PS3 – S7-07

Интеграция системы автоматизации подстанции (SAS) на базе нового стандарта IEC 61.850 в существующие системы

А. ПЕРЕЙРА, Ж. ФЕРЕЙРА
Companhia Hidroeletrica do Sao Francisco – CHESF
Бразилия
alvarota@chesf.gov.br

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

IEC 61.850, интеграция, SAS, ИЭУ, защита, трудности, преимущества.

1 ВСТУПЛЕНИЕ

В настоящее время электроэнергетика переживает важные изменения, касающиеся реализации системы автоматизации подстанции - SAS (Substation Automation System), в которой применяются новые стандарты и протоколы. Стандарт IEC 61.850 принят энергокомпаниями по всему миру, и применяется для их новых подстанций. Однако наряду с новыми, продолжают использоваться прежние интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ) и протоколы связи, которые не планируются к замене еще много лет. Более того, имеются все предпосылки к тому, чтобы расширять уже существующие системы или модернизировать ИЭУ, что, в свою очередь, влияет на их структуру. Поэтому стратегии адаптации существующих SAS к новым технологиям продолжают быть очень актуальными.

Настоящая статья посвящена вопросу интеграции новой SAS на базе стандарта IEC 61.850, которая включает в себя существующие системы, что происходит при расширении или модернизации. Практическая задача, представляющая самый большой интерес, – это оптимизация обмена данными между различными технологиями. Объективно существует множество тому препятствий – новые парадигмы, новые технологии, разнообразие протоколов, топологий сети, схем распределенной защиты, концепций блокировки, использование для связи жестко смонтированных проводов наряду с Goose-сообщениями, интерфейс человек-машина и т.д. Все эти проблемы должны быть хорошо изучены с тем, чтобы впоследствии их можно было легко обходить.

Метод интеграции анализируется в его практическом применении, описанном в настоящей статье, на существующей подстанции Chesf (Companhia Hidro Eletrica do Sao Francisco) 230 кВ, работающей на протоколе IEC 60.870-5, которая была дополнена новыми трансформаторными ячейками на базе IEC 61.850. Новые ИЭУ защиты и управления были добавлены в новую LAN к исходной SAS, что повлияло на схемы резервирования, блокировки, контроля и защиты. Для достижения необходимых функциональных возможностей и технических характеристик необходимо было существенно модернизировать SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) систему подстанции. Имелся план перехода для решения в целом, с подробно расписанными этапами промежуточных топологий и стратегий проверок при стыковке существующей SAS с новой. Этот опыт выявил серьезные трудности, возникающие в процессе интеграции, однако, с другой стороны, показал и очевидные преимущества. Предполагается, что преимуществ станет еще больше после полного раскрытия потенциала нового стандарта. Особая тема после интеграции систем – возможность новых

расширений подстанции, поскольку вероятны проблемы во взаимодействии устройств от различных производителей.

Уроки, полученные в вышеописанном опыте применения, а также другие процессы перехода на новую SAS были взяты за основу при создании практического руководства по новым расширениям. Настоящая статья начинается с анализа реального опыта перехода и заканчивается описанием некоторых практических трудностей и преимуществ интеграции системы.

2 НОВЫЕ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ПОДСТАНЦИИ НА БАЗЕ СТАНДАРТА IEC 61.850

2.1 Применение стандарта IEC 61.850

Бразильские энергокомпании имеют разные уровни локальной автоматизации на подстанциях - от традиционного использования старых электромеханических реле и кнопок управления (таких подстанций становится все меньше) до полностью цифровых подстанций (число которых постоянно увеличивается).

Первая редакция стандарта IEC 61.850 вышла в 2004 году. Стандарт подразумевает разительное изменение в парадигмах, поскольку он основан на стандартизированных информационных моделях, семантике данных, общем использовании языка конфигурирования подстанций SCL (Substation Configuration Language), функциональной визуализации и усовершенствованных сервисах связи для информационного обмена.

