

Первый шаг в сторону Smart Grid



Авторы статьи раскрывают термин Smart Grid, имеющий неоднозначную трактовку, и рассказывают о том, как ведется работа по совершенствованию серии интеллектуальных приборов в рамках данной концепции.

ОАО «Электроприбор», г. Чебоксары,

ОАО «Сетевая компания», г. Казань

Последние несколько лет в среде российских специалистов в области энергетики (менеджеров высшего звена, проектантов, системных интеграторов) становится все более популярным пришедший к нам с Запада термин Smart Grid. Его можно перевести как «интеллектуальные сети».

В Европе данный термин имеет достаточно конкретное значение: это электрические сети, оснащенные в необходимой степени современными средствами телекоммуникаций, обеспечивающими двусторонние обмены в цифровом формате всех участников производства, распределения и потребления электроэнергии.

В России в понятие Smart Grid вкладывается расширенный смысл: комплексная модернизация и инновационное развитие всех субъектов электроэнергетики (и технологических, и коммуникационных) на основе передовых технологий. Причем Smart Grid в России включает в себя не только содержание сетевого функционального оснащения, но даже отличия в архитектуре построения.

Такое расширение понятия связано прежде всего с тем, что на развитие этого направления в энергетике стали выделяться значительные средства. Данная тематика стала одним из компонентов инвестиционной программы ФСК ЕЭС на 2010–2012 годы (общий объем программы – 519 млрд руб.).

Что бы в каждом конкретном случае ни понималось под термином Smart Grid, общим и обязательным

атрибутом для данного вида электрических сетей является необходимость преобразования большого количества аналоговых, по физической сути, показателей качества электрической энергии в цифровой формат.

Если на магистральных и первичных подстанциях задача оцифровывания измеряемых параметров электроэнергии в значительной мере решена, то к оцифровыванию параметров электроэнергии на наиболее широко распространенных энергообъектах – подстанциях распределительных сетей и промышленных предприятий – приступили лишь немногие передовые энергохозяйства.

Подавляющее большинство вышеуказанных подстанций построены в 70–80-х годах прошлого века. Измерительная часть их оборудования укомплектована, преимущественно стрелочными измерительными приборами и измерительными преобразователями миллиамперной идеологии. Модернизация оснащения и перевод основной массы измеряемых параметров в цифровой формат на таких подстанциях сопряжены с заметными затратами.

Наиболее дорогостоящим мероприятием на подстанциях распределительных сетей является оцифровывание результатов измерения параметров электроэнергии, контролируемых на щитах оперативного управления (при их наличии), и особенно в ячейках отходящих линий (из-за их многочисленности). Согласно ПУЭ, на каждой отходя-

щей линии должен измеряться ток, то есть, как минимум, должен присутствовать амперметр. На практике на любой отходящей линии напряжением 6–10 кВ чаще всего присутствует амперметр и ваттметр, но нередко – даже 3 амперметра, 1 ваттметр и 1 варметр.

Сегодня модернизация измерительного оснащения подстанций зачастую производится постепенной заменой каждого стрелочного прибора (или части из них) – на цифровой. Для этого не требуется слесарная доработка щитов.

Достижимые при этом результаты:

1. Значительно повышается точность и объективность измерений.
2. Возможность программно задавать диапазон измерений позволяет сократить число приборов резервного фонда.
3. Измерения в области малых нагрузок.
4. Наличие в приборах интерфейса RS-485 позволяет объединять их в цифровую информационную сеть с компьютерами, контроллерами, электронными счетчиками и многофункциональными измерительными преобразователями. Это открывает возможности сбора, централизации и трансляции данных.
5. Сокращаются затраты на обслуживание приборного парка. В среднем межповерочный интервал цифровых приборов составляет 3 года. Для обслуживания ячейки одной отходящей линии, в которой содержится от 1 до 5 цифровых

ВАРИАНТЫ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМ СБОРА И ОТОБРАЖЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ НА ЭНЕРГООБЪЕКТАХ

ВАРИАНТ 1

ПОСТЕПЕННАЯ ЗАМЕНА ПРИБОРНОГО ПАРКА



ЩВ120



ЩП120-П



ЩК120



ЩМ120

ДОСТОИНСТВА ВАРИАНТА:

Повышается точность измерения;

В цифровых приборах сохранено посадочное место и способы крепления стрелочных приборов, что исключает необходимость слесарной доработки щитов;

Программируемый диапазон параметров позволяет значительно сократить запас приборов резервного фонда;

Наличие в приборах интерфейса RS485 с протоколом ModBus RTU позволяет объединить их в цифровую сеть;

Цифровой прибор заменяет собой два устройства - стрелочный прибор и измерительный преобразователь.

