



МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ  
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ  
СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ  
СЕВЕРО-ЗАПАДА

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ  
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ  
СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ  
СЕВЕРО-ЗАПАДА  
КОРПОРАТИВНЫЙ



**ПРЕЗЕНТАЦИОННЫЙ ДЕНЬ**

**АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ  
СИСТЕМЫ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО  
УПРАВЛЕНИЯ**

**КАТАЛОГ  
УЧАСТНИКОВ**

**28 февраля 2017 года  
Санкт-Петербург**

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР И ОРГАНИЗАТОР



## Содержание

<b>ЗАО «Алгоритм»</b> .....	<b>3</b>
Применение многофункциональных приборов BINOM3 для построения интегрированных систем АИИС КУЭ, СМиУКЭ, ССПИ	
<b>ООО «Эльстер Метроника»</b> .....	<b>5</b>
Оптимизация затрат и расширение функционала при создании интегрированных систем учета и телемеханики на базе УСПД RTU-325	
<b>ОАО «Электроприбор»</b> .....	<b>9</b>
Новые решения для АСУ ТП, телемеханики и систем контроля качества электроэнергии на базе цифровых приборов ОАО "Электроприбор" (г. Чебоксары)	
<b>ООО «Мависмарт»</b> .....	<b>12</b>
Интегрированные системы автоматизации на базе SEDMAX и SATEC	
<b>ЗАО «Монитор Электрик»</b> .....	<b>15</b>
Создание автоматизированных систем оперативно-технологического и ситуационного управления с изменяемым набором SCADA/EMS/DMS/OMS приложений на базе платформы «СК-11» российского производства	
<b>ООО «МОДУС ЭНЕРГО»</b> .....	<b>18</b>
Примеры решения задач DMS/OMS для распределительных сетей на базе диспетчерской информационной системы программного комплекса «Модус»	
<b>ООО «Датум Софт»</b> .....	<b>26</b>
Автоматизация процессов с помощью ГИС при обработке аварийных перебоев подачи электроэнергии в распределительных сетевых компаниях	
<b>ООО «Прософт-Системы»</b> .....	<b>28</b>
Разработки ООО «Прософт-Системы» для создания интегрированных систем ТМ/ССПИ, АИИС КУЭ, ПКЭ. Примеры реализации на объектах ПАО «РОССЕТИ»	
<b>ООО «ЗМА»</b> .....	<b>30</b>
Распределенная система диспетчерского управления РСДУ5 как инструмент для предотвращения аварий и восстановления энергоснабжения потребителей	
<b>ООО «ПиЭлСи Технолоджи»</b> .....	<b>33</b>
Построение интегрированных систем АСУТП, телемеханики, АИИС КУЭ, мониторинга КЭЭ, РАС на базе ПТК TOPAZ. АСУ с распределенной архитектурой и информационно-аналитические системы для диспетчерских пунктов РСК	
<b>ООО «Инженерный центр «Энергосервис»</b> .....	<b>36</b>
Применение интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) в системах телемеханики, мониторинга показателей качества электроэнергии и АИИС КУЭ	
<b>ООО «Компания ДЭП»</b> .....	<b>49</b>
Типовые решения на базе программно-технического комплекса «ДЕКОНТ» для электрических сетей 6–20 кВ	
<b>ООО «Научно-производственное объединение «МИР»</b> .....	<b>51</b>
Автоматизация подстанций по принципу «все-в-одном»	
<b>АО ГК «Системы и Технологии»</b> .....	<b>54</b>
Инновационные разработки ГК «Системы и Технологии» на базе собственных программно-аппаратных средств в области построения систем АИИС КУЭ и телемеханики	
<b>АО «ЭлеСи»</b> .....	<b>56</b>
ССПИ на базе оборудования производства АО «ЭлеСи». SCADA Infinity разработки АО «ЭлеСи» для построения ССПИ и АСУ ТП	

## ЗАО «Алгоритм»

Россия, 195265, г. Санкт-Петербург,  
Гражданский проспект, д. 111, литер А  
Тел.: 8 (800) 222-00-72, +7 (812) 531-13-68  
Факс: (812) 596-58-01  
info@algspb.ru, sales@algspb.ru  
[www.binom3.ru](http://www.binom3.ru), [algspb.ru](http://algspb.ru)



### О компании

ЗАО «Алгоритм» – поставщик оборудования для автоматизации объектов электроэнергетики. Входит в число четырех бизнес-подразделений единого предприятия, обеспечивающих законченный технологический цикл создания продукции: исследования и разработка, производство, продвижение на рынок, отработка применения в типовых проектных решениях.

ЗАО «Алгоритм» выделено в отдельное подразделение в 2011 году, а деятельность базового предприятия ведется с 1994 года в Санкт-Петербурге. Выпущенные с этого времени технические средства успешно эксплуатируются на более 2 500 подстанциях и электростанциях в России и странах СНГ.

Основной целью предприятия является обеспечение Заказчика конкурентоспособным на глобальном рынке средств автоматизации оборудованием. Для этого при проектировании и разработке продукции особое внимание уделяется ее метрологическим характеристикам, параметрам быстродействия, устойчивости к воздействию электромагнитных помех, функциональности и удобству эксплуатации. Проводится постоянная работа по поддержанию высокой технологической культуры производства, позволяющей обеспечивать заявленные технические характеристики во всех серийных устройствах.

Наиболее полно данная философия отражена в выпущенном в 2015 г. многофункциональном приборе BINOM3. В изделии обобщен более чем 20-летний опыт разработки приборов для электроэнергетики и применены современные подходы в микроэлектронике и создании программного обеспечения. За 2015–2016 гг. более 1500 устройств BINOM3 поставлены в 91 организацию, в числе которых ПАО «Россети», ПАО «Газпром», АО «МХК «Еврохим», ПАО «Транснефть», АК «АЛРОСА», ЗДК «Полюс» и другие.

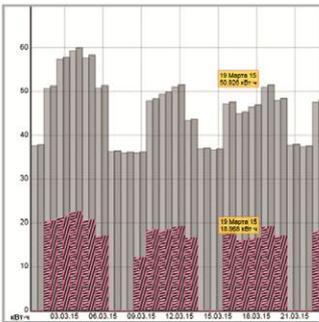
Тщательный подход в разработке и производстве наше предприятие последовательно проводит по отношению ко всей выпускаемой продукции.



# Применение многофункциональных приборов VINOM3 для построения интегрированных систем АИС КУЭ, СМиУКЭ, ССПИ

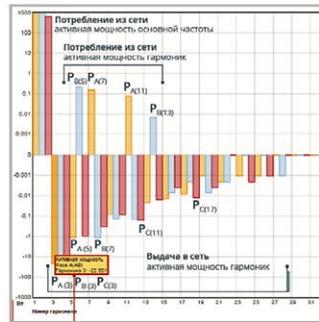


## КОММЕРЧЕСКИЙ СЧЕТЧИК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ



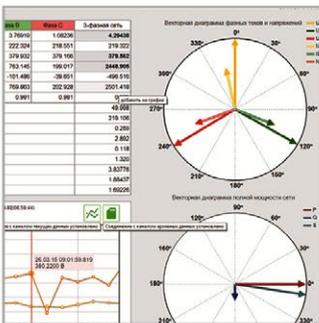
- ГОСТ 31818.11  
ГОСТ 31819.22  
ГОСТ 31819.23
- Класс точности:
    - по активной энергии 0,2S
    - по реактивной энергии 0,5
  - Учет в 4 квадрантах по 16 каналам энергоучета
  - 2 профиля учета:
    - коммерческий, хранение 49 мес. (30 мин)
    - технический, хранение 99 суток (3 мин)
  - Учет за сутки/месяц, хранение 9 лет 10 мес.
  - Учет по 4 тарифным зонам, суммарно и вне тарифных зон
  - Журнал событий по требованиям НП «Совет рынка»

## ИЗМЕРИТЕЛЬ И АНАЛИЗАТОР ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ



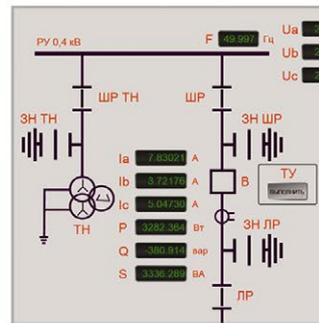
- ГОСТ 32144, ГОСТ 33073,  
ГОСТ 30804.4.30 (класс A),  
ГОСТ 30804.4.7 (класс I),  
ГОСТ Р 51317.4.15,  
ГОСТ Р 8.655
- Статистическая обработка ПКЭ в приборе
  - Настраиваемые интервалы усреднения и оценки соответствия ПКЭ нормам
  - Формирует Протокол испытаний электрической энергии
  - Измерение мощности гармоник до 50-го порядка, интергармоник – до 49-го порядка
  - Учет энергии основной частоты и прямой последовательности

## ВЫСОКОТОЧНЫЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ



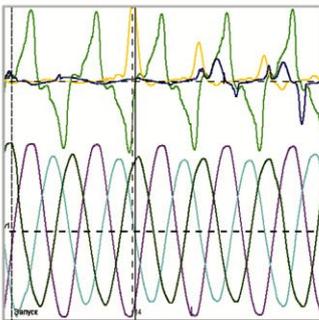
- Номинальный ток – 1 А, 5 А
- Номинальное напряжение – 220/380 В, 57,7/100 В
- Диапазон измерений с сохранением точности 2Un, 2In
- Трехфазные трехпроводные и четырехпроводные сети
- Период измерений – 200 мс
- Векторные диаграммы фазных токов, напряжений, мощности

## УСТРОЙСТВО ТЕЛЕМЕХАНИКИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ



- ГОСТ 26.205-88  
ГОСТ Р МЭК 870-3-93  
ГОСТ ИЕС 60870-4-2011  
ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004  
ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006
- 16 дискретных входов ТС, +24 В
  - Период опроса дискретных входов – 100 мкс
  - Точность привязки ТС к единому времени – 1 мкс
  - Одноэлементные и двухэлементные ТС
  - 2, 3, 4 канала ТУ
  - Одноэтапный и двухэтапный режим ТУ
  - Коммутационная способность до 5А в цепях ~220 В, =220 В.

## «ЧЕРНЫЙ ЯЩИК» ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ РЕГИСТРАТОР АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ



- Синхронная запись мгновенных значений U и I с периодом 31,25 мкс и точностью привязки к единому времени 1 мкс
- Длительность предыстории – 60 с
- Длительность осциллограммы – 120 с
- Количество осциллограмм – до 1000
- Запись изменений дискретных сигналов
- Архивирование среднеквадратических и усредненных значений
- Скорость записи в архив – до 5 000 соб./с
- Количество архивов – до 32
- Одновременное отображение до 50 графиков
- Совмещение осциллограмм и графиков

## АСУ ТП ПРИСОЕДИНЕНИЯ В ОДНОМ ПРИБОРЕ

Таблица параметров									
P	I <sub>н</sub> , ВТ	K <sub>н</sub> , ВТ	I <sub>н</sub> , А	K <sub>н</sub> , %	I <sub>н</sub> , А	K <sub>н</sub> , %	ψ, град	I <sub>н</sub> , А	ψ, град
0.49169	100.000	0.15003	100.000	0.16195	100.000	-110.7			
0.00480	0.955	0.00045	2.992	0.00829	1.904	-46.9			
0.20731	40.373	0.06916	61.048	0.09740	58.702	-118.5			
0.00140	0.367								
0.13212	26.174								
0.00186	0.350								
0.05724	11.584								
0.00113	0.201								
0.01499	3.544								
0.00048	0.125								
0.02611	5.234								
0.00068	0.174								
0.00969	1.852								
0.00068	0.109								
0.00736	1.301								
0.00004	0.082								
0.00645	1.253								

- Встроенная карта памяти MicroSD, 4 Гб
- Хранение в 1 Гб:
  - осциллограмм 41,5 мин.
  - 16 000 000 дискретных и аналоговых событий
- Удаленная работа со схемой, осциллограммами, графиками, отчетами, конфигурирование в режиме on-line
- Формирование отчетов с сохранением на диске пользователя в форматах \*.xls, \*.pdf, печать документов из браузера
- Разграничение прав доступа
- Точность синхронизации – 1 мкс, ГЛОНАСС/GPS
- Встроенная система диагностики
- Мультизадачная ОС жесткого реального времени, одновременное выполнение задач с одинаковыми приоритетами

## ООО «Эльстер Метроника»

Россия, 111141, Москва,  
1-й проезд Перова поля, д. 9, стр. 3  
Тел.: +7 (495) 730-02-85/86/87  
Факс: +7 (495) 730-02-83/81  
elster.metronica@elster.com

[www.izmerenie.ru](http://www.izmerenie.ru), [www.elstersolutions.com](http://www.elstersolutions.com)



### О компании

«Эльстер Метроника» – российский поставщик системных решений по учету на оптовом рынке электроэнергии, работает более 20 лет на рынках России и стран СНГ. Компания разрабатывает, производит и поставляет оборудование и программное обеспечение для автоматизированных систем учета энергоресурсов.

#### Основные направления деятельности:

- Системная интеграция и внедрение АИИС КУЭ и телемеханики «под ключ».
- Разработка и внедрение систем АИИС КУЭ, комплексного учета энергоресурсов и телемеханики.
- Разработка программного обеспечения для АИИС КУЭ «АльфаЦЕНТР».
- Разработка/производство/поставка многофункциональных счетчиков электроэнергии серии «АЛЬФА» и оборудования АИИС КУЭ.
- Обучение и техническая поддержка заказчиков.



## Оптимизация затрат и расширение функционала при создании интегрированных систем учета и телемеханики на базе УСПД RTU-325

В настоящее время функции телемеханики (ТМ) в электроэнергетике в основном представлены телеизмерениями. Развитие телеметрических систем сопровождается увеличением объема передаваемой информации и расширением её типов.

Основными критериями при выборе производителя системы ТМ являются функциональность, надежность работы оборудования и программного обеспечения, возможность интеграции с уже действующими системами и программными комплексами, защита информации, а также стоимость системы и её обслуживания.

Интегрированные системы АИИС КУЭ и ТМ «Эльстер Метроника» создаются на базе многофункциональных измерительных приборов, в том числе счетчиков электроэнергии А1800, УСПД RTU-325Т и коммуникационного оборудования.

ООО «Эльстер Метроника» предлагает полнофункциональное решение для автоматизированной интегрированной системы учета энергоресурсов и телемеханики с возможностью мониторинга качества электроэнергии, оптимизированное по цене, для подстанций, распределительных сетей и промышленных предприятий.

Данное техническое решение базируется на использовании прибора коммерческого учета А1800, установленного в соответствии с действующей НТД в качестве измерительного преобразователя для системы ТМ. При этом измерения производятся с периодичностью до 2 раз в секунду, а точность измерений соответствует требованиям, предъявляемым к узлам коммерческого учета.

Важной характеристикой функциональных возможностей системы ТМ является спектр поддерживаемых ею протоколов обмена данными, используемых для опроса измерительных преобразователей. Это во многом определяет возможности по масштабированию и интеграции в другие системы.

УСПД RTU-325 поддерживает протоколы обмена более 70 различных типов приборов учета, терминалов РЗА, многофункциональных измерительных преобразователей. Также поддержаны протоколы, принятые в качестве международного стандарта: Modbus TCP, Modbus RTU, МЭК 60870-5, что гарантирует аппаратную и программную совместимость компонентов и комплексов сторонних производителей.

Реализация данных протоколов в строгом соответствии со стандартом позволила без доработок внедрить системы с передачей данных в SCADA ABB, Siemens, «Монитор Электрик».

Сейчас большое внимание уделяется вопросам безопасности в локальных и глобальных вычислительных сетях. В RTU-325 при подключении внешнего терминала используется протокол с шифрованием Secure Shell, а также предусмотрена настройка фильтрации по IP и авторизация всех подключений, не только для конфигурирования, но и для получения каких-либо данных.

В ПО введена мощная подсистема диагностики не только работоспособности УСПД, но каждого компонента системы в целом.

Основные диагностические сообщения:

1. Задержка сбора ком. интервалов по счетчикам.
2. Недопустимое рассогласование времени счетчиков.
3. Возникновение статуса аварий счетчиков.
4. Возникновение статуса предупреждений счетчиков.
5. Недопустимый небаланс групп (сводный).
6. Неисправность последовательных портов.
7. Событие – перезапуск УСПД.
8. Событие – перезапуск ПО.
9. Неудачная попытка авторизации.
10. Вход авторизованного пользователя.
11. Вход по telnet.
12. Вход по ssh.
13. Вход по ftp.
14. Вход по sftp.
15. Изменение конфигурации УСПД.
16. Получена команда на изменение времени в УСПД.
17. Неисправна литиевая батарейка CPU УСПД.
18. Превышен допустимый размер архивов УСПД.
19. Восстановление соединения с сервером NTP.
20. Обрыв связи с ВУ по протоколу МЭК 60870-5.

Вывод информации осуществляется как в WEB-интерфейс, так и в протокол МЭК 60870-5 в виде одно-элементного дискретного сигнала.