На Chesf стандарт начал применяться в 2006 году, когда было разработано техническое задание на новую SAS. Первая из них была интегрирована в электрическую систему в 2007 году. Она была принята для станционной шины SAS новых спецификаций для подстанций свыше 500 кВ. До того, как было принято такое решение, множество производителей уже поставили свою SAS на несколько подстанций, используя собственные и некоторые стандартизированные протоколы связи, такие как: Conitel, EFIP, K-Bus, Modbus, Profibus, Fieldbus, IEC 60.870-5-101/103/104, IEC 60.870-6, DNP 3.0 и т.п. Эти существующие SAS часто требуют дополнения новыми присоединениями и расширения функциональных возможностей. При этом часто возникает проблема отсутствия необходимых дорогих устаревших компонентов. Для их приобретения требуется прямой контакт с первоначальным производителем, что связано с экономическими и юридическими ограничениями, особенно в национальных энергокомпаниях.

Адаптация существующей SAS для интеграции с SAS на базе стандарта IEC 61.850 является обязательным требованием, выполнение которого позволит устранить ограничения существующих SAS и переориентировать их на новые технологии, что обеспечит возможность будущих дополнений их обновленными продуктами и решениями. Одна из возможностей – использовать шлюзы для связи с теми ИЭУ, которые не поддерживают стандарт IEC 61.850. Это влечет за собой необходимость использовать дополнительные промежуточные устройства, увеличивает время ожидания и дополнительные расходы. Другая возможность – реализовать локальный SCADA-сервер, функционирующий как концентратор подстанции, обменивающийся данными с существующей SAS и с новой на базе стандарта IEC 61.850 по сети Ethernet. Конечно, конкретное решение будет зависеть от особенностей конкретного объекта.

2.2 Реальное применение

В настоящей статье приводится реальный пример подстанции Chesf 230 кВ, находящейся в эксплуатации 7 лет, работающей на протоколе IEC 60.870-5-101/103, которая была дополнена новыми трансформаторными ячейками на базе стандарта IEC 61.850.

СУЩЕСТВУЮЩАЯ СИСТЕМА

Существующая SAS схематично показана на рисунке 1, на голубом фоне. Она сформирована многофункциональными ИЭУ защиты и управления, соединенными последовательными каналами связи с центральными блоками управления. Эти концентраторы собирают данные с ИЭУ и осуществляют блокировку на уровне станции, обеспечивают местную связь со SCADA-серверами ИЧМ системы WinCC и связь с COR (Центр дистанционного оперативного управления). В нескольких отчетах отражены проблемы,

возникающие в этом случае с запасными частями, реализацией протоколов, обслуживанием ИЭУ и т.д.

