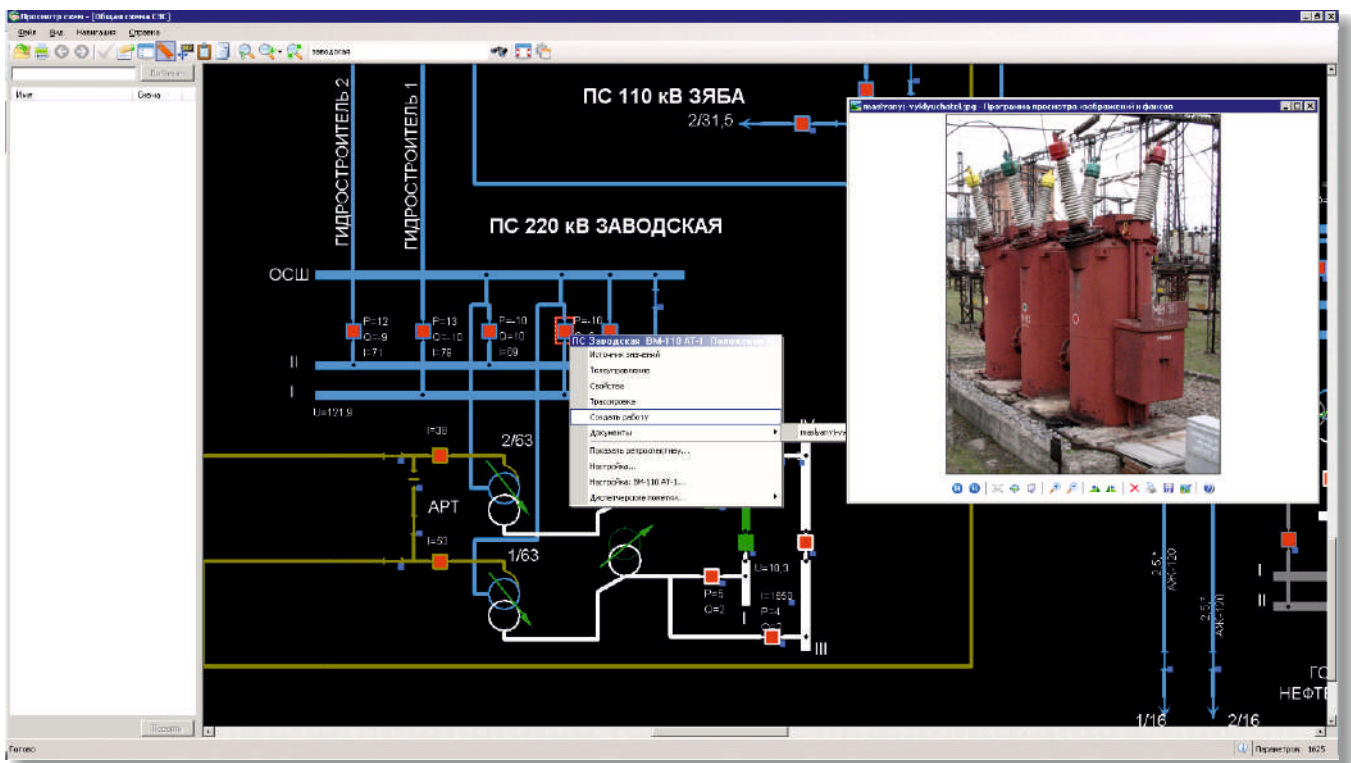


Рис. 8 - Схема

- Предоставление возможности пользователю выполнять поиск оборудования в базе данных по определенным критериям, возвращать перечень оборудования, отвечающего критериям поиска, отображать это оборудование на схеме сети;

- Запись необходимого набора измеряемых и рассчитываемых значений в архивы с регулируемой длительностью хранения и архивы длительного хранения.