Встроенный WEB сервер обеспечивает решение:

- Основных задач коммерческого учета (суточные 30-минутные графики, показания счетчиков, журнала событий на глубину 3,5 года, многотарифный расчет по группам точек измерений, создание документов в форматах XML 80020, 8020\*, 80030 в ручном и автоматическом режимах).
- Задач диагностики подсистемы, связанной с УСПД и системой в целом.
- Составления суточных ведомостей в соответствии с ГОСТ 13109 по анализу параметров качества электрической энергии в случае измерения счетчиками параметров качества электрической энергии.
- Задач просмотра журнала авторизаций.
- Мониторинга мощностей, параметров электросети.
- Построения векторных диаграмм по измерениям счетчика.

Повышенные требования к надежности системы могут быть реализованы путём применения схем горячего или холодного резервирования УСПД.

УСПД RTU-325T может быть поставлено в модификации со встроенным сервером SCADA ГРАФЭнерго с лицензией до 2000 информационных объектов.

Использование платформы RTU-325 предоставляет возможности оптимизации затрат на создание комплексной системы. Использование ОС QNX4 значительно снижает системные требования к исполь-

зуюмой вычислительной технике, что значительно снижает цену оборудования и ПО для средств отображения.

Этому также способствует наличие WEB-интерфейса.

Широкий перечень поддерживаемых приборов позволяет максимально использовать парк приборов, уже установленных на объектах заказчика, уменьшая потребность в закупке новых приборов учёта и измерительных преобразователей.

Масштабирование за счет добавления модулей позволяет минимизировать затраты при модернизации и расширении системы.

Данные решения применены на объектах Кольского, Карельского и Невского филиалов ТГК-1, предприятиях металлургической промышленности.

Разработка и производство основных компонентов системы находится в Москве. На базе завода работают сервисный центр, центр технической поддержки, центр разработки программного обеспечения, ежемесячно проводятся обучающие семинары.

На предприятии «Эльстер Метроника» в Москве внедрена система качества, сертифицированная по международным стандартам ISO 9001.

Все оборудование и системные решения «Эльстер Метроника» удовлетворяют требованиям российских ГОСТ и международных стандартов и имеют сертификаты, разрешающие их применение в России и СНГ.

Счетчик А1800 аттестован для применения на объектах ПАО «Россети», УСПД серии RTU-325T рекомендовано к применению на объектах ПАО «ФСК ЕЭС».

## ОАО «Электроприбор»

Россия, 428020, Чувашская Республика,  
г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, д. 3  
Тел.: +7 (8352) 39-99-18, 39-99-71  
Факс: +7 (8352) 562-562  
marketing@elpribor.ru

[www.elpribor.ru](http://www.elpribor.ru)



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**ЭЛЕКТРОПРИБОР**

### О компании

ОАО «Электроприбор» (г. Чебоксары) является отечественным лидером по разработке и производству наиболее широкой и полной гаммы щитовых электроизмерительных приборов, измерительных преобразователей, цифровых многофункциональных приборов, а также приборов для контроля показателей качества электрической энергии.

За 57 лет ОАО «Электроприбор» выпустило более 109 млн. стрелочных приборов, более 400 тысяч цифровых приборов. Наличие высококвалифицированных специалистов: разработчиков, технологов, испытателей, а также производственных мощностей, позволяет выполнить полный цикл постановки изделия на производство, и обеспечить серийный выпуск продукции.

Более 70% выпускаемой продукции поставляется на объекты энергетики. Приборы производства ОАО «Электроприбор» установлены практически на всех объектах подразделений ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «Россети» и применяются при реализации программы по модернизации средств измерений.

Следуя современным требованиям электросетевых компаний, ОАО «Электроприбор» способно разработать и произвести необходимые рынку приборы. В случае полного импортозамещения ОАО «Электроприбор» способно практически полностью удовлетворить спрос отечественного потребителя в щитовых электроизмерительных приборах.



## **Новые решения для АСУ ТП, телемеханики и систем контроля качества электроэнергии на базе цифровых приборов ОАО "Электроприбор" (г. Чебоксары)**

ОАО «Электроприбор» (г. Чебоксары) является отечественным лидером по разработке и производству наиболее полной гаммы щитовых электроизмерительных приборов, измерительных преобразователей, цифровых многофункциональных приборов, а также приборов для контроля показателей качества электрической энергии.

Для реализации систем телемеханики, мониторинга и управления качеством электроэнергии ОАО «Электроприбор» совместно с инженерным центром «Континуум» разработало приборы контроля качества электроэнергии с функциями технического и коммерческого учета ЩМК96 и ЩМК120С, а также приборы, специализированные на реализации функций телемеханики. Новые решения позволяют создавать на единой технологической базе комплексные системы телеизмерений, телесигнализации и телеуправления в соответствии с самыми актуальными требованиями. Функционал и технические характеристики новых разработок позволяют отнести их к одним из самых передовых в России.

### **Прибор ЩМК96**

Прибор контроля показателей качества электроэнергии ЩМК96 по классу А (ГОСТ 30804.4.30-2013) способен измерять все электроэнергетические параметры в точке подключения и производить расчет показателей качества электроэнергии в соответствии с требованиями актуальной нормативной базы. Протоколы отчетов о качестве электроэнергии формируются в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

ЩМК96 успешно прошел опытно-промышленную эксплуатацию на объектах крупных электросетевых компаний: «МРСК Северо-Запада», «МРСК Волги», «Сетевая Компания Татарстана», «Тюменьэнерго», «Забайкальская ПМЭС» (ФСК ЕЭС), а также в лабораториях ведущих производителей электроэнергетического оборудования: «Энергосоюз» (г. Санкт-Петербург), ЭКРА, ВНИИР (г. Чебоксары) и др.

### **Прибор ЩМК120С**

Прибор ЩМК120С соответствует по функциональному назначению прибору ЩМК96, но дополнен функцией коммерческого учета расхода и потребления электроэнергии по классу 0,2S (ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012). Функционал прибора позволяет использовать его в любых системах распределения электроэнергии, системах телемеханики, АСКУЭ и АСУ ТП.

#### **Основные преимущества**

1. В приборах реализованы инновационные решения: резервирование питания, резервирование передачи информации по интерфейсам RS485 и Ethernet, поддержка протокола 61850 «Цифровой подстанции».
2. Многофункциональность: измерение всех электрических параметров, технический и коммерческий учет.
3. Полное соответствие ГОСТ, измерение всех параметров по классу А.
4. Синхронизация по каналу передачи Ethernet не требует построения отдельного канала синхронизации, реализованы протоколы NTP и RTP. При использовании протокола RTP точность синхронизации позволяет использовать измеренные данные для определения источников возмущений, виновников нарушений норм ПКЭ и их фактического вклада.

5. Возможность интеграции в системы телемеханики, АСУ ТП.
6. Демократичная цена.

### **Модуль дискретного ввода-вывода**

Модуль дискретного ввода-вывода предназначен для сбора информации с датчиков и управления аппаратами с дискретными интерфейсами. Модуль оснащается полевым интерфейсом EIA/RS-485. Количество дискретных входных и выходных интерфейсов оптимизировано под задачу телемеханизации ячейки распределительного устройства среднего напряжения.

### **Контроллер телемеханики**

Контроллер телемеханики предназначен для подключения к модулям дискретного ввода-вывода и измерительным приборам по интерфейсам EIA/RS-485. Контроллер обеспечивает сбор данных с подключенного оборудования и представление данных по информационным протоколам через коммуникационные интерфейсы, а также получение команд управления и их передачу на модули дискретного ввода-вывода.

Область применения - комплекс приборов телемеханики: автоматизированные системы телемеханики, диспетчеризации, комплексов повышения наблюдательности и т.д.

Цифровые приборы успешно интегрируются с наиболее популярными SCADA-системами (Sedmax, Wonderware InTouch, «ОИК Диспетчер НТ», ПТК «АСТ 1150», «Компас ТМ 2.0» и др.), системами АИИС КУЭ и комплексами телемеханики.

Таким образом, ОАО «Электроприбор» готово предложить новые, доступные и надежные решения для построения различных систем телемеханизации объектов электроэнергетики на базе цифровых приборов собственного производства.

## ООО «Мависмарт»

Россия, 160035, Вологда,  
ул. Челюскинцев д.47, помещение 25  
Тел./факс: +7 (8172) 26-48-14  
Тел.: 8 (800) 301-35-01  
info@sedmax.ru

[www.sedmax.ru](http://www.sedmax.ru)

# SEDMAX

ПРОМЫШЛЕННАЯ ИНФОРМАЦИОННО-  
АНАЛИТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА

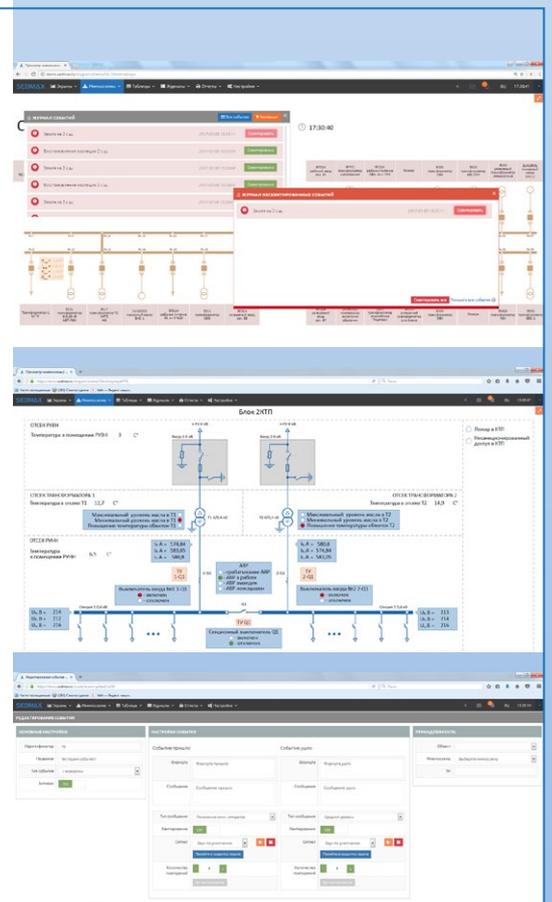
### О компании

ООО «Мависмарт» – разработчик программного обеспечения SEDMAX – многофункциональной программной платформы для создания локальных и интегрированных автоматизированных систем.

Компания ориентирована на применение современных программных технологий для решения задач автоматизации в промышленности и энергетике.

Имея в своем штате инженеров и аналитиков, компания оказывает консультационную поддержку интеграторов и заказчиков не только в части программного обеспечения, но и помогает выбрать оптимальные технические решения.

Динамичность и гибкость компании позволяет осуществлять индивидуальный подход к потребностям заказчика, дает возможность в короткие сроки добавлять новые функции в соответствии с потребностями заказчика, обеспечивает возможность поставки SEDMAX с предустановленной конфигурацией.



## Интегрированные системы автоматизации на базе SEDMAX и SATEC

### Проблемы при эксплуатации систем автоматизации сетевого энергохозяйства:

1. «Зоопарк» оборудования и ПО.
2. Рост затрат на IT-инфраструктуру.
3. Рост эксплуатационных издержек.

Внешние факторы и потребность в унификации приводит к росту потребности в многофункциональности ПТК и интеграции систем.

### Решения SEDMAX для электроэнергетики\*:

- Телемеханика и диспетчеризация.
- Учет электроэнергии.
- Контроль качества электроэнергии.
- Системы регистрации аварийных событий.
- Системы мониторинга РЗА и ПА.
- Диагностика систем автоматизации и каналов связи.

\* Системы могут создаваться в любой комбинации.

### Ключевые функции SEDMAX:

1. Сбор данных с разнородных источников:
  - Modbus RTU/TCP;
  - МЭК-60870-5-104;
  - МЭК-61850 (MMS, File Transfer);
  - SNMP;
  - проприетарные протоколы устройств.
2. Долговременное надежное хранение информации:
  - NoSQL DB.
3. Передача информации в вышестоящие системы:
  - Modbus RTU/TCP;
  - МЭК-60870-5-104;
  - OPC.
4. Гибкое управление данными:
  - дорасчеты;
  - агрегация;
  - обработка групп данных;
  - расчет показателей.

#### 5. Удобное предоставление информации пользователям:

- WEB-интерфейс:
  - мнемосхемы;
  - современная web-графика;
  - настраиваемые журналы событий;
  - инструменты квитирования событий и отслеживания активных событий;
  - отчеты с возможностью экспорта в Excel.
- Оповещение пользователей:
  - звуковая и цветовая сигнализация;
  - e-mail;
  - SMS.

#### **Особенности SEDMAX**

- WEB-ориентированность.
- Многофункциональность.
- Масштабируемость и гибкость.
- Независимость от разработчиков.
- Адаптивность и кастомизация сервисов.

Большинство проектов по автоматизации, реализованных на SEDMAX, – это интеграционные проекты, включающие в себя от двух до пяти автоматизированных систем: учета, телемеханики, диспетчеризации, регистрации аварийных событий, мониторинга и диагностики.

## ЗАО «Монитор Электрик»

Россия, 357506, Ставропольский край,  
г. Пятигорск, ул. Подстанционная, д. 28  
Тел.: +7 (8793) 34-94-00  
info@monitel.com

**monitel.ru**



### О компании

«Монитор Электрик» – производитель комплексного программного обеспечения для центров управления в электроэнергетике и систем локальной автоматизации энергообъектов.

Основные продуктовые линейки:

- интеграционные платформы, базирующиеся на международных стандартах и предназначенные для построения автоматизированных систем ситуационного и оперативно-технологического управления для объектов и центров управления электроэнергетики, включая распределенные и иерархические организационные структуры;
- масштабируемые и свободно комплексируемые пакеты приложений SCADA/EMS/DMS/NMS/OMS, поддерживающие открытые стандарты интеграции;
- пакеты приложений для построения центров коммерческой и технологической диспетчеризации генерирующих компаний, планирования и управления режимом работы электростанций на ОРЭМ;
- программные средства OTS для подготовки оперативно-диспетчерского персонала центров управления электроэнергетическими системами, сетями и энергообъектами;
- коммуникационные шлюзы прикладного уровня для организации защищенного многонаправленного обмена телеметрической и другой оперативной информацией с возможностью конвертации протоколов в темпе процесса;
- средства для ведения локальных и распределенных электронных оперативных журналов и журналов распоряжений;
- системы интеллектуального управления оповещениями о событиях, зарегистрированных в автоматизированных системах управления.



## **Создание автоматизированных систем оперативно-технологического и ситуационного управления с изменяемым набором SCADA/EMS/DMS/OMS приложений на базе платформы «СК-11» российского производства**

СК-11 – это программный комплекс с изменяемым набором приложений для создания автоматизированных систем оперативно-диспетчерского, технологического и ситуационного управления объектами электроэнергетики.

Состав приложений зависит от потребностей центра управления в автоматизации технологических процессов и может меняться в процессе эксплуатации.

Основополагающим принципом, определяющим архитектуру платформы СК-11, обеспечивающим ее гибкость и открытость, является применение международных стандартов и средств общесистемной, информационной и программной интеграции использующих ее функциональных компонентов.

В основу СК-11 положена общая информационная модель CIM, выполненная в соответствии со стандартами серий IEC 61970 и 61968, и набор готовых к использованию функциональных модулей и средств интеграции.

Пакет приложений EMS/DMS СК-11 предлагает законченный набор функций и инструментов для сетевого анализа, включая анализ несимметричных режимов энергосистем и электрических сетей в текущей схемно-режимной ситуации с возможностью исследования последствий ее изменения, а также для краткосрочного планирования режимов работы и долгосрочного планирования развития сети. Это позволяет производить оптимизационные расчеты в темпе процесса, выполнять оценку состояния, обеспечивающую устойчивую работу приложений сетевого анализа в условиях плохо наблюдаемых сетей, предоставляет пользователю проактивные методы оперативно-технологического управления.

В зависимости от назначения, инструменты EMS/DMS СК-11 могут работать в одном или нескольких режимах:

- Постоянный сетевой анализ в темпе процесса с оповещением диспетчера о результатах анализа в виде графических индикаторов на схеме и уведомлений в сводках событий.
- Режим исследования, позволяющий внести изменения в текущий режим на текущей модели сети и рассчитать последствия изменений с использованием функций сетевых приложений. Предназначен, в первую очередь, для диспетчерского персонала.
- Расширенный интерактивный анализ с возможностью загрузить любой режим из архива, воспользоваться прогнозом потребления, провести расчеты на любой модели сети (текущей, архивной или перспективной). Предназначен, в первую очередь, для специалистов по планированию, расчетам режимов, специалистов по релейной защите и автоматике и другого технологического персонала.

Пакет приложений СК-11 OMS позволяет осуществить автоматизацию бизнес-процессов, связанных с аварийными и плановыми отключениями в электрических сетях и включает в себя развитые функции приложений по управлению отключениями с глубокой интеграцией в SCADA.

### **Основные функции подсистемы OMS:**

- ведение заявок на плановые и аварийные отключения;
- обработка звонков потребителей об отключениях;
- ведение полной информации по аварийным и плановым отключениям с информированием потребителей;
- автоматизированная локализация отключений;
- мониторинг отключения потребителей и обесточивания оборудования в реальном времени;
- автоматический расчет недоотпуска электроэнергии и времени погашения потребителей по каждому отключению;
- расчет показателей надежности электроснабжения на основании истории отключений (SAIDI, SAIFI, CAIDI, CAIFI);
- формирование и рассылка заинтересованным лицам и организациям отчетов по отключениям потребителей.