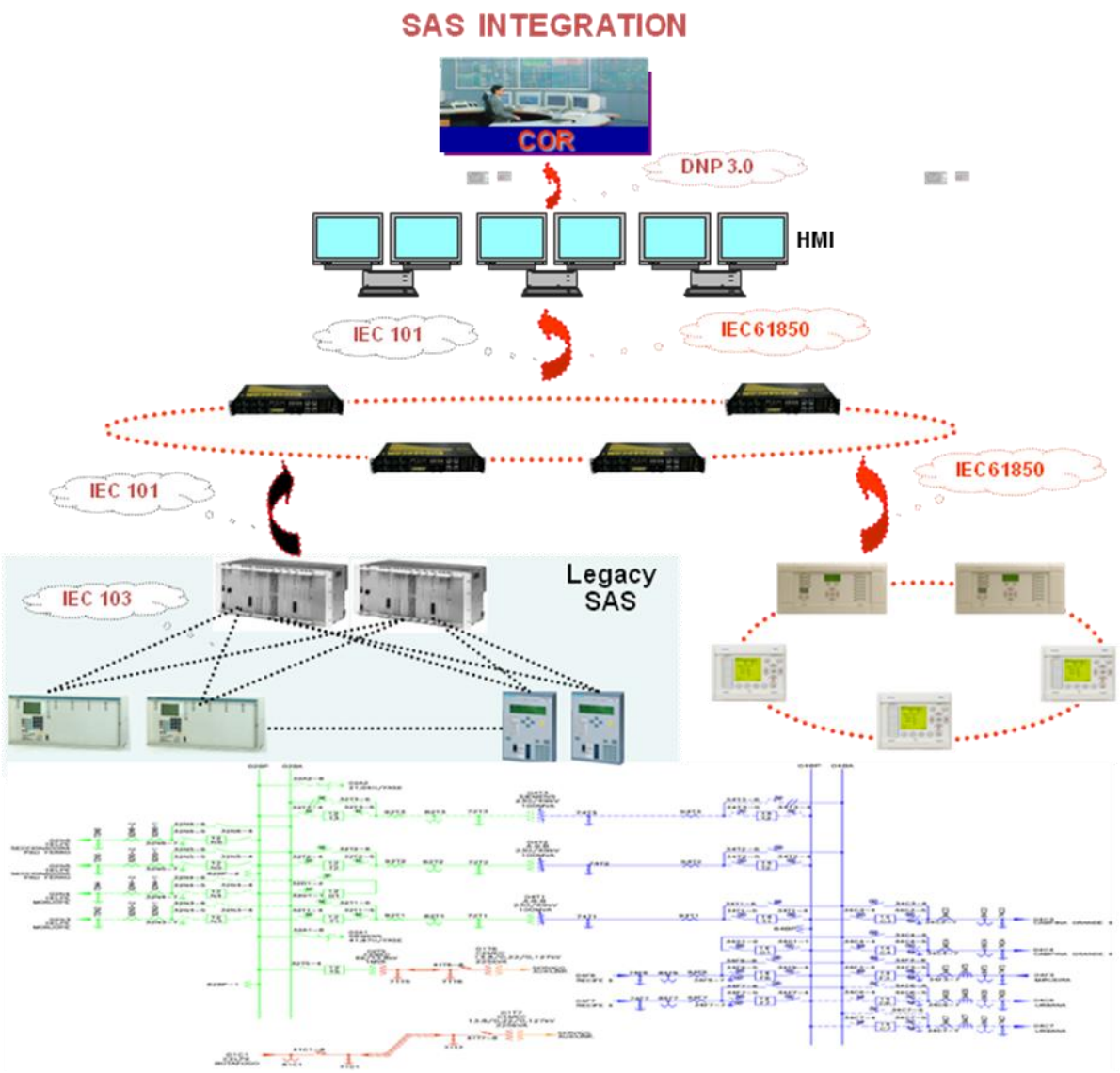

Рис. 1: SAS на базе IEC 61.850 и существующая система

SAS НА БАЗЕ IEC 61.850 И СУЩЕСТВУЮЩАЯ СИСТЕМА

Как показано выше на рисунке 1 красными пунктирными линиями, новые трансформаторные ячейки были реализованы на базе стандарта IEC 61.850. Существует канал связи Ethernet, сформированный резервными коммутирующими устройствами, с подключением к ИЭУ и новой локальной SCADA. Новая SCADA была поставлена для связи как с существующей SAS, так и с SAS на базе IEC 61.850. Она была реализована с решением SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia), разработка CEPEL (Electric Power Research Center). В этом решении, помимо стандартных функций ИЧМ, используются резервные серверы, осуществляющие управление базой данных реального времени, и расширенные применения. Оно заменило существующую систему SCADA на базе WinCC, обмениваясь данными по сети Ethernet одновременно по:

- протоколу IEC 60.870-5-101, с имеющимися центральными блоками управления, с существующей SAS;
- протоколам на базе IEC 61.850 (TCP/IP, MMS и Goose), с ИЭУ новых трансформаторных ячеек;

- протоколу DNP 3.0, с системой COR.

Интегрированная структура схематично показана выше на рисунке 1.

ПЕРЕХОД

Процесс перехода не был легким делом. Интеграция новых трансформаторных ячеек и переход на новую SAS должны осуществляться без прерывания энергоснабжения и каких бы то ни было крупных эксплуатационных повреждений. Поэтому был разработан очень подробный план перехода, с описанием основных задач, стратегий, этапов, топологий перехода SAS, контрольными списками, необходимыми проверками, вопросами безопасности, графиками, планами профилактики и уменьшения последствий аварий.

Новые объекты ввода данных были сконфигурированы для ИЧМ на новой платформе. Такова была трассировка точек ввода данных по новой топологии. Приемосдаточные испытания измененных объектов также проводились без прерывания энергоснабжения. Гибридная SAS была установлена на подстанции. Все испытания были успешно пройдены.

Позднее план был адаптирован для последующих подобных переходов, один из которых был реализован с другой существующей системой. Интеграция существующей SAS на базе удаленных терминалов телемеханики (RTU) – еще один успешный переход, реализованный в электрической системе.

Необходимо всегда учитывать особенность такой интеграции – выполнив большой объем подготовительных работ и вложив инвестиции в активы, получаем сеть Ethernet на базе стандарта IEC 61.850, которая может содержать новые и модернизированные присоединения, в том числе из существующей SAS.