## ПОДСИСТЕМА ОТОБРАЖЕНИЯ (АРМ, WEB, ВИДЕОСТЕНЫ, МНМОЩИТЫ)

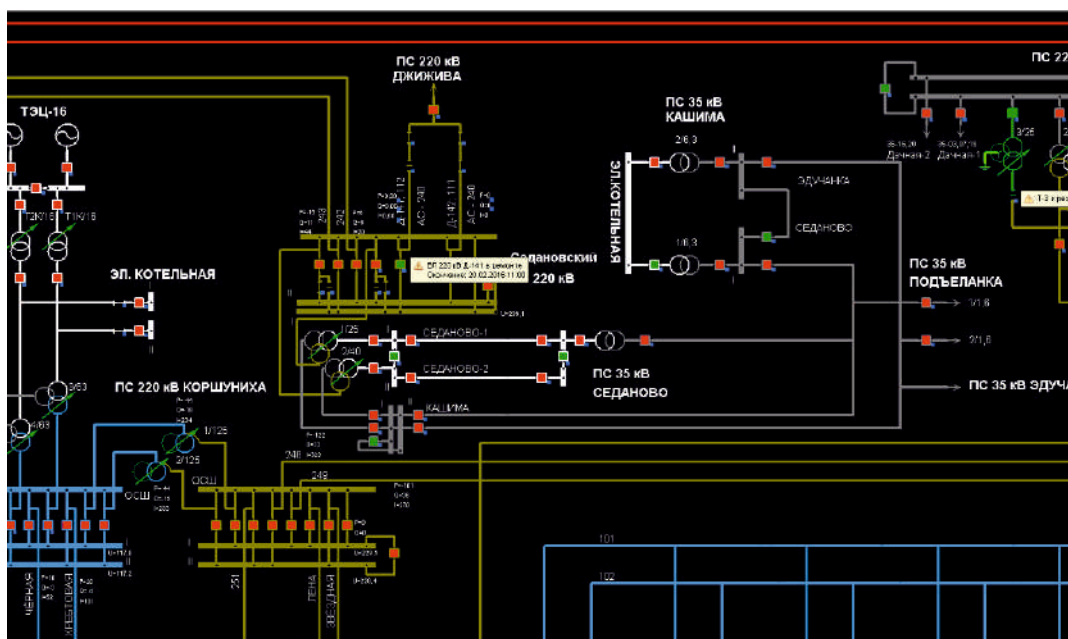


Рис. 9 - Подсистема отображения

- 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;

- 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.



Реализация с помощью технологий «Тонкого покупателя» пользовательских функций:

- Доступ к отчетам, ведомостям, справкам, оперативной и режимной документации;
- Доступ к архивным данным;