## ООО «МОДУС ЭНЕРГО»

Россия, 105064, г. Москва, ул. Казакова, д. 25-5

Тел.: +7 (495) 642-89-62

modus@swman.ru

[www.swman.ru](http://www.swman.ru)



### О компании

Компания «МОДУС» специализируется на разработке программного обеспечения для электроэнергетики, успешно развиваясь на рынке более 20 лет.

Основные продукты:

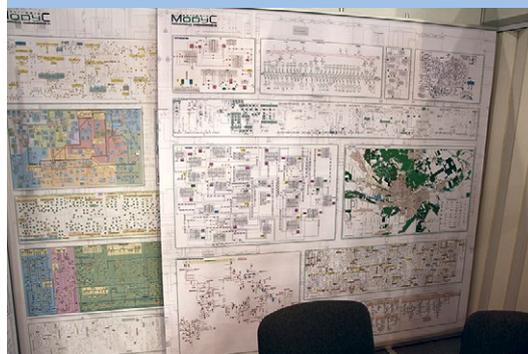
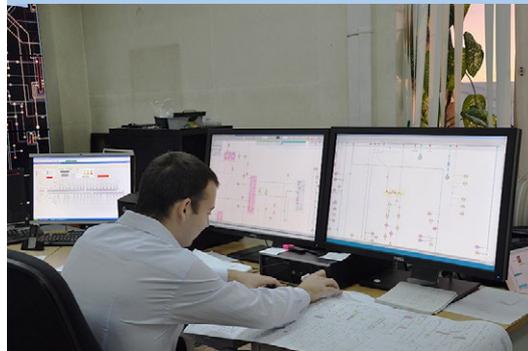
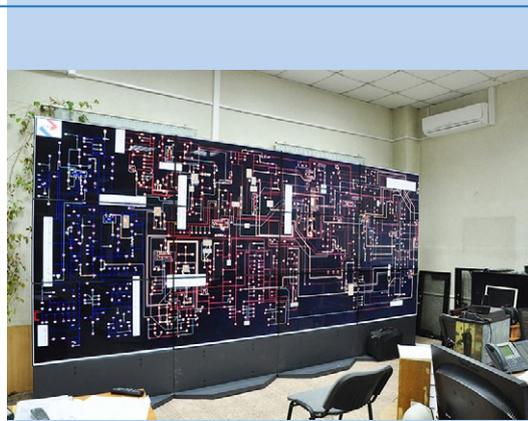
1. Электронный альбом схем.
2. Диспетчерская Информационная Система (интегрированная с телемеханикой и справочными БД заказчика) – для ведения электронной оперативной схемы.
3. Тренажер по оперативным переключениям – для обучения оперативно-диспетчерского персонала, проведения плановых и противоаварийных тренировок, соревнований.

Предлагаемые работы:

1. Организация альбома схем энергообъекта.
2. Разработка тренажеров для энергообъектов различного уровня.
3. Интеграция с уже имеющимися на предприятии комплексами по сбору и обработке информации.

Наши продукты повышают оперативную информированность и квалификацию персонала, отличаясь:

- Простотой и скоростью подготовки данных.
- Современным графическим интерфейсом.
- Интеллектуальным анализом топологии схемы.
- Гибкой интеграцией с другими информационными системами.
- Невысокой стоимостью.



## Примеры решения задач DMS/OMS для распределительных сетей на базе диспетчерской информационной системы программного комплекса «Модус»

В настоящее время рабочие места диспетчера любого уровня оснащаются набором программных средств: чаще всего это ОИК или SCADA-системы (причем число ОИК/SCADA определяется количеством производителей установленной на подстанциях телемеханики), редакторы офисных и графических документов, программное обеспечение (далее ПО) ведения заявок, тренажеры, справочные базы данных и т.д. В дополнение к программным комплексам еще очень широко распространены полуактивные или пассивные мнемощиты, актуализация схем которых входит в состав обязанностей диспетчера.

Операции, выполняемые диспетчером ежедневно и занимающие большую часть его рабочего времени, и по сей день автоматизированы лишь частично. Слежение за оперативной обстановкой, ведение оперативной схемы и мнемощита, работа с бланками переключений, допуск бригад на проведение ремонтных работ, отслеживание выполнения оперативных переключений оперативным персоналом, фиксация действий в оперативном и других журналах – это только часть работы диспетчера.

Отдельные системы чаще всего никак не интегрированы. В итоге на диспетчера ложится задача объединения информационных потоков всех систем автоматизации диспетчерского пункта, сопоставления хронологии событий, анализ и выработка управляющего решения.

Предложением компании «МОДУС» является построение комплексного решения автоматизации для диспетчерских пунктов распределительных сетей, решающее указанную выше проблематику, с использованием диспетчерской информационной системы (ДИС) производства компании «МОДУС», являющееся в соответствии с международной классификацией полноценным NMS/DMS/OMS решением (рис. 1).



Рис. 1. Диспетчерская информационная система «Модус».

Использование в качестве комплексного решения систем классов ОИК/SCADA является нецелесообразным по экономическим, и сложно реализуемым по техническим причинам.

ДИС «Модус» включает следующий набор подсистем (рис. 2):

- NMS – базовый модуль, в основе лежит модель электрической сети, обеспечивающий функциями управления электрической сетью, мониторинг, контроль, выполнения переключений;
- Электронный журнал – средства формирования и хранения истории изменения событий в сети;
- Агент сбора данных – подсистема интеграции с системами автоматизации ОИК/SCADA;
- Сервис интеграции – подсистема обмена информации с унаследованными системами;
- Тренажер по переключениям – подсистема обучения и аттестации персонала.

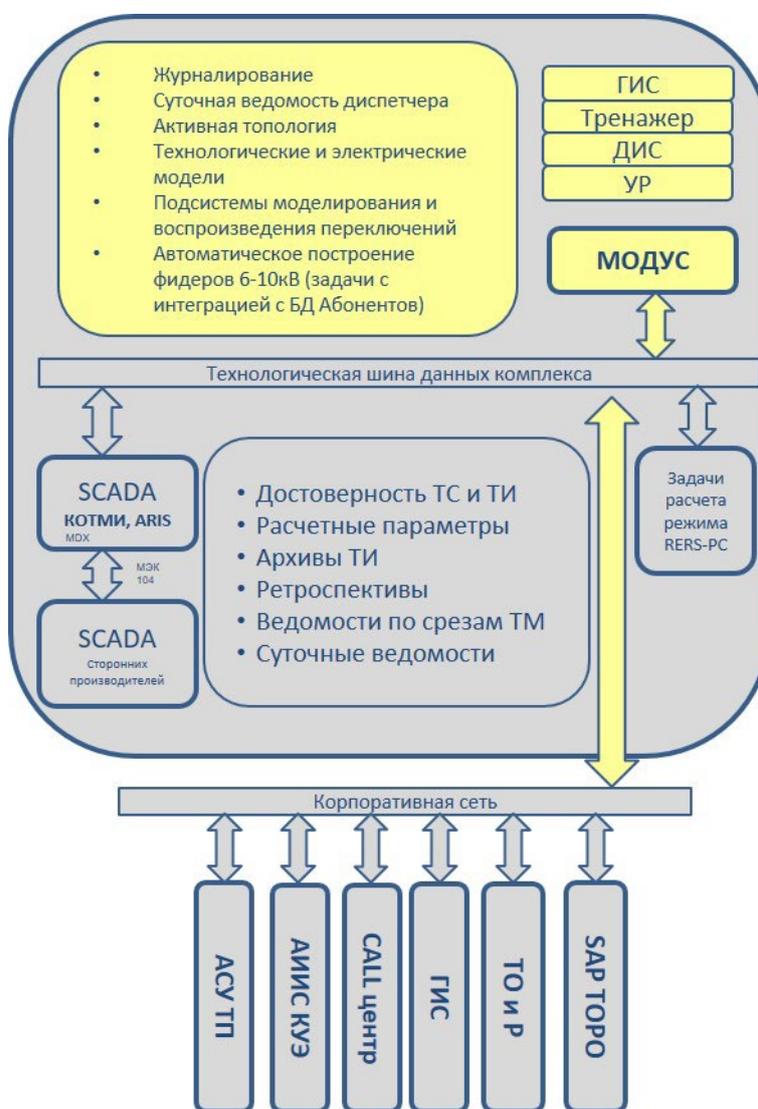


Рис. 2. Подсистемы ДИС «Модус».

## Модуль NMS

Основой ДИС «Модус» является базовый модуль NMS, обеспечивающий ведение состояния модели схемы электрической сети (рис. 3). Модуль обеспечивает ведение пользователем (оператором) оперативной схемы электрической сети, представленной в графическом виде: оператор вносит изменения в оперативную схему в соответствии с изменением состояния энергообъекта. Уникальность графической подсистемы «Модус» позволяет привести схемы к тому виду, который принят у заказчика за счет использования композитных элементов, скрывающих, представляющих собой суммарное состояние присоединения (положение выключателя, линейного и шинного разъединителя, заземляющих ножей, систему шин).

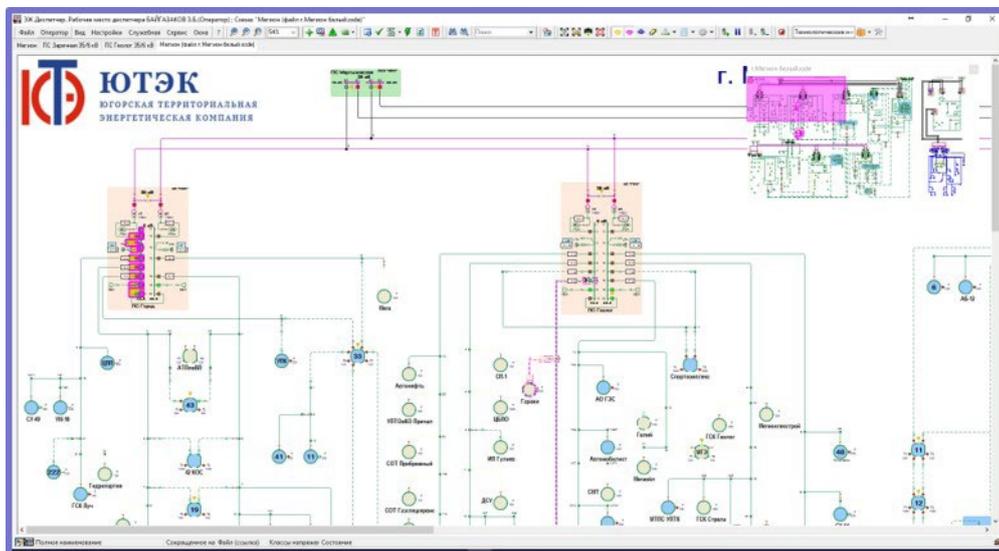


Рис. 3. Базовый модуль NMS.

Технология оперативной работы тесно связана с выполнением различных оперативных задач. Это работа по командам, работа с бланками (далее БП) либо программами (далее ПП) переключений. Поэтому подсистема NMS реализует редактор БП, позволяющим создавать бланки, вести библиотеку типовых БП и ПП на объекте и производить операции по бланкам. Работа по подготовке бланка переключений основывается на выполнении операций с мышью на графическом представлении схемы. В системе реализован контроль за оперативными задачами. Фиксация выполнения очередного действия по БП или ПП должна автоматически формировать соответствующее описание события в журнале.

При подготовке к оперативным переключениям предусмотрена возможность передачи оперативного состояния схемы и обеспечения проверки допустимости выполнения операций с точки зрения электрических коммутаций.

NMS обеспечивает возможность актуализации и отображения моделей схем подстанций, схем электрических сетей, аппаратуры релейной защиты и автоматики и других видов технологических схем.

## Электронный журнал

Подсистема Электронного журнала включает в себя средства ручного, автоматизированного ввода, а также автоматического заполнения в соответствии с изменениями оперативной схемы. Подсистема включает набор журналов, основными являются:

- оперативный журнал;
- журнал нарядов и распоряжений;
- журнал отклонений от нормальной схемы;
- журнал установленных ПЗ и ЗН, журнал установленных плакатов;
- журналы событий и тревог;
- журнал технологических нарушений и журнал повреждений.

Записи в журналах вносятся не в произвольной форме, а жестко регламентированы и для большинства событий в уже существуют определенные регулярные выражения и сокращения. Поэтому при вводе данных в электронные журналы используется механизм шаблонов (шаблон – утвержденная формулировка, используемая на предприятии, описывающая события данного типа), приведенный на рис. 4.

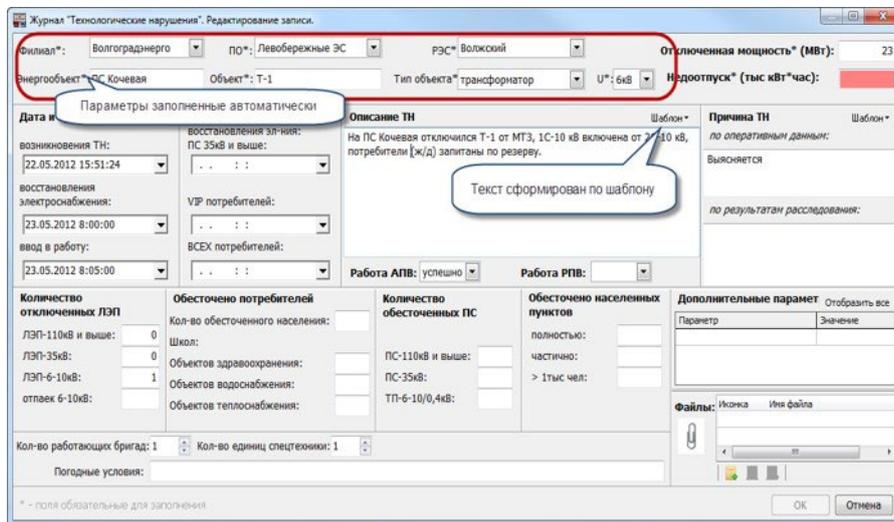


Рис. 4. Электронный журнал.

Технология записи события в журнал зависит от источника данных этого события. Для телемеханизированных объектов источником данных должен служить ОИК. Во всех остальных случаях данные вводятся вручную: пооперационно либо группой операций по получению доклада. При ручном вводе каждая запись события персонализирована.

При работе с записями в журнале имеется возможность связать запись об изменении состояния оборудования с графическим представлением этого оборудования на мнемосхеме. И наоборот, указав на мнемосхеме конкретное оборудование, пользователь получает выборку из журнала всех записей, касающихся этого оборудования.

Кроме того, большинство записей в журнале уровня ПО, РЭС, подстанции связано с переключениями и другими изменениями состояния объектов схемы, поэтому изменения состояния элементов схемы происходят одновременно с записью о событии в журнал.

Предусмотрена возможность формирования отчетных документов во время смены, в момент сдачи смены. В конце смены могут быть предусмотрены следующие процедуры:

- Формирование отчета в виде оперативного журнала за смену.
- Формирование других необходимых отчетов.
- Экспорт и печать оперативной схемы.
- Печать журналов на бумажный носитель.

- Визирование бумажной копии журналов и подшивка в соответствующую папку.
- Электронная подпись электронных документов.

Электронные версии документа структурируются и ведутся средствами файловой системы.

Ведение электронного журнала «Модус» одобрено Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Росэннергонадзор).

### Агент сбора данных и сервис интеграции

Агент сбора данных и сервис интеграции предназначены для реализации обмена информацией со сторонними оперативно-технологическими и корпоративными системами. Система реализует стандартные протоколы сбора оперативной информации МЭК 60870-5-104, OPC DA. Обрабатывает в соответствии с признаками достоверности установленных апертур изменения, вносит в журнал событий и отображает изменения состояния аналоговой и дискретной информации на схеме. Для обмена неоперативной информацией реализован интерфейс SOAP/XML, обеспечивающий синхронизацию модели сети с КИСУ SAP R3.

Подсистемы ДИС «Модус» расширяют свою функциональность с использованием следующих OMS/DMS/GIS приложений:

- Фидера – приложение топологического анализа контроля обесточения и перезапитки энергообъектов;
- Абоненты – программный модуль, предназначенный для контроля взаимодействия с потребителями электроэнергии через системы голосового /СМС оповещения;
- Диспетчерские расчеты - модуль, обеспечивающий функциями проведения электрических расчетов в реальном времени на основе однолинейных схем электрической сети
- ГеоПросмотр – приложение для интеграции с ГИС, и географического представления схем электрических сетей (рис. 5).

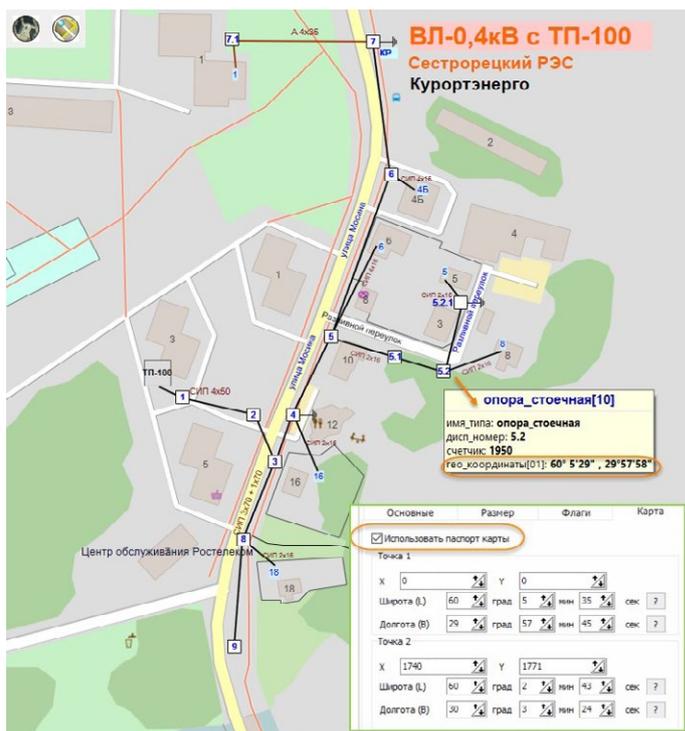


Рис. 5. Приложение ГеоПросмотр.