ДОКУМЕНТАЦИЯ

Данные Goose-сообщений разбросаны по многим типовым документам и описаниям различных инструментов ИЭУ. Поэтому была разработана виртуальная карта, так называемая "Goose-карта", с указанием информационных потоков, источников информации, назначений, описаний, адресов и т.д., см. рисунок 2. Она связывает серверы публикаций и подписчиков, их сообщения, каналы и описания.

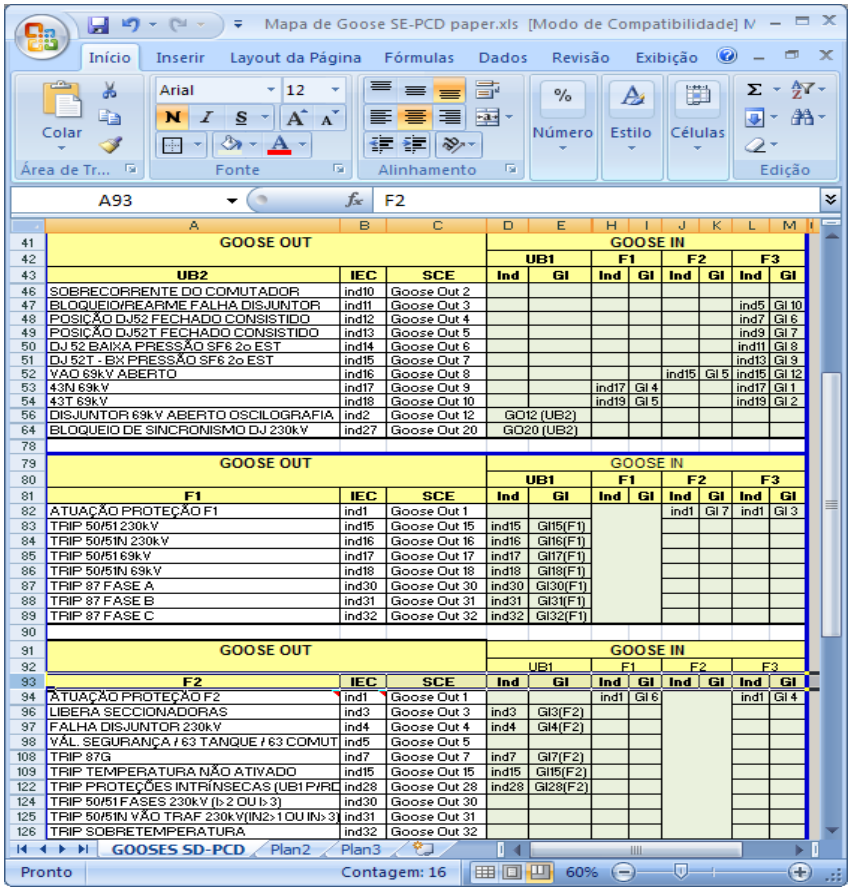

Рис. 2: Пример "Goose-карты"

Кроме того, была разработана функциональная "Схема защиты", которая отражает функциональную взаимосвязь функций защиты ИЭУ и выключателей, см. пример на рисунке 3. В этом случае в схеме защиты трансформатора используются 3 (три) реле защиты F1, F2 и F3, которые могут подавать команды на отключение 2 (двух) выключателей - 14T1 и 12T1.

Голубой пунктирной линией показаны Goose-сообщения, поступающие в и из ИЭУ. Они используются для получения данных о состоянии функциями блокировки, схемой УРОВ и телеотключения. Красными линиями показаны физические соединения между ИЭУ и выключателем – это необходимо для выполнения отключений. Следует заметить, что команды на отключение могут подаваться как самим устройством защиты, так и источником телеотключения, т.е. поступать с другого ИЭУ.

Схема защиты очень помогает при выполнении приемосдаточных и интеграционных испытаний, заполняя пробелы в документации. Она полезна и для выполнения техобслуживания, так как позволяет экономить время на поиск функциональных схем и инструментов от различных производителей.