- 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

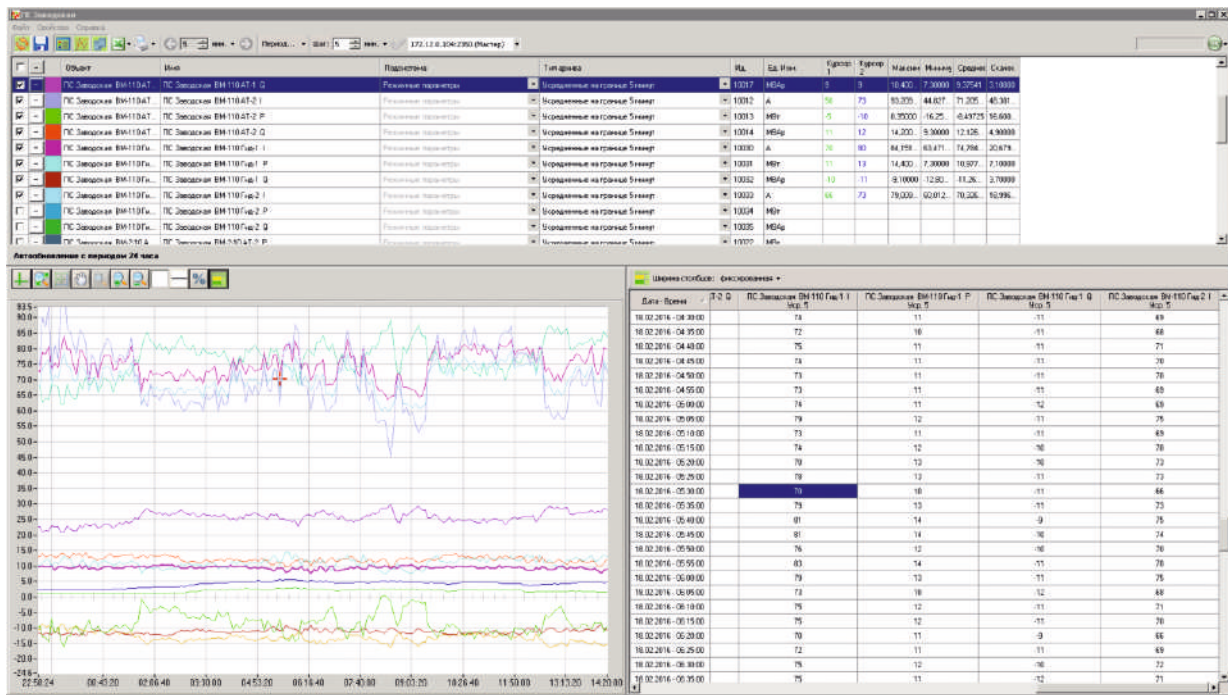


Рис. 10 - Подсистема архивов

- 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

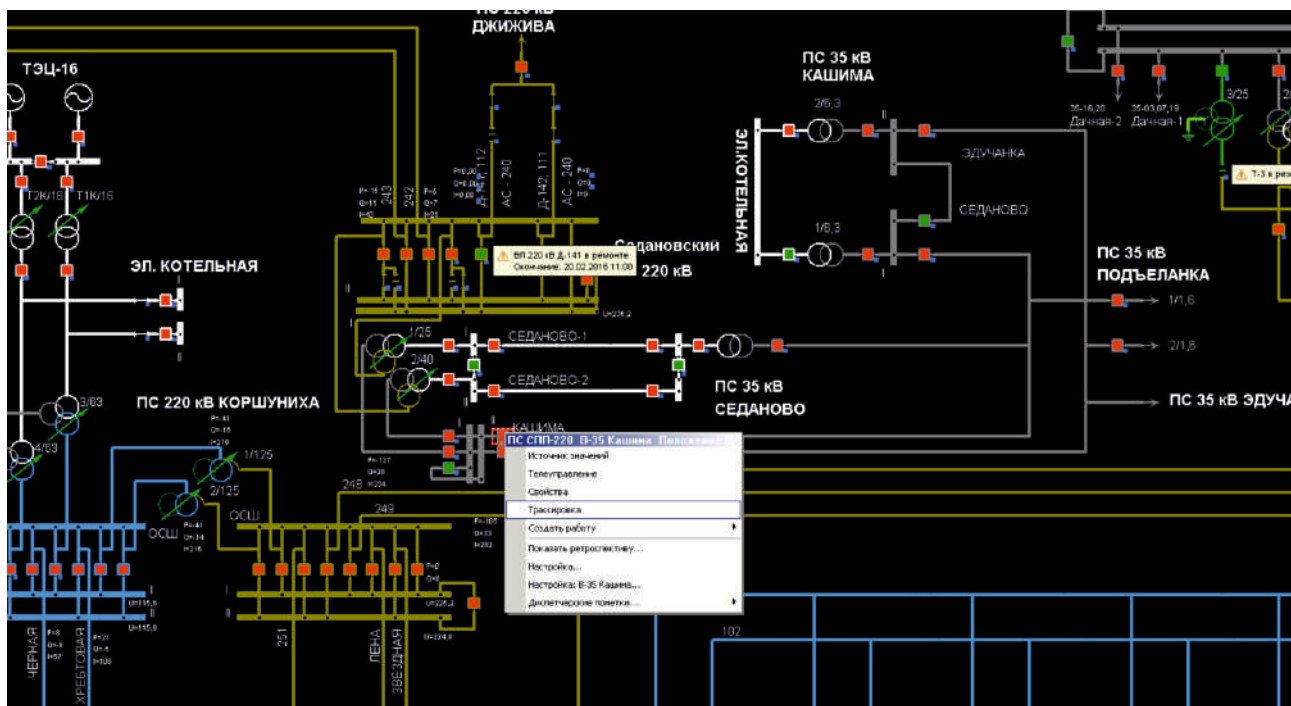


Рис. 11 - Подсистема анализа сети

- 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

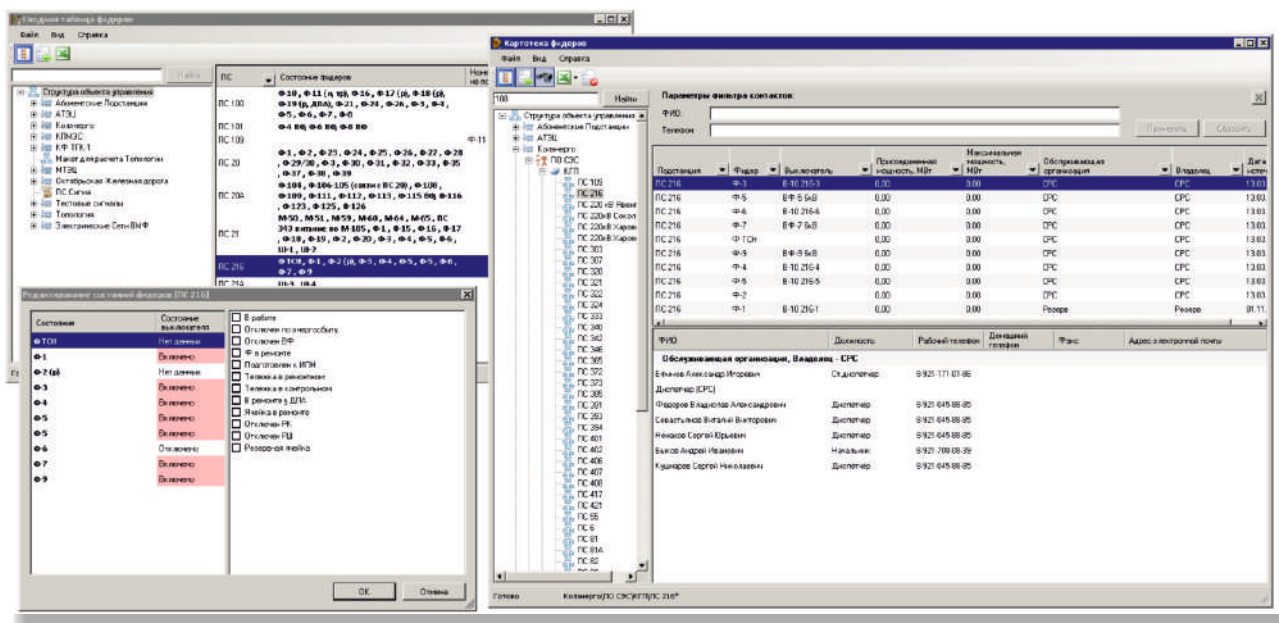


Рис. 12 - Подсистема управления простоями и отключениями потребителей

### ИСПОЛНЯЕМЫЕ ФУНКЦИИ

- Описание справочных данных по питающим фидерам: категория, максимальная и присоединенная мощность, перечень ТП и РП, обслуживающая организация, организация владельца, список потребителей;
- 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";
- Сверка состояния питающих фидеров с данными телемеханики;
- Связь с мнемосхемой - вызов справочной и оперативной информации о потребителях из мнемосхемы;
- Группировка и поиск информации по различным критериям: организациям, мощности, объектам;
- Поиск информации по контактному данным - фамилии, номеру телефона контактного лица;
- Контроль действий оператора - поддержка отчетов по произведенным изменениям состояния;
- Подсчет времени простоя в электроснабжении, времени ликвидации аварии.