## Тренажер по оперативным переключениям

Тренажер по оперативным переключениям «Модус» предназначен для обучения персонала энергетических предприятий порядку проведения коммутаций на любых энергетических объектах. Он может быть использован для самоподготовки, аттестации персонала различного уровня, для проведения соревнований оперативного персонала, подготовки к проведению сложных переключений, на собеседовании при приеме на работу.

Тренажер обеспечивает моделирование энергообъектов различного уровня - от отдельной подстанции до распределительных сетей ПО, РЭС (рис. 6).



Рис. 6. Тренажер по оперативным переключениям.

В качестве пользовательского интерфейса тренажера используется электронный макет, представляющий однолинейную схему энергообъекта или сети электроснабжения, изображения щитов управления, панелей релейных защит и автоматики, а также анимированные изображения реального основного оборудования ОРУ, ячеек КРУ (сцены), моделей АРМ и терминалов микропроцессорных защит. Дополнительно может учитываться использование средств индивидуальной защиты, а также инструментов, приспособлений и приборов, используемых в реальной работе персонала (плакаты, мегаомметр и т.п.), и соответственно, могут имитироваться действия с ними.

ДИС «Модус» реализует многопользовательский доступ с разделением параметров отображения, прав и допуска к информации. Не допускается внесение информации о событиях неуполномоченными лицами. Для этого предусмотрены различные категории доступа:

- Оператор (обладает правами ведения оперативной схемы и журнала).
- Наблюдатель (имеет лишь возможность просматривать состояние схем и журналов).
- Администратор (обладает правами настройки программы).

Таким образом, реализуются возможность разделения клиентских рабочих мест на следующие типы автоматизированных рабочих мест (АРМ):

- АРМ Диспетчера (ЦУС, ПЭС, РЭС);
- АРМ ОВБ;
- АРМ расчета режимов;
- АРМ руководителя;
- АРМ Тренажера.

Применение ДИС «Модус» в качестве комплексного решения позволяет не только оцифровывать, хранить и отображать оперативные данные в электронном формате, что повышает уровень использования информации, но и вывести на новый уровень качество принятия решения, за счет совместного использования всей имеющейся информации от всех программных средств. В концепцию ДИС «Модус» заложена возможность перехода к электронному документообороту контура технологического управления предприятия.

На данный момент ДИС «Модус» является единственным продуктом в рассматриваемом сегменте систем управления распределительными сетями, который обеспечивает полноту требуемого функционала, имеет десятилетний опыт внедрения подобных систем и возможности по оперативной гибкой адаптации систем и приложений к условиям объектов внедрения.

## ООО «Датум Софт»

Россия, 344011, г. Ростов-на-Дону,  
пер. Доломановский, 70 Г  
Тел.: +7 (863) 303-20-64  
info@datum-group.ru  
[www.datum-soft.ru](http://www.datum-soft.ru)



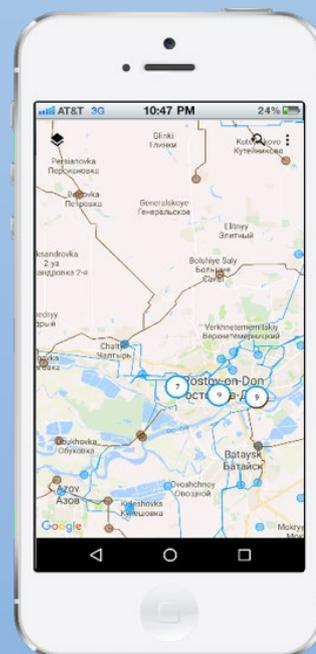
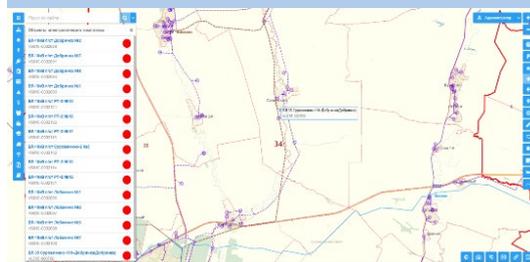
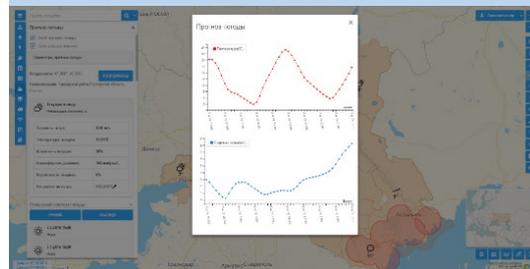
### О компании

DATUM Soft – компания из состава холдинга DATUM Group, профилем деятельности которой является разработка информационных систем, преимущественно – геоинформационных систем. Благодаря собственной программной основе компания имеет возможность модифицировать свои продукты под нужды каждого конкретного заказчика и отраслей в целом. Среди клиентов DATUM Soft – крупные компании, естественные монополии, органы власти федерального, регионального и муниципального уровня.

С 2015 года рыночное предложение компании расширилось. Теперь DATUM Soft предлагает заказчику не только ПО своего, отечественного, производства, но и оборудование, позволяющее разворачивать разработанную систему в полной мере.

Разработка программных продуктов для энергетической сферы – одно из приоритетных направлений DATUMSoft. Имея детальное представление о задачах и проблемных зонах электросетевых компаний благодаря общению внутри рабочих проектов, в том числе с представителями региональных МРСК, мы создали ГИС, учитывающую отраслевую специфику. Система позволяет автоматизировать процессы при отработке аварийных перебоев подачи электроэнергии в РСК, помогает принимать оперативные управленческие решения. Отдельный функционал предусмотрен для подготовки энергообъектов к прогнозируемому возникновению опасных погодных явлений.

Мы любим свое дело и с готовностью беремся за крупные и инновационные проекты, за новые для себя и рынка задачи.



## Автоматизация процессов с помощью ГИС при отработке аварийных перебоев подачи электроэнергии в распределительных сетевых компаниях

Основной функционал системы для РСК, разработанной компанией DATUM Soft:

### 1. Предотвращение и локализация аварий

Геоинформационные системы (ГИС) позволяют автоматизировать процессы при отработке аварийных перебоев подачи электроэнергии в РСК, в частности:

- мониторинг состояния электросети объектов в режиме онлайн для упреждения аварий;
- моделирование аварийных отключений и оценка последствий;
- выгрузка списка отключаемых абонентов;
- работа со списком: уведомление потребителей о перебоях и времени восстановления.

### 2. Оперативное принятие решений

Внедрение ГИС в РСК позволит:

- подготавливать энергообъекты к прогнозируемому возникновению опасных погодных явлений и принимать оперативные решения при их возникновении;
- анализировать ситуацию и принимать решения на основе данных из всех систем предприятия (СУРР АВР, SAP TPO, SAP IS-U, АИСКГН, АСКУЭ, SCADA СК2007, 1С, Публичная кадастровая карта Росреестра, мониторинг транспорта, электронный архив документов и др.);
- автоматически формировать отчетность по объектам сетей и происшествиям.

### 3. Технологические присоединения

Создание электронной модели сети дает возможность управлять подключениями новых абонентов. Ключевые функции:

- автоматический подбор точек технологического подключения с учетом доступных мощностей;
- определение возможности подключения к ближайшим линиям сети;
- определение уровня падения напряжения в точке присоединения и в конце существующей ЛЭП с учетом объема потребления абонента;
- выполнение строительно-монтажных и пусконаладочных работ.

## ООО «Прософт-Системы»

Россия, 620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 194а  
 Тел.: +7 (343) 356-51-11  
 info@prosoftsystems.ru

[www.prosoftsystems.ru](http://www.prosoftsystems.ru)



### О компании

Инженерная компания «Прософт-Системы» разрабатывает и внедряет под ключ приборы и системы автоматизации (АСУ ТП ПС, ТМ, ССПИ, АИИС КУЭ, ПА, СМПР, АСКУГ и др.) для энергетической, нефтегазовой и других отраслей промышленности.

Ключевые направления деятельности:

- автоматизация подстанций и энергосистем;
- противоаварийное управление;
- регистрация аварийных событий (РАС);
- мониторинг переходных режимов (СМПР);
- устройства связи для релейной защиты и противоаварийной автоматики;
- автоматизация технологических процессов;
- автоматизация газораспределительных объектов;
- неразрушающие методы контроля.

Инжиниринговые услуги:

- проектирование объектов и систем;
- изготовление и поставка оборудования;
- строительно-монтажные работы;
- пусконаладка;
- ввод в опытную и промышленную эксплуатацию;
- обучение персонала заказчика;
- гарантийное и постгарантийное обслуживание.

Выпускаемые бренды:

- линейка контроллеров для автоматизации подстанций и энергосистем ARIS;
- программируемые логические контроллеры ПЛК REGULRX00;
- устройства связи для РЗ и ПА АВАНТ;
- комплексы противоаварийной автоматики МКПА;
- устройства синхронизации времени ИСС;
- устройства сбора и передачи данных УСПД ЭКОМ и др.



## **Разработки ООО «Прософт-Системы» для создания интегрированных систем ТМ/ССПИ, АИИС КУЭ, ПКЭ. Примеры реализации на объектах ПАО «РОССЕТИ»**

Компания ООО «Прософт-Системы» – российский производитель оборудования и систем автоматизации для электроэнергетики.

Компания занимается созданием комбинированных систем АИИС КУЭ/ССПИ/ТМ более десяти лет. Одним из первых устройств с данным функционалом был комплекс УТМ ЭКОМ ТМ, разработанный в 2006 году и успешно внедряемый по сегодняшний день как на объектах генерации, так и на объектах распределительных сетей МРСК. Одним из крупнейших внедрений данного комплекса было создание совмещенной системы АИИС КУЭ/ТМ на 20 подстанциях МРСК Урала.

На сегодняшний день мы представляем новейший, не имеющий аналогов ПТК ARIS, предназначенный для создания комбинированных систем АИИС КУЭ/ТМ. Основой комплекса являются многофункциональные контроллеры ARIS MT210/29xx, выполняющие функции центрального устройства ТМ, УСПД, контролера ввода-вывода, источника точного времени и коммуникационного устройства, способного работать по различным каналам как проводной, так и беспроводной связи. Данное устройство также выполняет все функции информационной безопасности в соответствии с требованиями ПАО "Россети". ARIS MT210/29xx производится как в резервированном модульном варианте, так и в составе комплекса ПТК ARIS.

Для выполнения функций учета и ТМ, ПКЭ, мы предлагаем многофункциональные контроллеры ячеек 6-35кВ – ARIS C304/22xx. Данные устройства могут выполнять функции счетчика электроэнергии, измерительного преобразователя, прибора регистрации ПКЭ, контроллера телемеханики в ячейках 6-35 кВ.

## ООО «ЭМА»

Россия, 630089, г. Новосибирск, ул. Дачная, 37  
Тел.: +7 (383) 220-91-34  
info@ema.ru

[www.ema.ru](http://www.ema.ru)



ЭНЕРГЕТИКА  
МИКРОЭЛЕКТРОНИКА  
АВТОМАТИКА

### О компании

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

Инжиниринговая компания ООО «Энергетика, Микроэлектроника, Автоматика» (ООО «ЭМА») начала свою деятельность в октябре 1990 г. За 25 лет работы мы накопили уникальный опыт и знания, получили практические навыки, реализованные в более чем 120 успешных проектах. Продукты и решения нашей компании используются на всей территории России.

Широкий спектр предоставляемых компанией услуг включает в себя:

- проведение обследований;
- разработку концепций, технических заданий;
- разработку техно-рабочих проектов;
- внедрение ПТК контроля и управления энергетическими объектами;
- техническую поддержку и сопровождение эксплуатации ПТК.

В своих проектах мы используем оборудование и программные продукты как собственной разработки РСДУ5 и iSMS, так и отечественного и зарубежного производства. С 2008 года компания «ЭМА» имеет статус официального партнера General Electric на право внедрения продуктов PowerOn/ENMAC и iSCS.

Каждое решение, каждый проект, каждое внедрение ООО «ЭМА» – это результат тесного сотрудничества с заказчиками, благодаря которым приумножаются наши знания и опыт, совершенствуются методы и способы работы. Наши решения – это долгосрочные инвестиции в надежную работу вашего бизнеса.



## **Распределенная система диспетчерского управления РСДУ5 как инструмент для предотвращения аварий и восстановления энергоснабжения потребителей**

Требования к технологическим и общесистемным функциям автоматизированных систем технологического управления (АСТУ), в соответствии с задачами автоматизации технологического управления распределительными сетями, предъявляются на каждом уровне иерархии электросетевой компании и объединены в функциональные группы подсистем АСТУ.

В большинстве АСТУ в центрах управления сетями (ЦУС) реализована только часть требуемых подсистем в объеме функций SCADA-системы. В то же время оперативному персоналу требуется информация о произошедших авариях, составе отключенных потребителей, вариантах восстановления электро-снабжения, информация о ходе и сроках выполнения аварийно-восстановительных работ, оперативное формирование аварийных сводок.

Для реализации этих функций в составе АСТУ РСДУ5 присутствуют подсистемы поддержки процессов техобслуживания и ремонтов, управления простоями и отключениями потребителей, управления ремонтным персоналом, оперативными переключениями и географического представления данных.

Произошедшие переключения определяются в подсистеме SCADA. На основе информации из интегрированной в АСТУ подсистемы заявок определяется тип – аварийное или плановое переключение.

Процессор топологии обеспечивает формирование списка отключенных потребителей и выбор оптимального варианта восстановления схемы электро-снабжения.

По информации из подсистемы географического представления данных определяются пути подъезда к месту аварии и местоположение ремонтных бригад.

Подсистема управления простоями и отключениями потребителей обеспечивает подсчет времени перерывов в электро-снабжении, формирование аварийных сводок и другой отчетной информации.

Все подсистемы используют единую информационную модель РСДУ5, которая может быть экспортирована во внешние системы в соответствии со стандартом CIM.

АСТУ на базе РСДУ5 обеспечивает предупреждение возникновения и развития аварий, а также управление производством аварийно-восстановительных работ.

Предупреждение возникновения и развития аварий реализовано наблюдением за состоянием электрической сети и режимом работы оборудования в виде однолинейных схем, панелей, аварийной и предупредительной сигнализации.

Программные блокировки в процессоре топологии предупреждают и защищают от ошибочных действий персонала при проведении переключений. Защита от неправильных последовательностей действий с проверкой допустимости операций реализуется при формировании электронных бланков и программ переключений.

Управление производством аварийно-восстановительных работ заключается в формировании списка отключенных потребителей, проработке вариантов восстановления электроснабжения с минимизацией состава отключенных потребителей с последующим восстановлением электроснабжения по оптимальной схеме. Для восстановления электроснабжения выполняется автоматизированное формирование электронных бланков и программ переключений. В ходе аварийно-восстановительных работ ведется подсчет времени перерывов в электроснабжении потребителей и наблюдение за передвижением ремонтных бригад.

Таким образом, АСТУ на базе РСДУ5 является эффективным инструментом диспетчера для автоматизированного предотвращения аварий и восстановления энергоснабжения потребителей.

## ООО «ПиЭлСи Технолоджи»

Россия, г. Москва, ул. Винокурова, д. 3  
Тел.: +7 (495) 510-49-61/66  
sales@tpz.ru  
**www.tpz.ru**



### О компании

ООО «ПиЭлСи Технолоджи» является разработчиком и производителем ПТК «ТОРАЗ», предназначенным для создания таких систем, как АСТУ, АСУ ТП, ССПИ, ТМ, АИИС КУЭ, РАС, ПКЭ, СТК КЛ, SmartGrid и др.

ПТК ТОРАЗ применяется более чем в:

- 250 АСУ ТП и ССПИ ПС 220 кВ и 110 кВ;
- 2200 РП и ТП 6-20 кВ;
- 30 ЦУС и ДП;
- 230 АСУ ТП объектов городской и транспортной инфраструктуры.

ООО «ПиЭлСи Технолоджи» – предприятие без иностранного участия в уставном капитале, имеющее на территории России полный производственный цикл, а именно:

- разработку электронных блоков и контроллеров, включая схемотехнические и дизайнерские решения, а также программирование микроконтроллеров;
- серийное производство электронных блоков и контроллеров, включая производство плат на современной автоматической роботизированной линии;
- разработку специализированного программного обеспечения ТОРАЗ SCADA для контроллеров уровня объекта, серверов и автоматизированных рабочих мест (АРМ);
- серийное производство комплектов (шкафов) для ССПИ, АСУ ТП, АСКУЭ, ККЭ, РАС, РЗА;
- проектирование ССПИ, АСУ ТП и др.;
- монтаж ССПИ, АСУ ТП и др. на объектах заказчика.