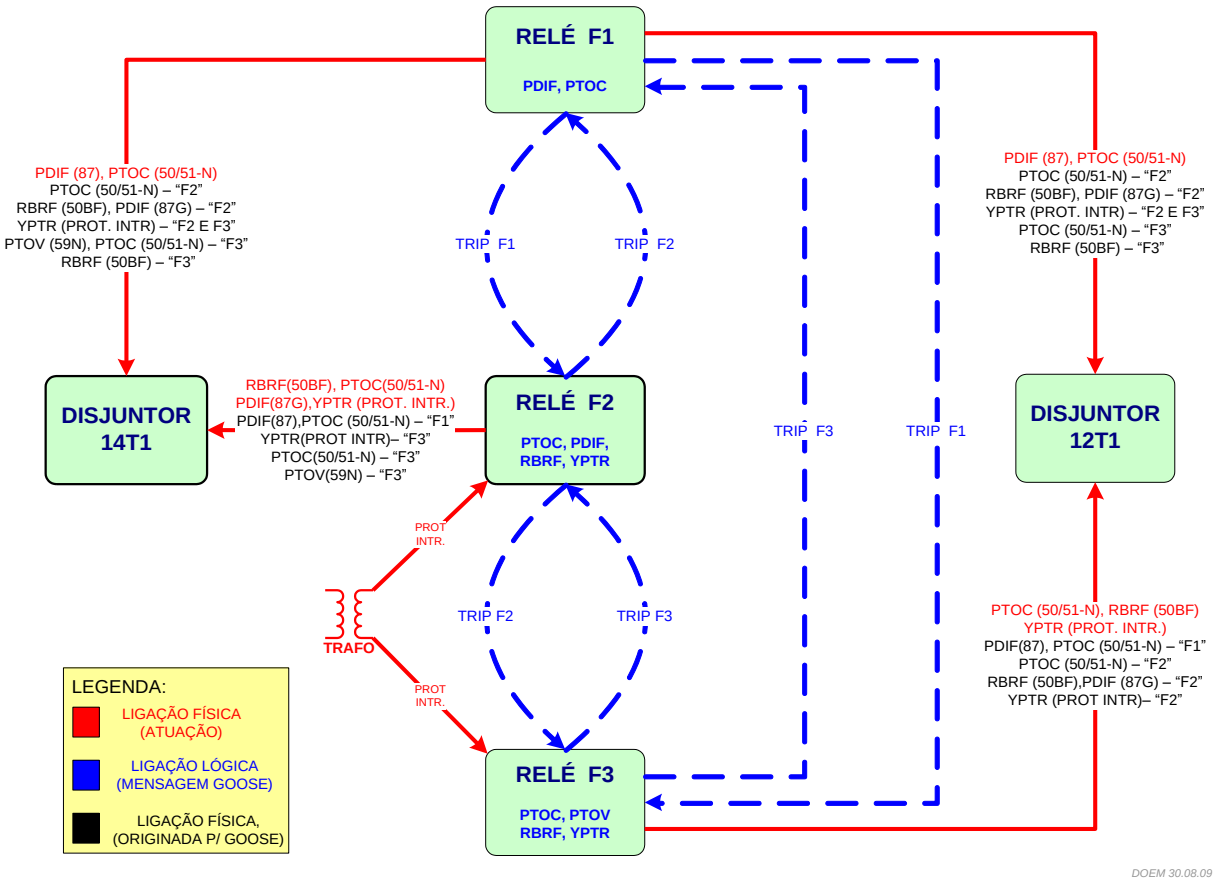

Рис. 3: Пример «Схема защиты»

О трудностях и преимуществах говорится в следующей разделе.

2.3 Трудности и преимущества

Потребность в интеграции совершенно очевидна, но для получения хороших результатов необходимо сделать много работы. Некоторые трудности очевидны заранее – они связаны с использованием новых концепций и сложностями функциональных возможностей стандарта IEC 61.850. С другой стороны, стандарт потенциально обеспечивает большие преимущества.

Реальные применения, реализованные на подстанциях высокого напряжения в Chesf, выявили множество трудностей и преимуществ, которые были очевидны заранее, но к ним добавились и некоторые другие, на которые стоит обратить внимание.