## ПОДСИСТЕМА ДИАГНОСТИКИ ОСНОВНОГО ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

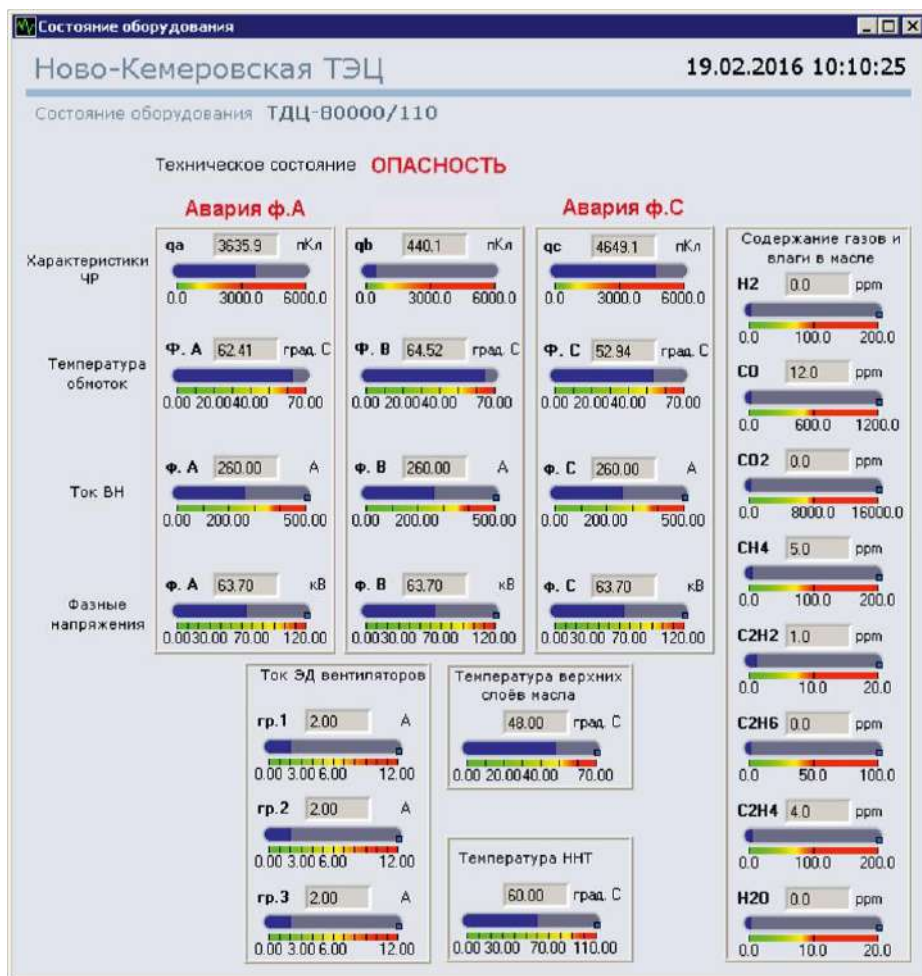


Рис. 13 - Система диагностики высоковольтного оборудования

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

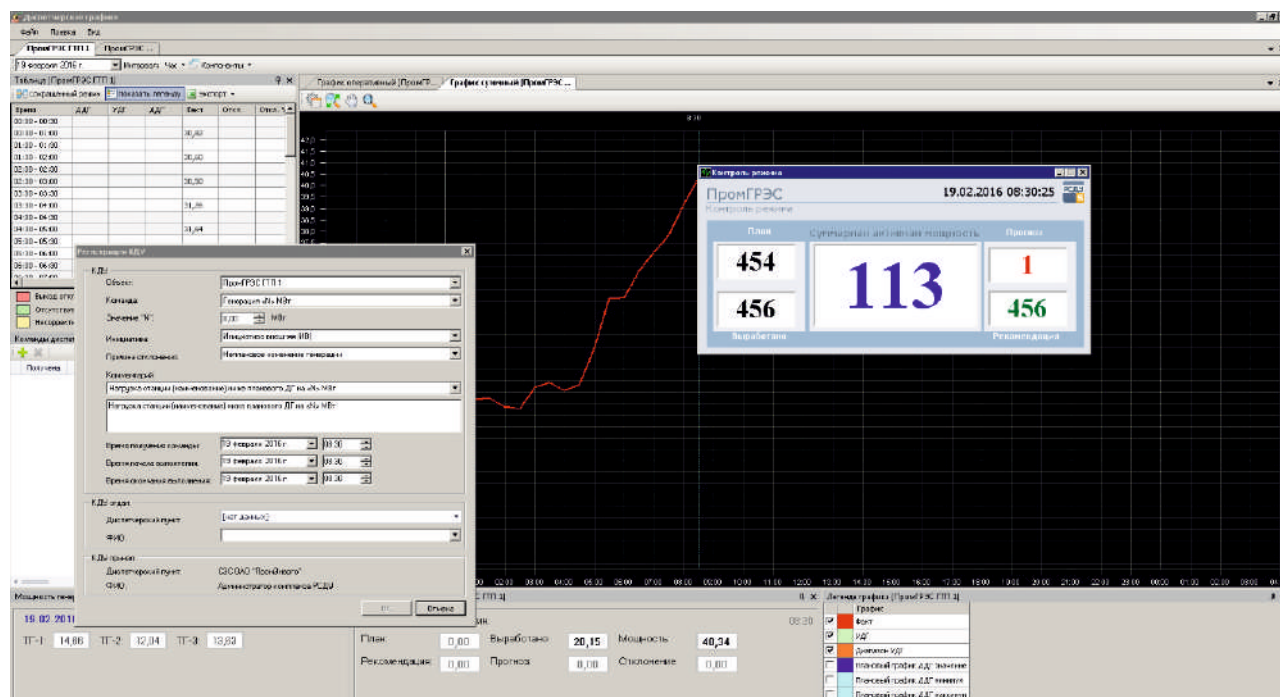


Рис. 14 - Подсистема коммерческой диспетчеризации

- Прием планового графика осуществляется с помощью сервиса переноса данных из Модестерминала или программы импорта данных 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;
- Расчет и отображение дополнительных ценовых характеристик: упущенная выгода, стоимость;