## Построение интегрированных систем АСУ ТП, телемеханики, АИИС КУЭ, мониторинга КЭЭ, РАС на базе ПТК ТОРАЗ. АСТУ с распределенной архитектурой и информационно-аналитические системы для диспетчерских пунктов РСК



### Программно-технический комплекс ТОРАЗ

Программно-технический комплекс ТОРАЗ предназначен для систем АСУ ТП и ССПИ подстанций 35–750 кВ и систем телемеханики распределительных сетей 6–20 кВ

#### Преимущества комплекса ТОРАЗ:

- Программное обеспечение разработано российскими специалистами и не использует исходные коды аналогичных систем зарубежного производства.
- Микропроцессорные устройства отечественного производства (выпускаются на территории России, включая разработку и сборку печатных плат, управляются специализированным программным обеспечением, разработанным в России).
- Лицензия ФСТЭК России на деятельность по разработке и производству средств защиты конфиденциальной информации.
- Лицензия ФСБ на разработку, производство, распространение шифровальных средств, информационных систем и телекоммуникационных систем, защищенных с использованием криптографических средств.
- Заключение ОАО «ФСК ЕЭС» о соответствии АСУ ТП и ССПИ на базе ПТК ТОРАЗ требованиям ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК».

## Серверы доступа к данным TOPAZ IEC DAS

Поддерживаемые протоколы и технологии:

- МЭК 60870-5-101/104;
- МЭК 61850 (MMS, GOOSE);
- MODBUS RTU, ASCII, TCP/IP;
- SPA-BUS;
- МЭК 60870-5-103;
- Поддержка «бесшовного» резервирования PRP и HSR;
- IP и SQL кластеры;
- BGP и OSPF – динамическая маршрутизация;
- SNTP – синхронизация времени от GPS/ГЛОНАСС;
- SNMP – управление и контроль за устройствами и приложениями в сети;
- До 14 портов Ethernet FX/TX (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104);
- OPC;
- WEB диагностика и параметрирование.

ПТК TOPAZ предусматривает использование в контроллерах и серверах операционной системы на базе Linux.



## Семейство многофункциональных измерительных преобразователей TOPAZ TM PM7-Pr

- Комплексный канал ТИ для измерений тока ( $I_a, I_b, I_c$ ) и напряжения ( $U_a, U_b, U_c$  и  $U_{ab}, U_{bc}, U_{ca}$ ), активной, реактивной и полной мощности, частоты и коэффициента мощности в трехфазных трехпроводных и четырехпроводных цепях переменного тока с классом точности 0,2.
- Канал измерения тока нулевой последовательности с возможностью гармонического анализа.
- До 4 портов RS-485 (МЭК 60870-5-101, MODBUS RTU).
- До 2 портов Ethernet FX/TX (МЭК 61850, МЭК 60870 5 104).
- Поддержка «бесшовного» резервирования PRP и HSR.



## ООО «Инженерный центр «Энергосервис»»

Россия, 163046, г. Архангельск, ул. Котласская, д. 26  
Тел.: +7 (8182) 65-75-65, 64-60-00  
ed@ens.ru

**enip2.ru**


 инженерный центр  
**энергосервис**

### О компании

Компания «Инженерный центр «Энергосервис» работает на рынке инжиниринговых услуг топливно-энергетического комплекса более 20 лет. Одно из основных направлений деятельности компании — разработка и производство микропроцессорных устройств для систем телемеханики, АСУ ТП электрических станций и подстанций, АСДУ, АСТУ и т.д.

Оборудование, разрабатываемое и производимое Инженерным центром «Энергосервис», зарекомендовало себя многолетним опытом эксплуатации. Устройства отличаются от аналогов доступной ценой, широкой функциональностью, высокими метрологическими характеристиками.

На базе многофункциональных измерительных преобразователей ЭНИП-2, модулей индикации ЭНМИ, модулей дискретного ввода-вывода ЭНМВ, устройств сбора данных ЭНКС-3м, блоков коррекции времени ЭНКС-2 строятся распределенные системы телемеханики в энергосистемах по всей России: от архипелага Новая Земля до Сочи, от Калининграда до Сахалина, а также в Казахстане, Белоруссии, Украине, Вьетнаме.

Особое внимание компания уделяет качеству выпускаемой продукции. Постоянно улучшается система менеджмента качества, совершенствуется производственная база, приобретаются новые установки для испытаний и измерений. Функционируют испытательная лаборатория и аккредитованная лаборатория поверки СИ. Благодаря наличию собственных производственной и испытательной баз мы обеспечиваем кратчайшие сроки производства, выполняем контроль качества.

Клиентам Инженерного центра «Энергосервис» предоставляется оперативная техническая поддержка, оказывается незамедлительная помощь в решении вопросов, связанных с эксплуатацией выпускаемого оборудования. Кроме того, компания проводит бесплатные обучающие семинары, консультирует по вопросам проектирования и интеграции устройств.



## Применение интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) в системах телемеханики, мониторинга показателей качества электроэнергии и АИИС КУЭ

ООО «Инженерный центр «Энергосервис» более 20 лет занимается разработкой устройств для автоматизации электрических сетей: многофункциональных измерительных преобразователей телемеханики ЭНИП-2 и устройств дискретного ввода-вывода ЭНМВ с поддержкой протоколов МЭК 61850-8-1, устройств сбора данных ЭНКС-3м, устройств сопряжения с шиной процесса и т.д.

В последние годы основные усилия разработчиков компании связаны с разработкой интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) с поддержкой шины подстанции согласно МЭК 61850-8-1 и шины процесса согласно МЭК 61850-9-2LE.

### ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОННЫЕ УСТРОЙСТВА

#### Многофункциональный измерительный преобразователь ЭНИП-2

Интеллектуальное электронное устройство ЭНИП-2 выполняет функции многофункционального измерительного преобразователя телемеханики (ТИ, ТУ, ТС), многофункционального щитового прибора (совместно с модулем индикации), технического учета электроэнергии и мониторинга качества электроэнергии (рис. 1).



Рис. 1. Многофункциональный измерительный преобразователь телемеханики ЭНИП-2.

ЭНИП-2 совместно с модулями расширения представляет собой мини-контроллер присоединения с поддержкой протоколов шины подстанции согласно МЭК 61850-8-1. В ЭНИП-2 реализован сервер MMS-сообщений, публикатор и подписчик GOOSE-сообщений для реализации оперативных блокировок и управления.

Также в ЭНИП-2 поддерживаются протоколы МЭК 60870-5-101, МЭК 60870-5-104, Modbus RTU, МЭК 60870-5-101 поверх UDP, Modbus TCP и протоколы локальных сетей SNMP, NetBIOS, протоколы резервирования PRP и RSTP. Обеспечивается синхронизация внутренних часов по протоколам SNTP, МЭК 60870-5-101, МЭК 60870-5-104. В модификации ЭНИП-2 с двумя портами Ethernet (100BASE-TX или

100BASE-FX) возможна как независимая работа портов, так и работа через встроенный сетевой коммутатор.

Обычно при реализации шины подстанции согласно МЭК 61850-8-1 необходимо использовать коммуникационное оборудование промышленной сети Ethernet, что существенно удорожает автоматизацию подстанции. С целью снижения стоимости во многих случаях целесообразно применение ЭНИП-2 с использованием встроенного сетевого коммутатора с поддержкой протокола резервирования RSTP. Такой вариант обеспечит эффективный переход от использования промышленной сети RS-485 с протоколами Modbus, МЭК 60870-5-101 и т.д. к более производительной сети на базе Ethernet и использованию протокола МЭК 61850-8-1.

### **Устройства синхронизированных векторных измерений ЭНИП-2-УСВИ**

Устройства ЭНИП-2-УСВИ разработаны на базе многофункционального измерительного преобразователя телемеханики ЭНИП-2 и выполняют дополнительно функции устройства синхронизированных векторных измерений. Благодаря поддержке протоколов МЭК 60870-5-104 и IEEE C37.118.2 они могут интегрироваться как в СМНР, так и в АСТУ. Стоимость базовых модификаций ЭНИП-2-PMU сопоставима со стоимостью многофункциональных измерительных преобразователей телемеханики. Имеется модификация ЭНИП-2-PMU с цифровым входом согласно МЭК 61850-9-2LE.

### **Многофункциональное измерительное устройство ESM**

Устройство ESM выполняет функции телеизмерений, многофункционального щитового прибора, счетчика коммерческого учета электроэнергии, прибора измерения показателей качества электроэнергии и устройства синхронизированных векторных измерений.

Отличительными особенностями ESM является наличие четырех модификаций в зависимости от способа ввода информации о контролируемых токах и напряжениях, расширенные диапазоны измерений параметров режима электрической сети, высокая точность измерений, измерения параметров режима электрической сети по основной гармонике и с учетом высших гармоник, “быстрые” (20 мс и более) и “медленные” (200 мс и более) измерения, синхронизированные измерения векторов тока и напряжения, реализация различных методов измерений реактивной мощности и энергии, возможность учета “некачественной” электроэнергии.

Интеллектуальное устройство ESM имеет четыре основные модификации (рис. 2):

1. ESM-HV предназначено для подключения к электромагнитным измерительным трансформаторам тока и напряжения;
2. ESM-ET с аналоговыми низкоуровневыми входами предназначено для подключения датчикам тока типа LPCT или датчикам тока на базе катушки Роговского к емкостным или резистивным датчикам напряжения;
3. ESM-SV содержит порты Ethernet для подключения к шине процесса (МЭК 61850-9-2);
4. ESM-SVF содержит цифровой интерфейс FlexRay для подключения к низкоуровневой шине процесса.

Для применения в составе полноценных цифровых подстанций предназначена модификация ESM-SV, которая содержит 2 или 3 порта Ethernet для подключения к шине процесса согласно МЭК 61850-9-2. Модификация ESM-SV с 3 портами Ethernet и модификация ESM-SVF предназначены для работы совместно с цифровыми комбинированными датчиками тока и напряжения TECV.P1-10. Для подключения к цифровым КДТН задействованы три порта Ethernet по количеству однофазных КДТН, топология сети Ethernet точка-точка. Альтернативный вариант подключения ESM к трем цифровым однофазным

датчикам тока и напряжения связан с подключением через низкоуровневую шину процесса FlexRay (модификация ESM-SVF).

Индикация показаний ESM осуществляется с помощью модуля ЭНМИ-5 с цветным сенсорным дисплеем (рис. 3). Возможна как отдельная установка ESM и ЭНМИ-5, так и их совмещение в единый конструктив с установкой на место щитового прибора.

Для интеграции в автоматизированные системы технологического управления устройства ESM содержат встроенный сетевой коммутатор и до четырех портов Ethernet для подключения к шине подстанции (МЭК 61850-8-1). ESM может быть дополнен функциями сбора дискретных сигналов и выдачи команд управления через внешние модули ЭНМВ, подключаемые к порту RS-485.



Рис. 2. Многофункциональные измерительные устройства ESM.



Рис. 3. Устройство ESM совместно с модулем индикации.

## Устройства сопряжения с шиной процесса

Аналоговые устройства сопряжения с шиной процесса (MergingUnit) «встраиваются» в первичные измерительные преобразователи (AMU) или подключаются к электромагнитным трансформаторам тока и напряжения (SAMU, Stand-AloneMergingUnit). Основное назначение указанных устройств связано с формированием выборочных значений токов и напряжений согласно МЭК 61850-9-2. Устройства сопряжения с шиной процесса ENMU (рис. 4) предназначены для использования совместно с ИЭУ различного функционального назначения, в том числе с устройствами релейной защиты и автоматики, устройствами синхронизированных векторных измерений и измерительными устройствами.



Рис. 4. Устройство сопряжения ENMU.

С другой стороны устройство ENMU с учетом выполняемых функций является интеллектуальным электронным устройством и выполняет функции многофункционального измерительного преобразователя телемеханики, устройства синхронизированных векторных измерений, регистратора аварийных процессов и концентратора синхронизированных векторных данных.

Устройство сопряжения ENMU содержит три оптических порта Ethernet 100BASE-FX (два основных и один сервисный) и в нем реализованы следующие протоколы: МЭК 61850-9-2LE для передачи выборочных значений тока и напряжения (80 и 256 отчетов на период), IEEE C37.118.2 для передачи синхронизированных векторов фазных токов и напряжений, частоты и скорости ее изменения, МЭК 60870-5-104 для передачи в автоматизированные системы технологического управления данными по измерениям параметров режима электрической сети по основной гармонике и с учетом высших гармоник. Для резервирования каналов передачи данных реализован протокол резервирования PRP (IEC 62439-3). Синхронизация часов реального времени производится через специальный оптический порт сигналами PPS, IRIG-A или IRIG-B.

Устройство сопряжения ENMU обеспечивает формирование и одновременную передачу четырех потоков выборочных значений напряжений и токов от измерительной и релейной обмоток измерительных трансформаторов тока (80 и 256 отчетов за период) и четырех потоков синхронизированных векторных измерений. Таким образом, интеллектуальные электронные устройства могут подписываться как на прием только выборочных или векторных данных, так и на одновременный прием указанных выше данных. Синхронизированные векторные измерения токов и напряжений целесообразно использовать

при реализации продольных дифференциальных защит и дифференциальных защит шин, а также для реализации устройств противоаварийной и режимной автоматики.

Устройство ENMU постоянно совершенствуется. В настоящее время ведется работа по расширению функциональных возможностей ENMU за счет добавления дискретных входов-выходов и поддержке протоколов согласно стандарта МЭК 61850-8-1 (MMS- и GOOSE-сообщения).

Применение устройств сопряжения типа SAMU в высоковольтных ячейках ЗРУ 6-35 кВ большинство специалистов признает нецелесообразным. Более перспективным представляется применение современных датчиков тока и напряжения со встроенным АМУ.

### Цифровые комбинированные датчики тока и напряжения

Применение специально разработанных первичных измерительных преобразователей тока и напряжения с цифровым интерфейсом является одним из эффективных способов повышения технического совершенства ИЭУ различного функционального назначения.

Фирмой «Оптиметрик» разработаны опытные образцы комбинированных датчиков тока и напряжения (КДТН) ТЕСV.P1-10, предназначенных для совместного использования с устройствами РЗА и измерительными ИЭУ. КДТН содержит маломощный электромагнитный трансформатор тока со встроенным шунтом (LowPowerCurrentTransformer, LPCT), катушку Роговского и емкостной датчик напряжения (рис. 5). Встроенное аналоговое устройство сопряжения (АМУ), разработанное специалистами ООО «Инженерный центр «Энергосервис», размещается в ограниченном объеме в основании КДТН.



Рис. 5. Внешний вид датчика ТЕСV.P1-10 и встроенного АМУ.

Измерительные ИЭУ используют оцифрованные данные тока от LPCT в диапазоне от 1 до 200% от номинального значения с классом точности не хуже 0,2S. Устройства релейной защиты и автоматики используют оцифрованные данные тока от катушки Роговского, обеспечивающей необходимую кратность тока, и от LPCT.

Перспективность использования КДТН со встроенным АМУ по сравнению с аналогичными зарубежными датчиками с аналоговыми низкоуровневыми выходами связаны с лучшими метрологическими характеристиками за счет использования двух датчиков тока, повышенной помехоустойчивостью, возможностью мониторинга состояния КДТН и цифровых каналов связи. Встроенное АМУ обеспечивает хранение данных о характеристиках датчиков тока и напряжения и калибровочных коэффициентах.

В цифровом комбинированном датчике тока и напряжения TECV.P1-10 предусмотрено 2 типа интерфейсов: Ethernet и FlexRay. Использование портов Ethernet позволяет реализовать формирование потока выборочных значений тока и напряжения строго в соответствии с МЭК 61850-9-2. Альтернативный интерфейс предназначен для интеграции комбинированных датчиков тока и напряжения в низкоуровневую шину процесса FlexRay с топологией общая шина. Достоинством такой топологии общая шина является возможность простого подключения к ней различных датчиков и устройств, расположенных в ячейке КРУ. Для организации промышленной сети FlexRay не требуется наличие специальных сетевых коммутаторов и отказ отдельных устройств шины не влечет за собой отказ всей сети. Технология FlexRay обеспечивает строгую детерминированность сети, малое время установки соединения и высокую надежность передачи данных в режиме реального времени со скоростью до 10 Мбит/с. На основе низкоуровневой шины процесса формируется общая шина данных как для оцифрованных аналоговых данных (фазные токи и напряжения, напряжение и ток нулевой последовательности, данные от датчиков температуры и оптических датчиков дуговой защиты и др.), так и для организации цифрового взаимодействия интеллектуальных электронных устройств с контроллерами выключателя и с контроллерами приводов разъединителей, а также с бесконтактными датчиками положения с цифровым интерфейсом.

Цифровой КДТН является не только источником информации для ИЭУ различного функционального назначения, но и способен выполнять функции ряда ИЭУ за счет реализации дополнительных функций: телеизмерения, измерение синхронизированных векторов тока и напряжения и т.д. Использование синхронизированных векторов тока и напряжения позволит существенно снизить требования к микроконтроллерам или сигнальным процессорам устройств релейной защиты и автоматики в распределительных устройствах 6-10 кВ.