Некоторые серьезные дополнительные **трудности**, найденные в процессе интеграции SAS, описаны ниже:

- Отсутствие технических знаний о стандарте, компьютерных сетях, инструментах мониторинга и техподдержки. В типовой документации нет подробной спецификации и трассировки точек ввода данных;
- Очень важные системные функции реализуются с помощью Goose-сообщений, поэтому они должны передаваться по очень надежным сетям. Есть необходимость улучшить функции контроля в реализации ИЧМ;
- Техническое задание должно быть очень подробным, включая дополнительные точки контроля и объекты ИЧМ для мониторинга сети и информационного обмена. Кроме того, необходимо более подробно описать функциональные и эксплуатационные проверки;
- Наблюдается чрезмерное использование базовых объектов GGIO, с потерей семантики. Новая редакция IEC 61.850 и новые ИЭУ, можно надеяться, устранят эту проблему;
- Очень важна увязка Goose-сообщений. Для успешного импорта и экспорта необходимы базовый инструментарий и более совершенные программы обработки файлов SCL;
- Большое значение имеет наличие очень подробного плана перехода, в котором должны быть определены основные задачи, стратегии, этапы, топологии перехода SAS, контрольные листы, функциональные испытания, вопросы безопасности, графики и планы уменьшения последствий аварий.

Многие преимущества применения стандарта IEC 61.850 уже известны: стандартизация, взаимодействие ИЭУ от различных производителей, гибкость топологии, сокращение кабельной сети, распределенная автоматизация, низкие расходы и т.д.

Процесс интеграции SAS показал дополнительные **преимущества**:

- Во-первых, функциональные проверки стали более строгими. С помощью программ анализа сети (например, Wireshark) можно получить хорошее представление о прохождении сообщений по сети. Программные инструменты позволяют выполнить стандартные аппаратные проверки, не прерывая работу сети;
- Использование Goose-сообщений вместо ограниченного количества цифровых выходов и входов обеспечивает большую гибкость реализации наряду с уменьшением расходов;
- Оперативный мониторинг Goose-сообщений позволяет сделать схемы защиты более надежными, добавить логическое резервирование посредством команд телеотключения защит;
- Гибридную SAS можно считать совместимой со стандартом IEC 61.850, потому что новые SCADA-серверы могут работать как шлюзы при подключении к другим ИЭУ, подстанциям или диспетчерским центрам. Эта возможность будет учтена в новой редакции стандарта;
- После интеграции с сетью, поддерживающей стандарт IEC 61.850, вся подстанция оказывается готовой к модернизации существующей SAS и к новым расширениям, что уменьшает зависимость от разнообразия протоколов.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время IEC 61.850 является объективной реальностью в электрических системах, его все шире принимают и используют на практике во всем мире. Большинство применений выполнено на новых подстанциях одного производителя, но есть и примеры реализаций с оборудованием от нескольких производителей.

Варианты перехода существующих систем на новую SAS на базе стандарта IEC 61.850 – широко обсуждаемая тема. Интеграция SAS на базе IEC 61.850 с существующими системами требует подробного плана, все аспекты этого процесса должны быть проанализированы заранее.

Особый момент после интеграции – возможность новых расширений подстанции, несмотря на проблемы во взаимодействии оборудования от различных производителей. В соответствии с новым стандартом весь процесс инжиниринга SAS становится более объемным.

В работе представлено несколько опытов, полученных при первом применении стандарта IEC 61.850 и интеграции с существующей SAS. В процессе реализации обнаружились важные моменты, эти уроки были усвоены, а новые трудности и преимущества будут обобщены.

ЛИТЕРАТУРА

[1] M. Adamiak, D. Baigent, R. Mackievicz – “IEC61850 Communication Networks and Systems in Substations: An Overview for Users”, Protection & Control Journal - GE Digital Energy 8th Edition, 2009, стр. 61-68;

[2] J. Holbach, J. Rodriguez, C. Wester, D. Baigent, L. Frisk, S. Kunsman – “First IEC61850 Multivendor Project in the USA”, PAC World magazine, осень 2007 г., стр. 50-58;

[3] K. Schwarz – “Comparison of IEC 60870-5-101/-103/-104, DNP3 and IEC 60870-6-TASE.2 with IEC 61850”, www.scc-online.de, Издание 2008-10-03;

[4] W. Wimmer – “Designing IEC61850 systems for maintenance, retrofit and extension”, PAC World magazine, Spring 2008, стр. 46-51;

[5] J. Holbach, T. Dufaure “Comparison of IEC61850 GOOSE messages and control wiring between protection relays”, DistribuTECH 2009;

[6] International Standard IEC61850 - “Communication Networks and Systems in Substations E1”;

[7] R. Aguilar, J. Ariza – “Testing and Configuration of IEC 61850 Multivendor Protection Schemes”, Transmission and Distribution Conference and Exposition, IEEE 19-22 апреля 2010 г.