- 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 рабочего коридора, в пределах которого допускается отклонение от графика; рабочий коридор рассчитывается исходя из отклонения 2%, либо 5 МВт (выбирается наибольшая из этих двух величин);
- Расчет итогов работы за различные периоды.
- Сигнализация об отклонении от графика;

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

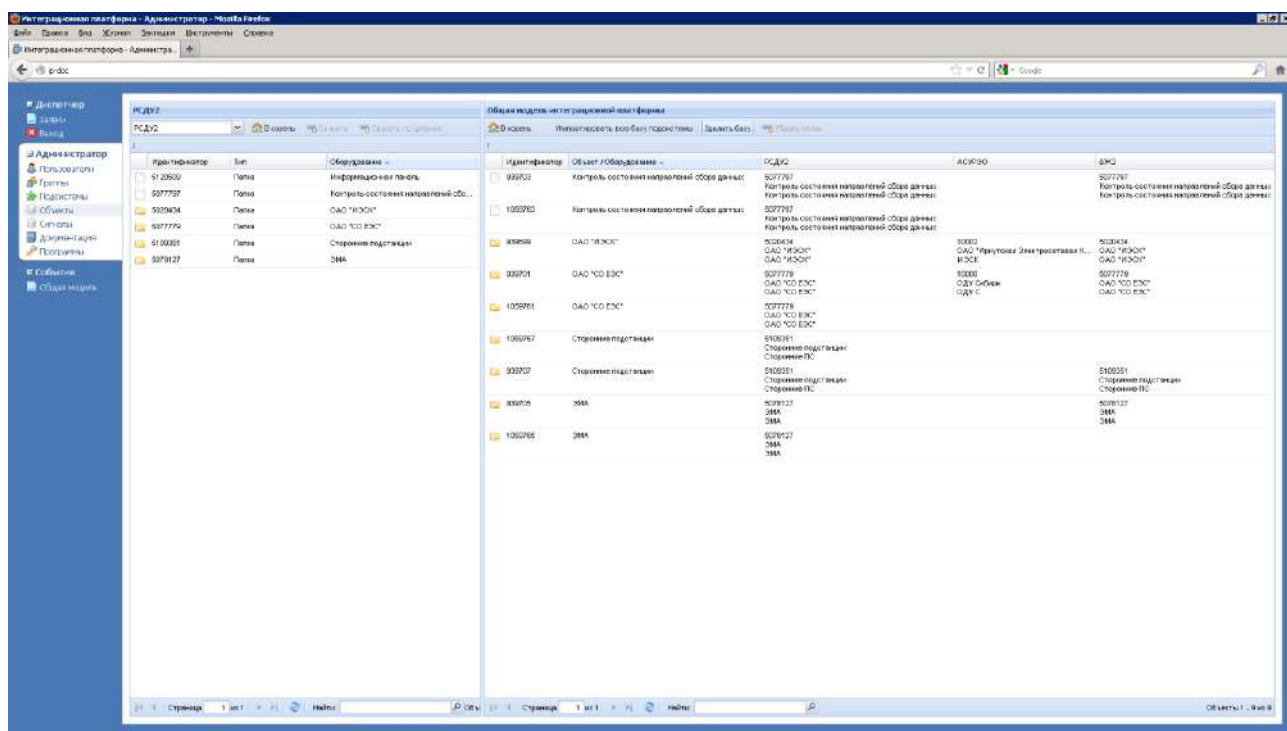


Рис. 15 - Интеграционная платформа

- Создание единой информационной среды для взаимодействия ПТК РСДУ5 с внешними программными продуктами - ПТК «АСУРЭО», ПТК «АНАРЭС», ПТК «ёЖ-2» и иными приложениями в рамках дальнейшего 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