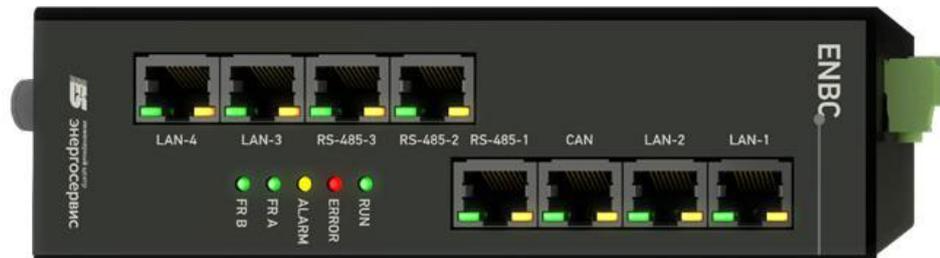
### **Многофункциональное устройство ENBC**

Применение цифровых комбинированных датчиков тока и напряжения позволяет существенно упростить решение задачи расширения функциональных возможностей устройств РЗА, например, создания многофункционального интеллектуального электронного устройства, выполняющего функции устройства РЗА и контроллера присоединения.

Специалистами ООО «Инженерный центр «Энергосервис» разработан опытный образец многофункционального интеллектуального устройства ENBC, предназначенного для работы совместно с цифровыми комбинированными датчиками тока и напряжения TECV.P1-10. Устройство ENBC подключается к цифровому КДТН через низкоуровневую шину процесса FlexRay и может выполнять роль шлюза FlexRay/МЭК 61850-9-2.

Обмен данными с АСУ ТП подстанции, другими ENBC и прочими интеллектуальными электронными устройствами на подстанции по сети Ethernet производится с помощью протоколов МЭК 61850-8-1 (MMS- и GOOSE-сообщения) и IEEE C37.118.2. Для резервирования каналов передачи данных используются протоколы резервирования RSTP и PRP.

Наряду с основным модулем (рис. 6) устройство ENBC содержит модули ввода-вывода ENBC-CS и модуль индикации с цветным сенсорным ЖКИ ENBC-Touch. К основному модулю ENBC могут подключаться по шине FlexRay от 1 до 4 модулей ввода-вывода ENBC-CS. Модули ввода-вывода устанавливаются на DIN-рейку и могут располагаться вместе с основным модулем или отдельно, например, встраиваться в вакуумный выключатель и в привод заземляющего разъединителя.



*Рис. 6. Многофункциональное устройство ENBC.*

Отличительной особенностью ENBC является возможность организации ввода-вывода не только посредством сухих контактов и промежуточных реле, но и с помощью бесконтактных датчиков положения, температурных датчиков, оптических датчиков для реализации дуговой защиты и других датчиков с цифровым интерфейсом, а также организации цифрового взаимодействия с вакуумным выключателем.

В ENBC реализованы функции РЗА и контроллера присоединения. В устройстве реализован стандартный набор функций устройств защиты и автоматики для присоединений 6-35 кВ: токовая ступенчатая защита от междуфазных коротких замыканий, защита от замыканий на землю, защиты минимального/максимального напряжения, токовая защита обратной последовательности, АПВ и т.д. Реализация ряда функций защиты (логическая селективность, логическая защита шин), а также реализация оперативных блокировок реализуется благодаря наличию информационных связей с другими защитами при использовании GOOSE-сообщений.

Еще одной особенностью ENBC является возможность приема и обработки от цифровых КДТН потоков синхронизированных векторных измерений тока и напряжения, а также эквивалентных синхронизированных векторов тока и напряжения с учетом высших гармоник.

## **СИСТЕМЫ СБОРА ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ НЕОБСЛУЖИВАЕМЫХ ПОДСТАНЦИЙ**

Для сбора и передачи телемеханической информации, для реализации оперативных блокировок и функций автоматики, а также для организации прозрачных каналов связи для удаленного доступа к счетчикам электроэнергии, приборам измерения качества электроэнергии и к устройствам РЗА, разработаны различные варианты программно-технического комплекса ЭНТМ.

Основные компоненты комплекса: многофункциональные измерительные преобразователи ЭНИП-2 и/или многофункциональные измерительные устройства ESM, модули дискретного ввода-вывода ЭНМВ-1, устройства сбора данных ЭНКМ-3 или ЭНКС-3м, блок коррекции времени ЭНКС-2.

Использование ПТК ЭНТМ позволяет эффективно решать задачи по системам сбора и передачи информации для автоматизированных систем технологического управления и автоматизированных информационно-измерительных систем учета электроэнергии.

При этом могут быть реализованы как традиционные решения по системам сбора и передачи информации, так и решения с использованием технологии цифровой подстанции.

## Традиционное решение

На рис. 7 приведена структурная схема ЭНТМ для ТП и РП распределительных сетей 6-20 кВ.

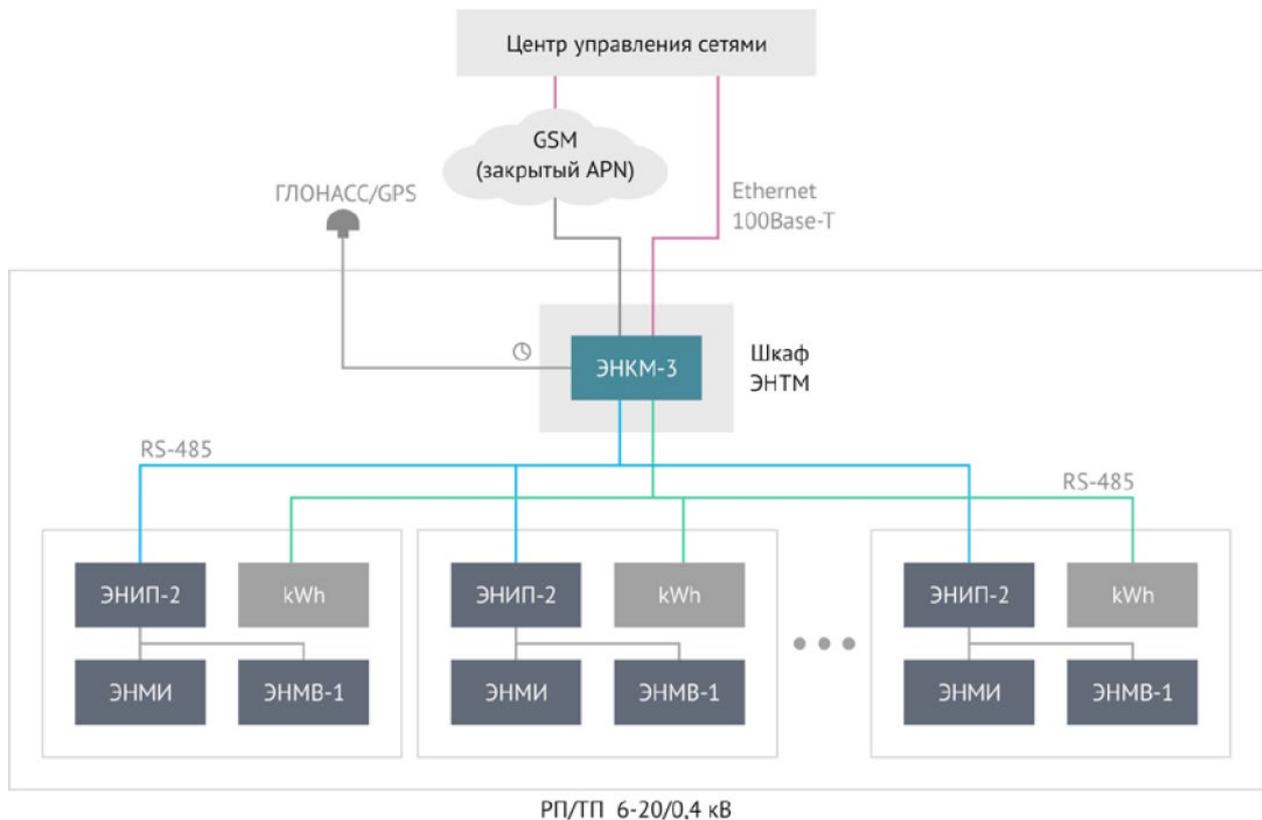


Рис. 7. ЭНТМ для распределительных сетей 6-20 кВ.

Самыми распространенными и при этом минимально телемеханизированными являются распределительные сети 6-20 кВ. ЭНИП-2, ЭНМВ-1 и ЭНКМ-3 позволяют быстро и эффективно разворачивать ПТК ЭНТМ на ТП, РП городских и загородных сетей, применяя в качестве канала связи сеть GSM (GPRS, закрытый APN).

Для реализации функций телемеханики используются multifunctional измерительные преобразователи ЭНИП-2, модули дискретного ввода-вывода ЭНМВ-1 и устройство сбора данных ЭНКМ-3 со встроенным ГЛОНАСС/GPS-приемником.

Один из двух портов RS-485 ЭНКМ-3 может быть использован для организации канала доступа счетчикам электроэнергии на РП/ТП.





сбора данных ЭНКС-3м, которое производит опрос ЭНИП-2 по протоколу МЭК 60870-5-101 поверх UDP и обеспечивает консолидацию и передачу данных в автоматизированные системы технологического управления по протоколам МЭК 60870-5-101 и/или МЭК 60870-5-104 при использовании проводных каналов связи или МЭК 60870-5-104 через GSM канал.

Для организации горизонтальных связей между устройствами ЭНИП-2 используется протокол МЭК 61850-8-1. В ЭНИП-2 реализована программируемая логика, которая оперирует данными дискретных входов (сухие контакты или бесконтактные датчики) и GOOSE-сообщениями.

ЭНИП-2 публикуют GOOSE-сообщения, а также подписываются на GOOSE-сообщения от других устройств и на основе программируемой логики выполняют оперативные блокировки коммутационных аппаратов.

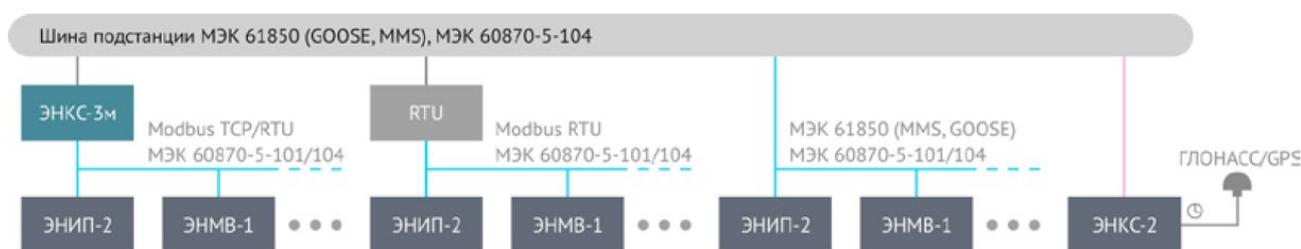


Рис. 10. Интеграция ЭНТМ в АСУ ТП подстанций.

## ЦИФРОВАЯ ЯЧЕЙКА 6-35 КВ

В настоящее время специалистами ООО «Инженерный центр «Энергосервис» разработаны опытные образцы устройств для создания цифровых ячеек 6-35 кВ (ESGEAR).

Применение ESGEAR позволяет решить несколько задач:

- уменьшить габаритные размеры высоковольтных ячеек;
- минимизировать количество проводов в ячейке и между соседними ячейками;
- обеспечить мониторинг и диагностику основных узлов ячейки;
- уменьшить затраты на производство и эксплуатацию ячеек.

ESGEAR предусматривает отказ от аналоговых и дискретных цепей за счет использования цифровых комбинированных датчиков тока и напряжения; интеллектуальных датчиков (датчики положения, температуры, оптические датчики и т.д.) и исполнительных устройств (контроллеры выключателей и приводов разъединителей). Для интеграции датчиков и актуаторов используется низкоуровневая шина процесса с топологией «общая шина». Основой данной шины является промышленная сеть FlexRay.

ESGEAR не накладывает ограничений на количество используемых в ячейке ИЭУ. Но в большинстве практических случаев достаточно одного или двух устройств: многофункционального устройства с функциями РЗА и контроллера присоединения, многофункционального измерительного устройства (рис.11).

Цифровой комбинированный датчик тока и напряжения TECV.P1-10 содержит два датчика тока (LPCT и катушка Роговского) и емкостной датчик напряжения. TECV.P1-10 имеет встроенное аналоговое устройство сопряжения (MergingUnit) с интерфейсами Ethernet и FlexRay. Содержимое передаваемых выборочных значений (SV) токов и напряжений в сети FlexRay аналогично передаваемым данным через порт Ethernet.

В устройстве ENBC реализованы функции РЗА и контроллера присоединения. Наряду с основным модулем устройство ENBC содержит модули ввода-вывода ENBC-CS и модуль индикации с цветным сенсорным ЖКИ ENBC-Touch. Модули ввода-вывода устанавливаются на дин-рейку и могут располагаться вместе с основным модулем или отдельно, например, встраиваться в вакуумный выключатель и в привод заземляющего разъединителя.

Многофункциональное измерительное устройство ESM выполняет функции телеизмерений, счетчика коммерческого учета электроэнергии, прибора измерения показателей качества электроэнергии и устройства синхронизированных векторных измерений.

Для интеграции в автоматизированные системы технологического управления устройства ENBC и ESM содержат встроенный сетевой коммутатор и до четырех портов Ethernet для подключения к шине подстанции (МЭК 61850-8-1).

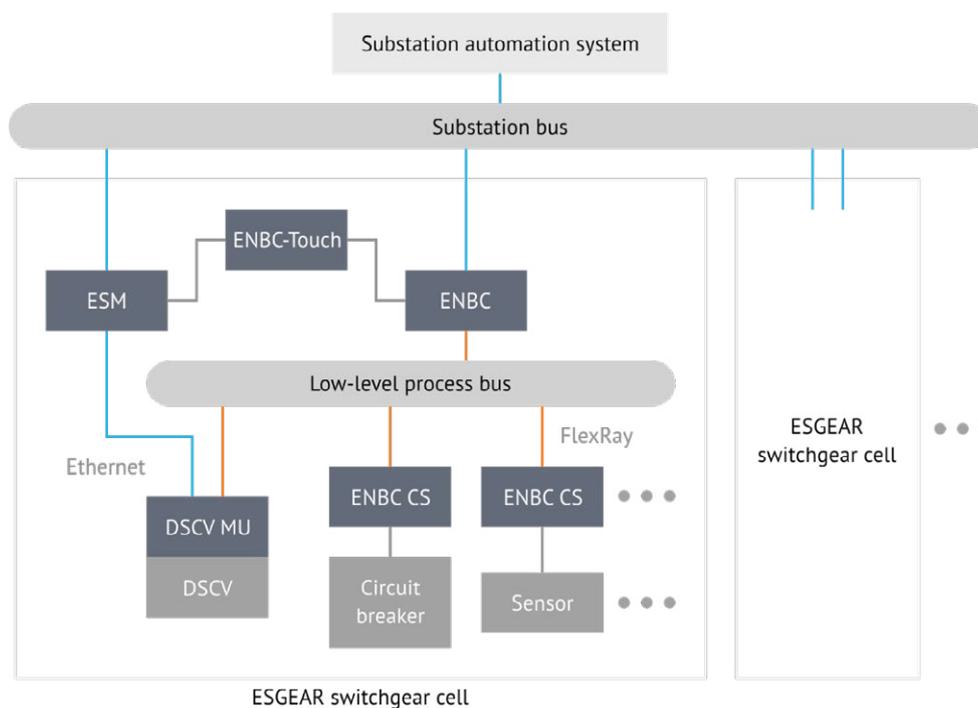


Рис. 11. Цифровая ячейка.

Подстанции, оснащенные цифровыми ячейками, будут обладать более высоким уровнем надежности, обладать возможностью тестирования ячеек сразу после их сборки, будут обеспечивать возможность мониторинга и диагностики как отдельных компонентов ячеек, так и ячейки и подстанции в целом.

## ООО «Компания ДЭП»

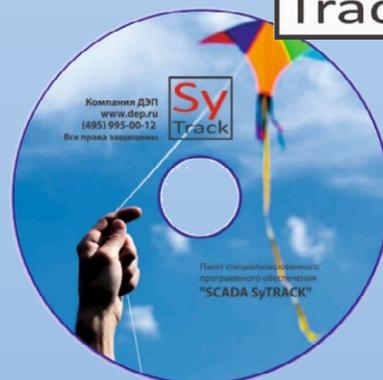
Россия, 127055, г. Москва, пер. Порядковый, д. 21  
Тел./факс: +7 (495) 995-00-12  
mail@dep.ru  
**www.dep.ru**



### О компании

Компания ДЭП занимается разработкой, производством и внедрением средств и систем промышленной автоматизации на базе программно-аппаратных средств собственной разработки.

Компания предлагает полный комплекс услуг, начиная от обследования объекта, разработки технического задания и технорабочего проекта и заканчивая монтажом оборудования и сдачей системы в промышленную эксплуатацию.



## Типовые решения на базе программно-технического комплекса «ДЕКОНТ» для электрических сетей 6–20 кВ

Компания ДЭП уже более 25 лет предлагает системы и средства промышленной автоматизации на базе ПТК «ДЕКОНТ». В компании работает около 150 сотрудников – высококлассных специалистов с высшим образованием всех необходимых профилей.