Параметры цифровых приборов для энергетики:

Габаритные размеры: 120x120 мм, 96x96 мм

Рабочий диапазон температур: от -40°C до +55°C

Питание: от 85 до 242 В переменного тока или от 100 до 265 В постоянного тока

Интерфейс RS485 (протокол Modbus RTU)

Цвет индикатора: красный, зеленый, желтый

Технологическое программирование диапазона измерения, порога мигания индикатора, регулировка яркости индикатора.

ВАРИАНТ 2

КАРДИНАЛЬНАЯ РЕКОНСТРУКЦИЯ ОБЪЕКТОВ или строительство новых

Многофункциональный прибор ЩМ 120



Измерение до 27 параметров электрической сети

Рабочий диапазон температур: от -40 до +55 °С

Питание: ~85...242 В, 50 Гц или =100...265 В

Входной ток: 1 А, 5 А

Номинальное входное напряжение: 100 В

Удаленное подключение нескольких модулей индикации для отображения измеряемых параметров



ДОСТОИНСТВА ВАРИАНТА: Экономически более выгодный вариант, т.к. стоимость измерения и отображения одного параметра существенно ниже;

Высокое быстродействие <100 мс.;

Пере проверять или калибровать требуется лишь одно изделие. Индикаторные панели НЕ ЯВЛЯЮТСЯ СРЕДСТВАМИ ИЗМЕРЕНИЙ и не подлежат данным процедурам;

Возможность перенастраивать индикаторные панели под индивидуальные параметры;

Все модули индикации имеют регулировку яркости, возможность конфигурирования с помощью программного обеспечения. Подключение модулей индикации происходит по интерфейсу RS485.



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭЛЕКТРОПРИБОР

428000, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, 3

телефон: (8352) 39-99-18, 39-99-71

факс: (8352) 56-25-62, 55-50-02

e-mail: marketing@elpribor.ru www.elpribor.ru



XI Международная специализированная выставка
Передовые Технологии Автоматизации
ПТА-2011



21-23 сентября

Москва

ЦВК «Экспоцентр», павильон 3

Тематика выставки:

- Автоматизация промышленного предприятия
- Автоматизация технологических процессов
- Измерительные технологии и метрологическое обеспечение
 - Системы пневмо- и гидроавтоматики
 - Системная интеграция и консалтинг
 - Автоматизация зданий
 - Бортовые и Встраиваемые системы

Приглашаем к участию!

Организатор:

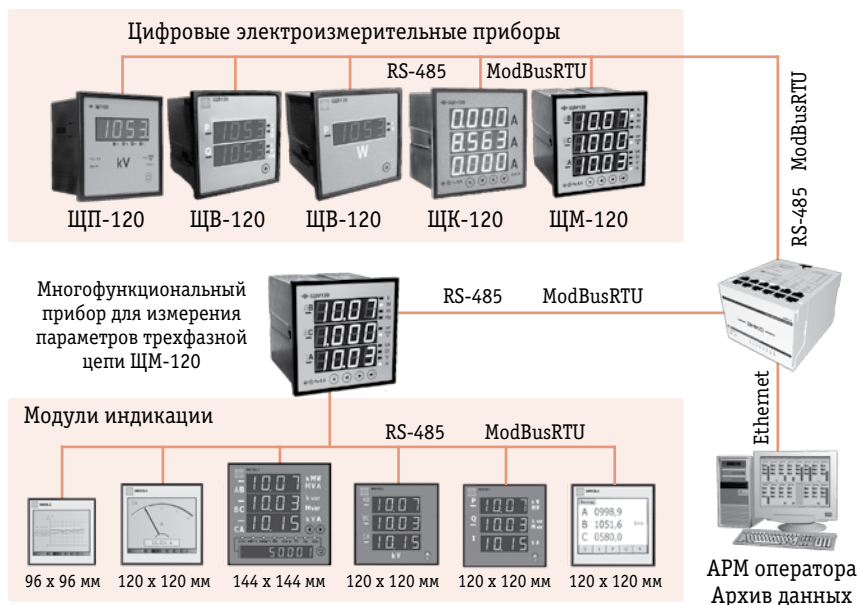
Экспоцентр

Москва:

Тел.: (495) 234-22-10

E-mail: info@pta-expo.ru

www.pta-expo.ru



▲ Пример построения системы сбора и передачи данных

приборов, потребуется 1...5 процедур поверки 1 раз в 3 года. Для обслуживания существующих аналоговых средств измерения за эти же 3 года требовалось от 3 до 15 процедур. Это влекло за собой соответствующие расходы на поверку, содержание, ремонт, дополнительный персонал, социальные выплаты.

Замена стрелочных приборов на цифровые дала и технический, и экономический эффект. До середины 2010 года такое решение не имело альтернативы.

Начиная с середины 2010 года заводом ОАО «Электроприбор» г. Чебоксары совместно с ЗАО Инженерный центр «Энергосервис» г. Архангельск начато производство многофункциональных цифровых приборов ЩМ-120. Эти приборы позволяют вычислять до 29 параметров трехфазной электрической линии. На основе данных приборов при меньших, чем в предыдущем случае, затратах на модернизацию можно реализовать более совершенные технические решения. Для этого достаточно в ячейку каждой отходящей линии устанавливать только один многофункциональный прибор.

Следует отметить основные преимущества этого варианта:

1. Возможность контролировать в цифровой сети любое количество параметров из 29, вычисляемых прибором.
 2. Возможность установки прибора на тех отходящих линиях, где есть только одно окно в панели под амперметр.
 3. Меньшие затраты на эксплуатацию: межповерочный интервал одного прибора на каждую отходящую линию 1 раз в 6 лет вместо ежегодной поверки от 1 до 5 приборов, как в предыдущем случае.
 4. Возможность дублировать результаты вычислений на удаленном щите оперативного управления с помощью внешних цифровых индикаторов, не являющихся средствами измерения и не требующих периодической калибровки и поверки.
 5. Высокое быстродействие < 100 мс позволяет использовать прибор в системах телемеханики в качестве современного многофункционального преобразователя.
- Затраты на реализацию такого подхода не будут превышать 15 тыс. руб. для каждой отходящей линии.

По такому пути сегодня пошли многие прогрессивные энергопредприятия.

Так, на подстанциях 500/220/110/35 кВ ОАО «Сетевая компания» (Республика Татарстан) в качестве основного источника первичной информации используются многофункциональные электроизмерительные приборы ЩМ-120 и ЭНИП-2, для измерения технологических параметров – ЩП-120П, Щ-120, ЩУП-120 (с учетом одинакового протокола обмена данными между устройствами). Дополнительно ЩМ-120, ЭНИП-2 позволяют контролировать и передавать до 6 сигналов телесигнализации.

В рамках концепции «умных сетей» ведется дальнейшая работа по совершенствованию серии интеллектуальных приборов.

Уже в этом году появятся новые, более совершенные варианты ЩМ-120:

- с цветным сенсорным дисплеем;
- с портом Ethernet и блоком точного времени для реализации протокола МЭК 60870-5-104;
- с портом USB – для удобства выполнения операций настройки;
- с портом CAN – для реализации возможности телеуправления.

Научно-производственный альянс Чебоксарского завода ОАО «Электроприбор», крупнейшего в России производителя средств измерений, и ЗАО Инженерный Центр «Энергосервис», опытного разработчика и крупного системного интегратора в области автоматизации в энергетике, позволяет комплексно решать задачи как метрологических служб, так и служб телемеханики и АСУ ТП энергопредприятий. ОАО «Электроприбор» берет на себя ответственность за производство и метрологическое соответствие средств измерений, а ИЦ «Энергосервис» за их разработку и интеграцию в АСУ ТП и системы телемеханики. Преимуществом такого содружества пользуются многие энергетические системы России.

Алексеев В.Л., к.т.н., председатель совета директоров;
 Романова Е.В., к.т.н., директор по основному производству, маркетингу и продажам,
 ОАО «Электроприбор», г. Чебоксары,
 тел.: (8352) 39-9918.
 Камалиев Р.Н., к.т.н., начальник службы систем учета электроэнергии и метрологии,
 ОАО «Сетевая компания», г. Казань,
 тел.: (843) 291-8559.