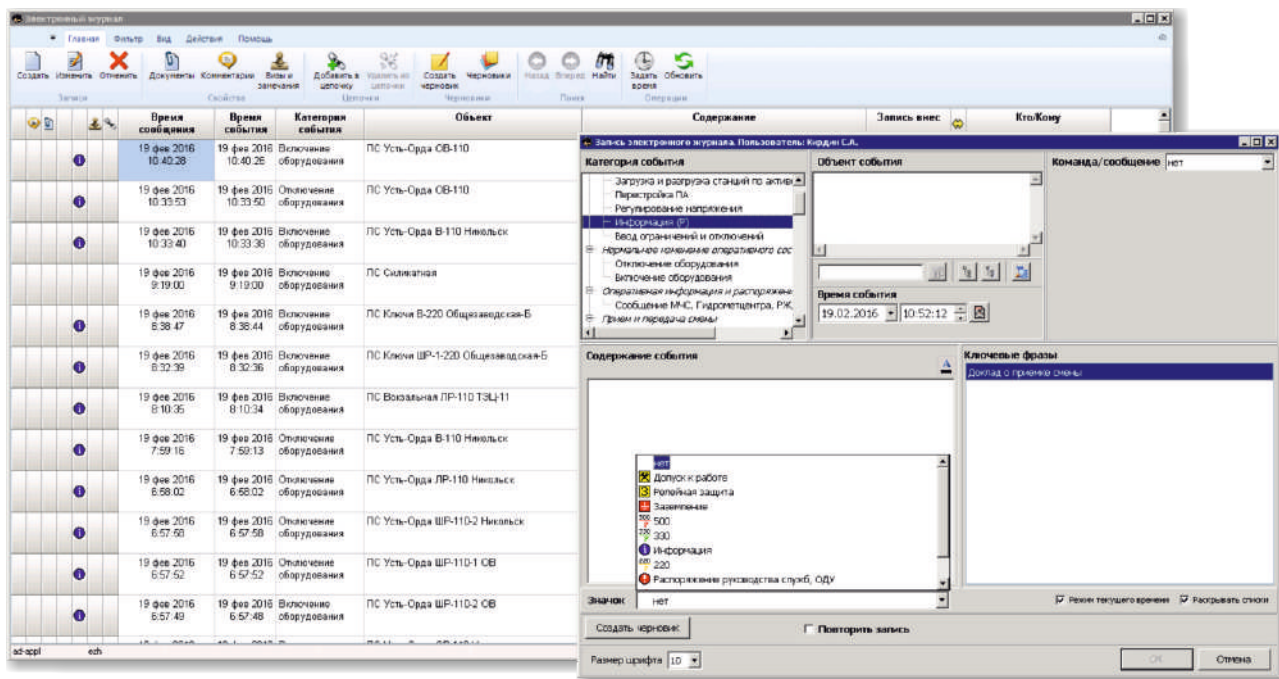


Рис. 16 - Подсистема ведения электронного оперативного журнала

### ИСПОЛНЯЕМЫЕ ФУНКЦИИ

- Запись всех выполняемых оперативным персоналом действий в сети дата 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) в электронный журнал;
- 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

Общие сведения				Свойства оборудования				Свойства заявки				Мощность		Время														
№	№ с...	№ ч...	Предр...	Состояние...	Объект	Обор...	Срок...	Срок...	Ком...	Сос...	Вре...	Вид...	Оборудов...	Вид за...	Ремонт	Кatego...	Услов...	А/У	Програ...	Пос...	Не раб...	К свед...	Актуализация	Р	Δ Р...	Происхо...	П	
1	0		Ванкор	Не рассмотрена	ПС-31 ЦПС 110/35/3 0кВ	В ф31-11 10кВ-11 ф31-11 КПП 31-11/4 УПДТ 2Т ЗРУ-10кВ	24:00 15.05.14	12:00 15.05.14	ЭПТ.В			Перен-на	КР	П	П	с отключением	В3	ТП								12:00 15.05.14	24 15	
4	0		Ванкор	Не рассмотрена	ПС-31 ЦПС 110/35/3 0кВ	ВМ-2 Яч 10 ВП М-2 Р9-35-В	24:00 16.05.14	17:00 15.05.14	ЭПТ.В			Перен-на	ВК	П	П	с отключением	В3	Пусто								17:00 15.05.14	24 16	
6	0		Ванкор	Не рассмотрена	ПС-31 ЦПС 110/35/3 0кВ	В С-1 Присоед. В П С-1 Р9-10кВ В 1Т,2Т	23:00 23.05.14	10:00 23.05.14	ЭПТ.В			Перен-на	АР	АВ	АВ	на отключенной линии	В3	РБ коммутация				✓				20 5	10:00 23.05.14	25 21
7	0		Ванкор	Не рассмотрена	ПС-31 ЦПС 110/35/3 0кВ	2Т - Присоед. П3.0к.14	24:00 03.06.14	18:00 03.06.14	ЭПТ.А			Перен-на	КР	П	П	с отключением	В3	ТП								18:00 03.06.14	24 01	