Компания разрабатывает и внедряет полный спектр АСУ ТП на базе ПТК «ДЕКОНТ»:

- системы РЗА;
- автоматизированные рабочие места (АРМ);
- контроллеры присоединений, секций;
- терминалы телемеханики;
- модули ввода-вывода;
- коммуникационные контроллеры;

В состав ПТК «ДЕКОНТ» входят:

- серверы ТМ и АСУ ТП;
- узлы сбора;
- узлы архивации (серверы исторических данных);
- контроллеры – шлюзы;
- сетевое оборудование.

Компания ДЭП предлагает комплексные решения по телемеханизации объектов распределительных сетей: ТП, РП (РТП), СП 6-35 кВ, а также ПС 110 кВ и выше.

Организация передачи данных с КП организуется по таким каналам связи, как ВФЛ, GSM/GPRS, оптоволокно, PLC как в «гибком» внутрифирменном протоколе, так и стандартном «телемеханическом» протоколе МЭК 60870-5-101/104.

В качестве аппаратной платформы сервера сбора, обработки и передачи данных системы ТМ на объектах РП (ТП) 6-20 кВ используется защищенный промышленный контроллер в безвентиляторном исполнении – DECONT-A9E2.

В качестве накопителей данных используются устройства без вращающихся механизмов. Обмен информацией с системой АСТУ верхнего уровня ведется по протоколам IEC 60870-05-104 и IEC 61850.

Сервер сбора, обработки и передачи данных работает под управлением промышленной операционной системы и поставляется с загруженным в нее СПО, поддерживающим модель данных и устройств IEC 61850. Сервер сбора, обработки и передачи данных поддерживает протоколы TCP, IPv4, IPv6, SNMP, ICMP, ARP, HTTP, SSH, NTP (SNTP), FTP, Telnet.

Мощность процессора и объем оперативной памяти обеспечивают выполнение коммуникационных и вычислительных процессов с необходимым быстродействием в условиях пиковых нагрузок системы телемеханики.

При пропадании питания контроллер DECONT-A9E2 обеспечивает корректное завершение работы с сохранением целостности данных.

Более подробная информация – на сайте Компании ДЭП и в презентации компании.

## ООО «Научно-производственное объединение «МИР»

Россия, 644105, г. Омск, ул. Успешная, д. 51

Тел/факс: +7 (3812) 35-47-10/00

mir@mir-omsk.ru

[www.mir-omsk.ru](http://www.mir-omsk.ru)



### О компании

НПО «МИР» – один из ведущих поставщиков решений в области автоматизации и управления объектами электросетевого хозяйства в России и Казахстане.

Предприятие оказывает полный комплекс услуг – разработка, производство, проектирование, внедрение и сервис автоматизированных систем в электрических сетях ресурсодобывающих, промышленных, транспортных и сетевых компаний.

За 25 лет работы реализовано более 350 крупнейших проектов, охвачено более 5000 энергообъектов заказчиков.

Продукты:

- Автоматизированные системы диспетчерского управления объектами энергоснабжения (АСДУЭ), есть сверхбюджетное решение для КТП.
- Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии и мощности (АМИС КУЭ / АСКУЭ) для оптового и розничного рынков.
- Автоматизированная система технического учета электроэнергии и энергоресурсов (АСТУЭ).
- Счетчики электроэнергии однофазные, трехфазные для розничного рынка.

Структура НПО «МИР» включает в себя подразделение НИ-ОКР, проектный офис, завод.

Предприятие имеет сертификаты ИСО 9001, ИСО 14001, ОHSAS 18001 и является дважды лауреатом Премии Правительства РФ в области качества (в 2008 и 2014 годах).



## Автоматизация подстанций по принципу «все-в-одном»

Общая тенденция развития всех без исключения продуктов научно-технического прогресса наиболее показательна на избитом примере эволюции сотового телефона:

- 1) сначала просто телефон;
- 2) потом телефон + фотоаппарат + плеер;
- 3) сейчас – смартфон (телефон + компьютер + фотоаппарат + плеер + навигатор и т.д.).

Время этой эволюции – 10–15 лет, и направление ее движения – интеграция всех функций в одном устройстве.

Сейчас большинство производителей в том или ином виде объединяют функционал разных приборов/устройств – функции измерительных преобразователей начинают выполнять счетчики электроэнергии, модули УСО встраиваются в многофункциональные измерительные преобразователи (МИП). В МИПах и счетчиках дополнительно реализуют задачи записи и хранения осциллограмм (функции регистраторов аварийных событий) и измерения параметров качества электроэнергии и т.д. Общее движение одно – максимум функций при снижении стоимости.

Большинство подобных предложений существующих сейчас на рынке для объектов 35/10/6/0,4 кВ ограничивается уровнем присоединения. Технические специалисты НПО «Мир» (г. Омск) пошли дальше, т.к. еще один серьезный и дорогостоящий элемент системы – это подстанционный контроллер. Почему бы не реализовать задачи контроллера в том же приборе, который устанавливается на уровне присоединения? На этот вопрос специалисты НПО «Мир», в зависимости от типа объекта, предложили свое решение – устройство измерительное преобразовательное КПР-01М.

### КПР-01М (МА)

КПР-01М (МА) создано для применения в составе комплексов и систем автоматизации на объектах электроэнергетики, нефтедобычи и переработки, на предприятиях других отраслей промышленности. Предназначено для измерения и анализа параметров электрической сети; определения состояния и управления оборудованием; регистрации процессов, включая осциллографирование; определения качества и учета количества электроэнергии.

#### Назначение

КПР-01М (МА) предназначено для частичной или полной функциональной замены:

- аналоговых и цифровых измерительных преобразователей;
- модулей ввода-вывода контроллеров телемеханики;
- аварийных осциллографов и регистраторов;
- счетчиков электроэнергии;
- приборов контроля качества электроэнергии.

#### Функции

- измерение параметров сети ( $U$ ,  $I$ ,  $P$ ,  $Q$ ,  $S$ ,  $\cos\varphi$ ) с учетом гармонических составляющих;
- многотарифный учет электроэнергии, 2 профиля мощности;
- регистрация аварийных и переходных процессов в сети, включая осциллографирование с записью предаварийной истории;

- определение состояния электрооборудования, встроенные каналы ТС;
- управление электрооборудованием, встроенные каналы ТУ;
- вывод информации на подключаемый ЖК-индикатор.

#### **Преимущества**

- простота интеграции, стандартные интерфейсы, протоколы обмена, форматы данных;
- высокая скорость измерения параметров сети (одно измерение за период 50 Гц) с классом точности 0,2;
- устойчивость к российским реалиям – плохому качеству питания, скачкам напряжения и т.п., полное соответствие требованиям ЭМС, включая ГОСТ Р 51317.6.5;
- «объектная» модель измерений: значения всех параметров фиксируются и доставляются одновременно по всему присоединению;
- гибкая система формирования событий обеспечивает максимальную наблюдаемость при минимальном трафике;
- возможность осциллографирования как формы тока и напряжения, так и среднеквадратических значений, «огibaющих»;
- синхронное осциллографирование по всему энергообъекту в целом по команде от присоединения, на котором обнаружено нарушение режима;
- единое исполнение для любого номинала токов (1 А или 5 А) и напряжений (57 В или 220 В), номинал выбирается программно при конфигурировании;
- использование WEB-технологий для конфигурирования и отображения параметров.

## АО ГК «Системы и Технологии»

Россия, 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8.

Тел.: +7 (4922) 33-93-68

st@sicon.ru

[www.sicon.ru](http://www.sicon.ru)



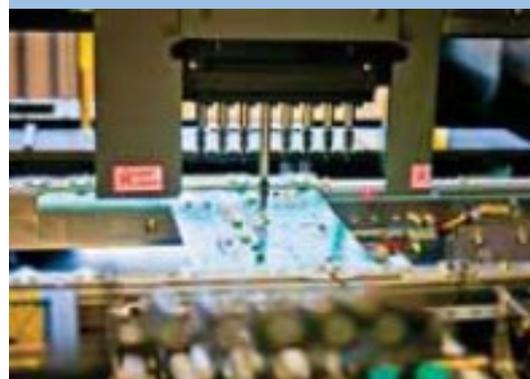
ГРУППА КОМПАНИЙ  
**СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ**

### О компании

Группа Компаний «Системы и Технологии» основана в 1992 году и имеет многолетний опыт в области разработки, производства, внедрения и сопровождения систем автоматизации для нужд энергетики, промышленности и ЖКХ.

Группа Компаний успешно реализует проекты по построению автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности, комплексного учета энергоресурсов, автоматизированных систем управления технологическими процессами, телемеханики и диспетчеризации.

Известные торговые марки – приборы учета «КВАНТ», интеллектуальные контроллеры «СИКОН», программные комплексы «ПИРАМИДА».



## Инновационные разработки ГК «Системы и Технологии» на базе собственных программно-аппаратных средств в области построения систем АИИС КУЭ и телемеханики

### Приборы учета КВАНТ

Предназначены для измерения и учета активной и реактивной электрической энергии в однофазных и трехфазных сетях. Счетчики используются в составе автоматизированных систем учета и управления.

Интерфейсы передачи данных RS-485, RF, Zigbee, PLC.



### Интеллектуальные контроллеры SM160-02

Предназначены для автоматизации учета энергоресурсов и диспетчеризации объектов энергетики, промышленности и ЖКХ.



### ПО «ПИРАМИДА 2.0»

Является инновационным отечественным программным обеспечением для промышленности, энергетики и ЖКХ. ПО «ПИРАМИДА 2.0» – это технологически принципиально новая платформа организации системы Smart Metering, основанная на самых передовых технологиях и огромном инженерном опыте.



## АО «ЭлеСи»

Россия, 634021, г. Томск, ул. Алтайская, 161 А  
Тел.: +7 (3822) 601-000  
Факс: +7 (3822) 601-001  
elesy@elesy.ru  
[www.elesy.ru](http://www.elesy.ru)



### О компании

Компания «ЭлеСи» – ведущий системный интегратор, надежный партнер и стабильный поставщик качественных средств автоматизации, SCADA-систем и систем управления. Главное конкурентное преимущество «ЭлеСи» – уникальный опыт успешной разработки и реализации проектов автоматизации и телемеханизации на всей территории России, разработка концептуальных решений.

Главный принцип работы компании «ЭлеСи» – безусловное качество процессов, продукции, сервисов на всех стадиях реализации проектов. Система менеджмента качества компании соответствует требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2008 и подтверждена сертификатом «Русский Регистр».

Структура компании «ЭлеСи»:

- Управляющая компания.
- Проектный институт.
- Инжиниринговая компания.
- Завод приборов и средств автоматизации.
- R&D центр (ОЭЗ ТВТ).

**Решения для энергетики:**

- Диспетчерские системы контроля и управления.
- Системы автоматизации электрических подстанций напряжением до 1150 кВ.
- Системы технического и коммерческого учета электроэнергии.
- Низковольтные комплектные устройства.
- Системы охранно-пожарной сигнализации и пожаротушения.
- Комплектные трансформаторные подстанции на базе блок-контейнеров.
- Мобильные дизельные и газовые электростанции.
- Мобильные нагрузочные устройства.



## **ССПИ на базе оборудования производства АО «ЭлеСи». SCADA Infinity разработки АО «ЭлеСи» для построения ССПИ и АСУ ТП**

Компания АО «ЭлеСи» строит системы ССПИ и АСУ ТП на базе аттестованного программно-технического комплекса «АСТ 1150», состоящего из:

- ПЛК серии ЭЛСИ, собственного производства;
- SCADA пакета SCADA Infinity, собственной разработки.

### **Назначение и цели создания системы**

Программно-технический комплекс «АСТ 1150» является современным решением для создания новых и модернизации существующих систем телемеханики подстанций любого масштаба и сложности. ПТК «АСТ 1150» отвечает требованиям, предъявляемым к телемеханике в энергетике на сегодняшний день, и позволяет решать перспективные задачи по увеличению интегрированности и гибкости управления энергетическими системами.

ПТК «АСТ 1150» разрабатывался с учетом требований к АСУ ТП ПС и перспективным расширением функционала до полноценной АСУ ТП, поэтому уже на текущий момент комплекс «АСТ 1150» выполняет большую часть функций АСУ ТП.

### **ПТК «АСТ 1150» предназначен для:**

- повышения эффективности диспетчерского управления в ЦУС и РДУ,
- улучшения ведения режимов работы ПС;
- ускорения ликвидации нарушений и аварий;
- повышения показателей экономичности и надежности работы силовых автотрансформаторов и высоковольтных выключателей;
- снижения недоотпуска электроэнергии за счет получения оперативной информации о состоянии оборудования объектов электроснабжения и возможности оперативного управления;
- повышения надежности и устойчивости работы системы электроснабжения за счет наличия полной и оперативной информации о работе оборудования;
- обеспечения возможности подробного, ретроспективного анализа режимов работы основного электрооборудования.

### **ПТК «АСТ 1150» выполняет следующие функции:**

- сбор, первичная обработка и хранение информации о текущих параметрах телеизмерений и телесигнализации, и состоянии электрооборудования;
- дистанционная выдача сигналов управления на исполнительные устройства и механизмы, установленные на объекте;
- измерение и обработка аналоговой информации;
- мониторинг текущего режима и состояния главной схемы ПС;

- информационный обмен со средствами автономных (смежных) систем контроля и управления (АИИС КУЭ, ОПС, связи, системы мониторинга электрооборудования).
- дистанционное управление технологическим объектом;
- регистрация нормальных и аварийных событий и процессов;
- контроль электропотребления, технический учет электроэнергии и балансные расчеты;
- диагностика состояния основного оборудования, аппаратуры управления и каналов связи;
- формирование отчетных документов.

ПТК «АСТ 1150» относится к многофункциональным, многоканальным восстанавливаемым изделиям.

ПТК «АСТ 1150» относится к программируемым проблемно-ориентированным изделиям с переменным составом функциональных устройств, модулей и блоков. Конфигурация ПТК по составу оборудования, его количеству, требованиям к выполняемым функциям определяются проектом, техническими требованиями, опросными листами или другим документом, оговоренным в договоре на поставку и согласованным в установленном порядке.

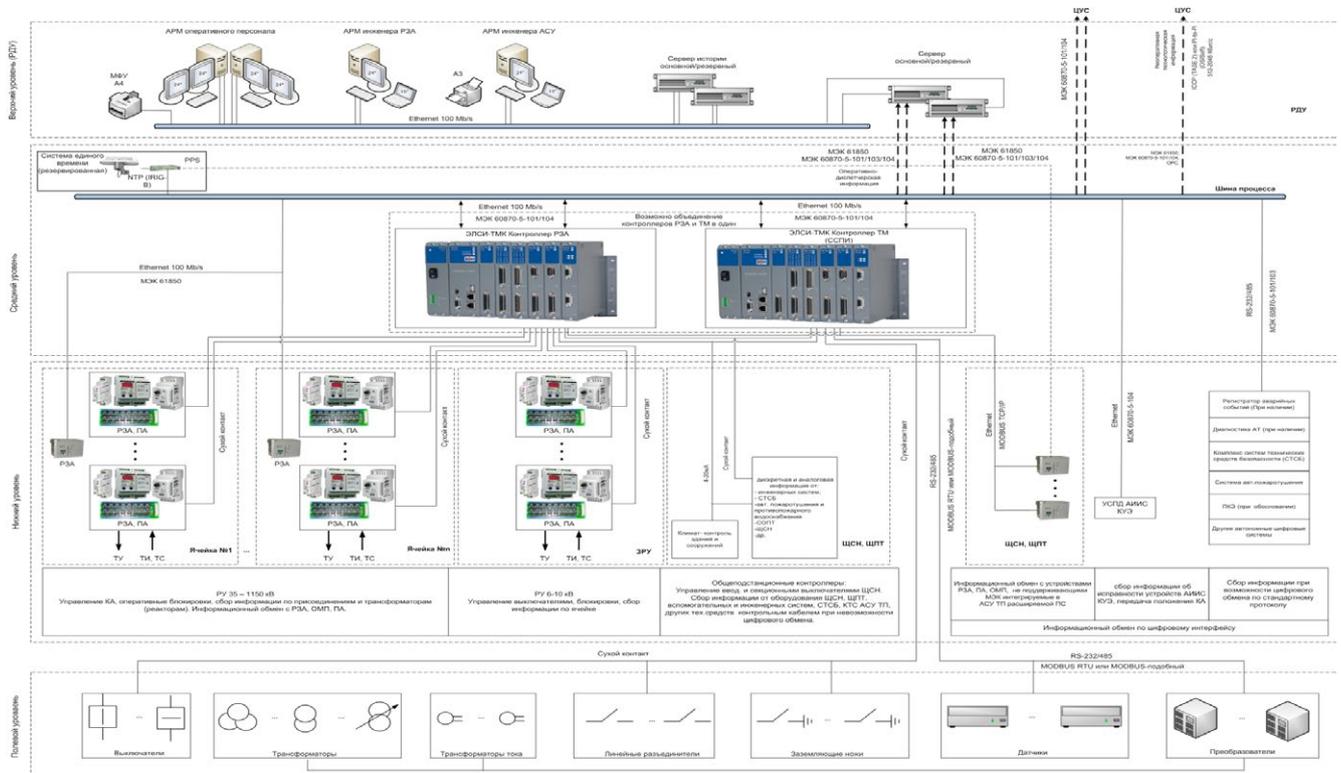
## Структура комплекса

### Структура ССПИ на базе ПТК «АСТ 1150»

В состав ПТК «АСТ 1150» входят следующие составные части:

- шкаф(ы) телемеханики – комплектные устройства на базе программируемых контроллеров ЭЛСИ-ТМК производства АО «ЭлеСи», осуществляющие функции контроля состояния объекта, выполнения логической задачи, выдачи сигналов управления на объект, обмена информацией по промышленным протоколам;
- шкаф серверный – комплектное устройство на базе промышленных компьютеров и серверов, осуществляющее функции автоматизированного сбора технологических данных с локальных систем телемеханики, последующей логической обработки и хранения собранных данных с целью предоставления пользователям и сторонним системам оперативной информации.
- шкаф(ы) приборные, предназначенные для размещения, электрического соединения и защиты от внешних воздействий цифровых измерительных преобразователей, счетчиков и прочих приборов и оборудования ПТК;
- аппаратные средства ВУ (компьютеры с соответствующим ПО, принтеры, серверы, коммутаторы, вычислительная сеть и др.);
- SCADA Infinity производства АО «ЭлеСи», обеспечивающая сбор, обработку, хранение и визуализацию технологических данных, регистрацию событий и трансляцию сообщений, а также передачу команд пользователей на исполнительные устройства;
- сервисные средства и ПО.

Типовая структурная схема телемеханики (ТМ) или системы сбора передачи информации (ССПИ) вновь строящихся или реконструируемых подстанций



### Структура ПТК «АСТ 1150» состоит из трех уровней:

- нижний уровень;
- средний уровень;
- верхний уровень.

К нижнему (полевому) уровню относятся все устройства, которые непосредственно связаны с объектом управления. С их помощью обеспечивается сбор информации и выдача команд управления, необходимых для функционирования системы телемеханики.

Главным образом нижний уровень представлен цифровыми измерительными преобразователями, обеспечивающими выполнение функций сбора и первичной обработки аналоговых сигналов. Аппаратное обеспечение цифровых измерительных преобразователей включает модули прямого ввода измерительных цепей ТТ и ТН. Кроме того нижний уровень может быть представлен контроллерами присоединения, которые помимо сбора аналоговых параметров могут выполнять определенные логические функции.

В своем составе цифровые измерительные преобразователи и контроллеры присоединения также имеют цифровой интерфейс для подключения к локальной вычислительной сети (ЛВС) подстанции через коммутаторы или непосредственно к контроллеру.

Средний уровень образуют устройства концентрации, обработки и передачи информации от устройств нижнего уровня на ВУ и от ВУ на нижний уровень. Основным элементом среднего уровня являются программируемые логические контроллеры ЭЛСИ-ТМК. Управление в ПТК осуществляется по заранее разработанному алгоритму, который выполняется циклически (прием данных – обработка – вы-

дача управляющих команд). Контроллер ЭЛСИ-ТМК обладает модульной структурой построения, обеспечивает простое расширение системы путем добавления новых модулей. ЭЛСИ-ТМК – модульный, проектно-компонуемый промышленный контроллер, поставляется в виде комплектного устройства телемеханики, с использованием промышленных шкафов. В шкафу размещаются необходимые модули ЭЛСИ-ТМК, вспомогательные устройства (модули связи, проходные клеммы, источники питания и пр.). Контроллер ЭЛСИ-ТМК имеет широкие коммуникационные возможности и гибкую структуру.

Задачей среднего уровня является организация информационного взаимодействия внутри всех элементов ССПИ посредством вычислительной сети, а также передача данных в ЦУС, РДУ и локальный АРМ дежурного энергетика.

Для организации взаимодействия между устройствами входящими в состав ССПИ на ПС организуется ЛВС

К верхнему уровню относятся средства передачи, хранения и представления информации, а также средства ЛВС, объединяющие автоматизированные рабочие станции ПС, сюда же входят АРМ оперативного и инженерно-технического персонала.

### **Состав ССПИ на базе ПТК «АСТ 1150»**

В состав ПТК входят следующие изделия:

- Шкафы приборные и телемеханики
- Шкаф серверный:
- АРМ оперативного персонала, инженера АСУ, службы эксплуатации основного оборудования разработаны на базе компьютеров.

Шкаф телемеханики и приборные обладает степенью защиты от воздействий окружающей среды не менее IP41.

### **Технические характеристики ССПИ на базе ПТК «АСТ 1150»**

#### **Характеристики питания шкафов:**

- диапазон напряжения питания от однофазной сети переменного тока с частотой  $(50 \pm 1)$  Гц, от 187 до 242 В;
- диапазон напряжения питания от трехфазной сети переменного тока с частотой  $(50 \pm 1)$  Гц, от 323 до 418 В;
- диапазон напряжения питания от сети постоянного тока от 198 до 242 В;

Система бесперебойного питания должна обеспечивать питание приборов в течении 1 часа при исчезновении напряжения.

#### **Цифровые измерительные преобразователи и счетчики электроэнергии:**

- номинальные значения измеряемых фазных напряжений, В – 57.7, 127, 230;
- рабочий диапазон измеряемых напряжений, В – от  $0,4 U_H$  до  $1,2 U_H$ ;
- номинальные значения измеряемых токов ( $I_H$ ), А – 0,025; 0,05; 0,1; 0,25; 0,5; 1; 2,5; 5; 10; 25; 50; 100;
- рабочий диапазон измеряемых токов, А – от  $0,4 I_H$  до  $1,2 I_H$ ;
- класс точности – 0.2S или 0.5S;
- интерфейс связи с контроллером – RS-485.

### **Контроллер ЭЛСИ-ТМК:**

- параметры выходных сигналов с первичных измерительных преобразователей:
  - непрерывные сигналы:
    - электрический ток – от минус 20 до 20 мА;
    - электрический ток – от минус 5 до 5 мА;
    - напряжение – от минус 10 до 10 В;
    - электрический ток – от 0 до 1 А;
    - электрический ток – от 0 до 5 А;
    - напряжение – от 0 до 100 В.
  - дискретные сигналы:
    - электрическое напряжение постоянного тока –  $24 \pm 2,4$  В;
    - электрическое напряжение постоянного тока –  $220 \pm 10$  В;
    - электрическое напряжение переменного тока –  $220 \pm 10$  В.
  - интерфейсы:
    - RS-232;
    - RS-422;
    - RS-485;
    - Ethernet.

### **Серверы:**

- процессор – не хуже Intel Core 1.8 ГГц;
- объем оперативной памяти – не менее 2048 Мбайт;
- сетевая карта, обеспечивающая работу в 100-мегабитной сети;
- жесткий диск – не менее 500 Гбайт.

АРМ оперативного персонала, инженера АСУ, службы эксплуатации основного оборудования разработаны на базе компьютеров с техническими характеристиками не хуже:

- процессор – не хуже Intel® Core® 2; 2,2 ГГц;
- оперативная память – не менее 2 Гбайт;
- жесткий диск – не менее 250 Гбайт;
- монитор диагональю – не менее 21";
- колонки;
- сетевая карта, обеспечивающая работу в 100-мегабитной сети.

### **Программные характеристики ССПИ на базе ПТК «АСТ 1150»**

Цифровые измерительные преобразователи и счетчики электроэнергии:

- протокол связи с контроллером:
  - Modbus RTU;
  - ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02-совместимый;
  - ModBus-подобный, счетчики Меркурий 230;
  - Modbus TCP/IP.

**Контроллер ЭЛСИ-ТМК:**

- автоматическая синхронизация с внешним эталонным источником астрономического времени (в том числе от приемников сигналов системы GPS) и присвоение всем сигналам меток времени с точностью 1 мс;
- языки программирования стандарта МЭК 61131-3;
- информационная емкость одного контроллера 10 000 цифровых сигналов;
- протокол опроса подчиненных устройств:
  - Modbus RTU;
  - ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02-совместимый;
  - ModBus-подобный, счетчики Меркурий 230;
  - Modbus TCP/IP.
- протокол связи с верхним уровнем:
  - Modbus RTU;
  - ModBus TCP/IP;
  - ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

Верхний уровень ССПИ на базе ПТК «АСТ 1150» базируется на SCADA Infinity, работающей под управлением операционных систем семейства Windows, со следующими характеристиками:

- горячее резервирование серверных компонент;
- резервирование каналов связи;
- протоколы приема/передачи данных:
  - ГОСТ Р МЭК 60870-5-101;
  - ГОСТ Р МЭК 60870-5-103;
  - ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;
  - МЭК 61850;
  - SNMP;
  - Modbus RTU;
  - Modbus TCP/IP;
  - OPC DA;
  - OPC HDA;
  - OPC AE;
  - OPC HAE;
  - OPC UA.
- сервер ввода/вывода;
- обработка данных;
- сервер хранения данных;
- сохранение данных с дискретностью 1 мс;
- отображение информации на АРМ оператора;
- ведение журнала событий (тревог);
- отображение графиков параметров;
- генерация отчетов;
- сервер АПТС;
- рассылка событий, файлов по SMS, e-mail;
- тонкий клиент.

## **Функции ССПИ на базе ПТК «АСТ 1150»**

### **Общие функции системы**

ССПИ обеспечивает выполнение следующих базовых функций:

- прием и первичная обработка аналоговой информации о текущих режимах и состоянии оборудования ПС;
- прием и первичная обработка дискретной информации о состоянии оборудования ПС и технологических событиях;
- автоматизированное управление (дистанционное, по месту и телеуправление) коммутационными аппаратами и отпайками РПН трансформаторов Т1, Т2;
- блокировка управления коммутационной аппаратурой;
- протоколирование событий с отображением полученной информации для оперативного персонала;
- контроль текущего режима и состояния главной схемы;
- технологическая предупредительная и аварийная сигнализация;
- функции мониторинга основного оборудования (коммутационный ресурс выключателей и разъединителей, положение РПН);
- технический учет электроэнергии; балансные расчеты;
- контроль состояния источников и сети постоянного тока и СН;
- обмен информацией с высшими уровнями иерархии управления режимами энергосистемы;
- обмен информацией с высшими уровнями иерархии управления эксплуатацией электрических сетей.

### **ССПИ обеспечивает выполнение следующих общесистемных функций:**

- тестирование и самодиагностика компонентов ПТК ССПИ;
- администрирование ССПИ;
- архивирование информации;
- защита информации;
- формирование отчетных документов;
- организация внутрисистемных коммуникаций между компонентами системы;
- организация информационного обмена со средствами смежных систем контроля и управления.

### **Функции, выполняемые контроллером ЭЛСИ-ТМК**

В состав ССПИ ПТК «АСТ 1150» входит контроллер ЭЛСИ-ТМК выполняющий следующие функции:

- сбор и первичная обработка аналоговой информации;
- сбор и первичная обработка дискретной информации;
- выдача команд на исполнительные механизмы коммутационных аппаратов;
- опрос и передачу данных от измерительных преобразователей и счетчиков электроэнергии;
- опрос систем и устройств нижнего уровня по протоколам:
  - Modbus RTU;
  - Modbus TCP/IP.
- контроль связи с подчиненными устройствами;
- передача данных на верхний уровень системы по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-50-104.

## Функции SCADA системы в составе ССПИ

В состав ССПИ ПТК «АСТ 1150» входит SCADA система – SCADA Infinity, разработки компании «ЭлеСи». SCADA Infinity предназначена для выполнения функций сбора, хранения и предоставления технологической информации на уровнях ЦУС, РДУ и уровне подстанции. SCADA Infinity обеспечивает опрос контроллеров ССПИ по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, а так же другого оборудования, поддерживающего протоколы стандарта МЭК 61850-8 MMS, ГОСТ Р МЭК 60870-5-101, ГОСТ Р МЭК 60870-5-103, Modbus RTU, Modbus TCP/IP, OPC DA.

## Функции SCADA Infinity в составе комплекса «АСТ 1150»:

- прием и обработка аналоговой информации о текущих режимах и состоянии оборудования ПС;
- управление коммутационным оборудованием;
- организация оперативных блокировок;
- прием и обработка дискретной информации о состоянии оборудования ПС и технологических событиях;
- оперативный контроль текущего режима и состояния главной схемы подстанции с АРМ персонала;
- регистрация – средствами ССПИ и МП устройств РЗА, ПА – аварийных событий (РАС), включая архивирование аварийной информации и ретроспективный анализ на АРМ РЗА и ОП;
- обеспечение доступа к МП устройствам РЗА с возможностью управления уставками МП терминалов с АРМ РЗА и АСУ и группами уставок – с АРМ ОП;
- мониторинг основного оборудования;
- технический учет электроэнергии, балансные расчеты, контроль качества электроэнергии;
- определение места повреждения на ВЛ – ОМП (средствами ССПИ и МП устройств РЗА);
- контроль качества электроэнергии;
- контроль кратковременного повышения напряжения;
- обмен информацией с высшими уровнями иерархии управления режимами – РДУ, ЦУС;
- интеграция со смежными информационно-технологическими системами (в том числе управляющими) системами, а также инженерными и вспомогательными системами на подстанции и прилегающих участках ВЛ.

Помимо этого SCADA Infinity обеспечивает:

- опрос до 2048 устройств по протоколам ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 (101), ГОСТ Р МЭК 60870-5-103, МЭК 61850-8 MMS, ModBus RTU и ModBus TCP/IP;
- опрос резервируемых устройств и использование резервируемых каналов связи;
- обмен данными по спецификации OPC DA/OPC UA (сервер и клиент), обеспечивает возможность обмена данными с АРМ и интеграции с различными сторонними системами;
- логическую и математическую обработку данных, что позволяет решать сложные вычислительные задачи;
- пересчет физических величин в инженерные по различным зависимостям, позволяет осуществлять предобработку значений параметров;
- поддержку горячего резервирования серверных компонент, гарантирует минимально возможную задержку при переходе между серверами, что позволяет максимально сократить время отсутствия функции управления объектами;
- считывание и анализ осциллограмм от устройств ПА и РЗА в формате COMTRADE;
- контроль изменений значений сигналов на соответствие нормативным или пороговым величинам и уведомление пользователей о наступившем событии или тревоге;

- выполняет функции формирования, оповещения о аварийно-предупредительной телесигнализации;
- контроль прав на чтение данных, позволяет ограничить круг пользователей, которым доступна информация о состоянии технологического процесса;
- контроль прав доступа к записи значений в сервер, обеспечивает авторизованную подачу команд управления и исключает несанкционированное управление.
- обмен данными с различными БД предприятия по интерфейсам OPC, ODBC, OLE DB, ADO, который может выполняться по требованиям, расписаниям, событиям;
- диагностику и мониторинг запущенных процессов импорта/экспорта данных;
- предварительную обработку и анализ данных, полученных из других БД, по заданным алгоритмам;
- хранение технологических данных и событий.

## Надежность системы

Надежность ССПИ обеспечена выбором и разработкой совокупности технических, программных средств и регламентом их обслуживания.

Средняя наработка на отказ оборудования ПТК составляет не менее 15000 часов. Полный средний срок службы устройств СУ не менее 15 лет. Полный средний срок службы устройств ВУ не менее 15 лет.

Среднее время восстановления работоспособности ПТК по любой из выполняемых функций составляет не более 2 часов с коэффициентом готовности не менее 0,995.

Необходимая периодичность остановов резервированных комплектов ПТК осуществляется не чаще одного раза в год, с продолжительностью не более 8 часов.

Устройства ПТК ССПИ не выдают ложных команд управления при снятии и подаче постоянного оперативного тока, при снижении напряжения ниже 20%, а также при замыкании на землю в цепях постоянного оперативного тока.

ПТК обеспечивает устойчивость к отказам входных дискретных и аналоговых сигналов (обрыв цепей, неисправность датчика), приводящим к непрерывной генерации событий, при этом не допускается зависание ПО системы.

В случае отказа ЛВС ее элементы продолжают функционировать в автономном режиме. После восстановления работоспособности ЛВС автоматически восстанавливается обмен информацией.

Кратковременная и долговременная потеря питающего напряжения не приводит к необратимым последствиям как для ПТК в целом, так и для отдельных частей. После восстановления питания оперативным постоянным током ПТК ССПИ продолжает свою работу в нормальном режиме.

Для обеспечения достаточной живучести архитектура ПТК «АСТ 1150» обладает возможностью к организации, при необходимости, горячего резервирования центрального процессора и блоков питания программируемых логических контроллеров, серверов ввода/вывода, АРМ ОП, устройств ЛВС. Все однотипные модули контроля и управления обеспечивают полную взаимозаменяемость без подстройки и регулировки в процессе эксплуатации. Отключение или выход из строя АРМ ОП не приводит к потере накопленной и оперативно получаемой после отключения информации.

## Опыт

За период с 2011-2017 гг. Компания «ЭлеСи» разработала, поставила на объекты и запустила следующие системы и оборудование на базе ПТК «АСТ 1150»:

- Система телемеханики подстанций 110 кВ для «Читаэнерго»;
- Система телемеханики подстанций 110 кВ для «Алтайэнерго»;
- Система телемеханики подстанций 110 кВ для «Кузбассэнерго-РЭС»;
- Система телемеханики подстанций 110 кВ для «Тываэнерго»;
- Диспетчерская система ЦУС для «Бурятэнерго»
- Система автоматического пожаротушения Харанорской ГРЭС;
- АСУ ТП ПС № 835 Гражданская 220/110 кВ ПАО «МОЭСК»;
- ДГУ на подстанции 500 кВ для МЭС Сибири, филиал ПАО «ФСК ЕЭС».