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

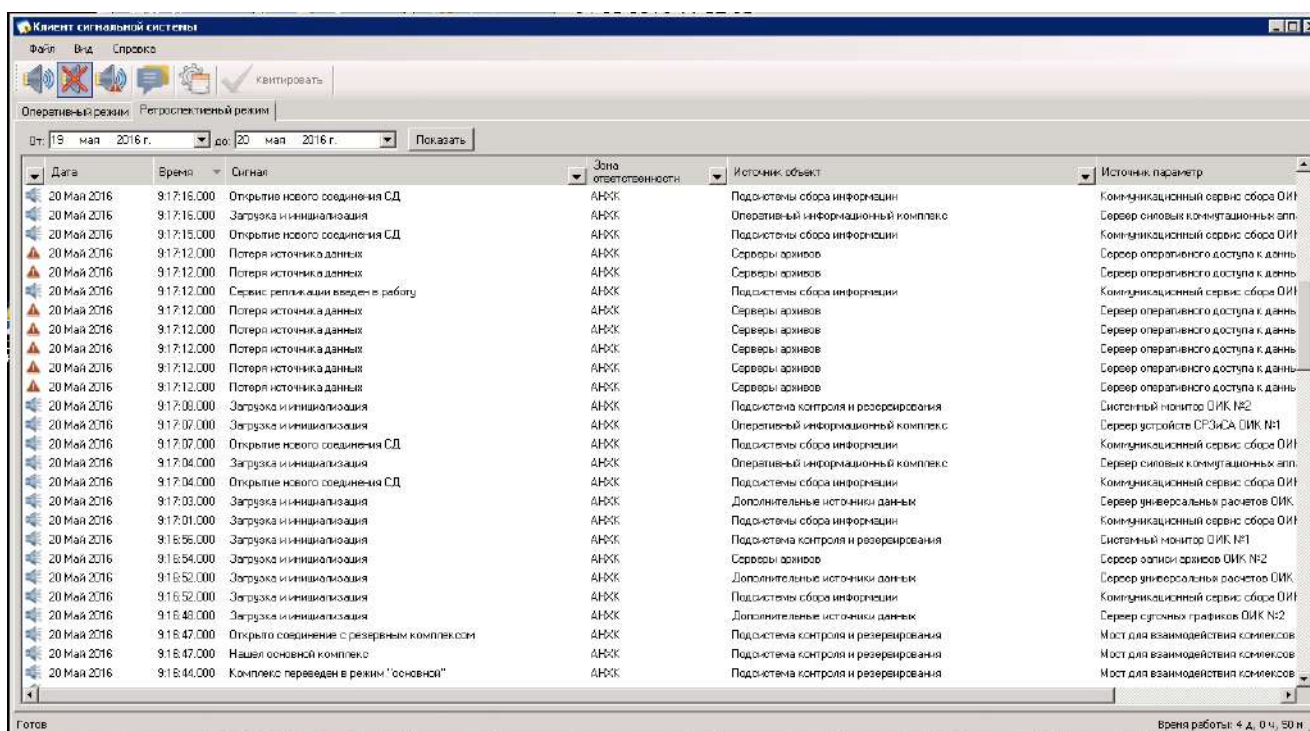


Рис. 18 - Администрирование и конфигурирование

- 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.



## 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 число обрабатываемых параметров;
- Лицензирование на неограниченное число пользователей (АРМ);
- Постоянная многоуровневая техническая поддержка;
- Возможность обучения пользователей системы как на территории заказчика, так и на территории учебного центра ООО "ЭМА".