



PS5 – S2-01



Структура данных и информации для РАС и применений в эксплуатации

**Ж. ОРДАКЖИ¹, Й. ПАТРИОТА ДЕ СИКЕЙРА², Р. МЕНЕЗЕС ДЕ МОРАЭС³,
Р.Б. СОЛЛЕРО⁴
ONS¹, CHESF², UFF/ONS³, Ceper⁴
Бразилия
jorgemo@ons.org.br**

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Данные, информация, структура, иерархия РАС, МЭК 61850, система измерения синхронного фазовращателя, системы управления активами.

1 ВСТУПЛЕНИЕ

В модели энергетической промышленности Бразилии (BEEI) используется конкуренция среди генерирующих и распределительных компаний в соответствующих сегментах, компенсации передающим компаниям в зависимости от предоставленных активов, оператор энергосистемы (ISO) и торговая палата по электроэнергетике (EETC), являющиеся независимыми организациями. Несмотря на успешность конкуренции, все сегменты BEEI согласны с тем, что для собственного же блага необходимо сотрудничать во многих областях. Обработка данных и информации является одной из таких областей, приносящей выгоду национальной объединенной энергосистеме (NIPS), включающую линии и оборудование на номинальное напряжение 230 кВ и выше.

Специальный комитет В5 отделения СИГРЭ в Бразилии рассматривает возможность создания рабочей группы по этой теме. Позднее в работу по созданию руководства по информационным структурам будут вовлечены другие специальные комитеты бразильского отделения СИГРЭ. В этом руководстве предполагается отразить обратную связь с международным сообществом РАС с целью определения первых этапов работы. Следующие 10 лет ожидаются самыми плодотворными для РАС инжиниринга, поэтому преобразование данных в информацию и извлечение их на каждом уровне в соответствии с атрибутами приведет к значительному развитию энергосистем.

2 СТРУКТУРА ДАННЫХ И ИНФОРМАЦИИ (DATA INFORMATION STRUCTURE – DIS)

2.1 Иерархия РАС

Предлагаемая структура зависит от наличия соответствующих систем связи на всех уровнях рабочей иерархии. Вопросы связи будут обсуждаться позднее, специальным комитетом D2 – Информационные системы и телекоммуникации – отделения СИГРЭ в Бразилии.

Концепция DIS основана на переводе данных в информацию на самом низком из возможных уровне в действующей структуре. Чем выше иерархический уровень, тем более строгие требования к используемой информации. Другими словами: информация может поступать с самого низкого уровня с высоким исходным добавочным значением и, таким образом, переходить сразу же на более высокий и даже на самый высокий уровень, или же ее добавочное значение может увеличиваться постепенно по мере продвижения по иерархической

структуре. Концепция DIS также основана на оптимизации обработки и проверке однородности и непротиворечивости данных и информации.

Ключевой вопрос состоит в том, в каком месте структуры начинать преобразование данных в информацию. Должно ли преобразование начинаться в объединяющем устройстве (ОУ)? Хотя это и возможно, обработка некоторых данных в ОУ может означать добавление им некоторой функции помимо объединения сигналов. Это желательно только для таких локальных функций, как сигнализация. Поскольку ОУ постепенно объединяются с первичным оборудованием типа трансформаторов тока, силовых трансформаторов и т.д., их концепция будет постепенно ассоциироваться только с публикацией измеренных сигналов, оставляя функции принятия решения за другими ИЭУ. Ранее преобразование таких необработанных сигналов в обработанную информацию желательно, поскольку это способствует уменьшению трафика сети. Поэтому, по возможности, это должно делаться на первом уровне ИЭУ. С другой стороны, в этом вопросе полезна определенная стандартизация, поскольку возможны проблемы взаимодействия из-за того, что различного рода данные поступают от ОУ различных производителей.

DIS должна обеспечить входные данные для всех типов алгоритмов и программ, необходимых для работы в стандартных условиях, см. рисунок 1 [1]:



Рис. 1: Состояния энергосистемы: Схема Финка и Карлсона

Ожидаемые преимущества DIS отражены в Таблице 1:

Табл. 1: Преимущества DIS

Иерархические уровни	Преимущества
На всех уровнях	Четкая регистрация данных и информации
	Записанные данные, составляющие информацию, передаются на более высокие уровни только по запросу или автоматически, если при проверке функции была обнаружена проблема
	Перспектива применения распределенной обработки по всей рабочей иерархической структуре
	Оптимизированное использование осциллографии, последовательности событий (SOE), регистров качества энергии, SMS и AMS
На верхних уровнях (диспетчерские центры)	Производительность обработки функций Системы управления энергией (EMS) будет увеличена
	Более сложные и быстродействующие инструменты для работы в режиме реального времени
	Более удобные для пользователя инструменты и системы
На нижних уровнях	Обратная связь с верхними уровнями

(станция, присоединение, процесс)	Защита и управление с функциями адаптации
	Упрощенная защита элементов и дистанционная параметризация SIPS
	Упрощенное дистанционное обслуживание станции
	Улучшенное взаимодействие эксплуатационных и ремонтных служб, в основном, на необслуживаемых станциях

Одно важное соображение: в настоящее время для управления энергообъектами взаимовыгодный обмен данными или информацией не является обязательным условием: как правило, он устанавливается после двустороннего обсуждения. Поэтому реализация DIS не будет чисто техническим вопросом: управление должно развиваться таким образом, чтобы все сегменты ББЭИ получили от этого преимущества. Ожидается, что DIS позволит передавать данные, информацию и управляющие команды во всех направлениях действующей иерархии, руководствуясь экономичностью решений и соблюдая определенные правила. На рисунке 2 показаны относительные количественные требования к данным и информации по всей действующей иерархии:

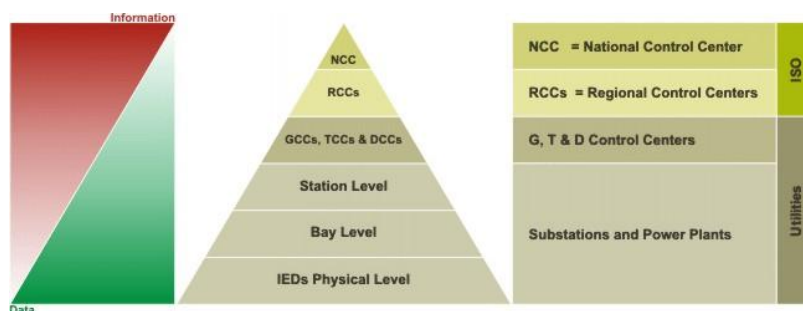


Рис. 2: Относительные требования к данным и информации

Помимо традиционных источников данных имеются готовые AMS и SMS. В Бразилии интерес к синхронизированному измерению возник в 1990-ые годы, когда в ситуации обширных повреждений стали возникать проблемы обеспечения необходимых динамических характеристик системы. Однако лишь в 2000 году ISO начало работать над внедрением широкомасштабной SMS для NIPS. Основная задача заключалась в повышении надежности NIPS и эффективности эксплуатации при помощи SMS для регистрации динамических повреждений, оперативного мониторинга и совершенствования оценки состояния. Теперь, когда получен удовлетворительный опыт, SMS может использоваться и в других применениях, таких как глобальное управление и защита. Бразильский план внедрения SMS включает три основных этапа: проектирование системы сверху донизу; строгие аттестационные испытания оборудования и поэтапное внедрение. Была разработана спецификация системы и восемь ЦППСов было отобрано для участия в испытаниях. Поскольку ни один из испытуемых ЦППСов не прошел проверку успешно (в соответствии со стандартом IEEE C37.118-2005), производителям необходимо доработать эти устройства и повторно провести испытания. Сертификация ЦППС необходима для получения необходимых эксплуатационных характеристик глобальной SMS и является фундаментальным этапом, с которого можно начинать внедрение SMS [2].

В 2001 году федеральный университет Санта Катарина (UFSC) совместно с энергокомпанией начал проводить научное исследование, результаты которого позволили обеспечить необходимые динамические характеристики NIPS при последних крупных повреждениях. В настоящее время выполняется другой проект при участии UFSC, который установил ЦППС на трех подстанциях 500 кВ [3]. Как показал предшествующий опыт, огромный объем данных синхронного фазовращателя будет сгенерирован и передан на верхние уровни. Каким образом эти данные будут обрабатываться и интегрироваться в приложения EMS, являлось предметом обсуждения при разработке технического задания на систему. Действующая редакция IEEE C37.118 включает передачу данных синхронного фазовращателя по протоколу МЭК 61850. Предполагается, что это упростит интеграцию SMS с другими РАС-системами.

От AMS ожидается, что энергокомпании будут преобразовывать свои данные в информацию и нести должную ответственность за соответствующие активы. Информация SMS и AMS может быть полезна для улучшения технических характеристик SIPS.

2.2 Преобразование данных в информацию

Достоверные цифровые данные или информация (D/I) должны создаваться в соответствии с их стандартными функциями и требованиями к применению: необходимость, разрешение, точность, латентность, время обработки, время синхронизации и т.д. [4]. Преобразование данных в информацию должно выполняться простым и надежным способом. Рабочая среда станции по стандарту МЭК 61850 полностью соответствует данной задаче. На рисунках 1 и 2 показано, как макрофункции должны взаимодействовать в зависимости от состояния энергосистемы и затем решать, что, почему, где, кем и сколько цифровых входов должно обрабатываться. С учетом того, что SSC=EMS+SCADA, в таблице 2 дается предложение к обсуждению о том, чтобы обеспечить обратную связь с рабочей группой, которая будет создана в рамках специального комитета В5 Бразильского отделения СИГРЭ:

Табл. 2: Энергосистема в нормальном состоянии

Макрофункции →	SSSS	SSC SAS	RMS	EQMS AMS	SMS	CPS+SIPS	DRS	ARS
Состояния энергосистемы →								
ЦУС								
РДС								
G/T/DCCs								
Уровень станции	↑↑	↓↑↑	↑↑	↑↑	↑↑	Адаптивные функции ↓		
Уровень присоединения					↓⇒			
Уровень ИЭУ		Те же количества (*)				Те же количества		(*)
Макрофункции Состояния →	Активное		Мониторинг/Измерение			Резервное		

Таблица 2 четко показывает, что макрофункции, относящиеся к устойчивому состоянию энергосистемы, должны совместно использовать одни и те же цифровые входы, а те, которые относятся к временному состоянию энергосистемы, должны совместно использовать другой набор тех же цифровых входов, при этом выходной сигнал цифровых измерительных трансформаторов (DITs) должен быть точно настроен в соответствии с требованиями к рабочей среде станции по стандарту МЭК 61850. SCS, SAS, RMS, EQMS, AMS и ARS должны совместно использовать одни и те же аналоговые величины, поскольку это самый низкий уровень, на котором они присутствуют все вместе. В настоящее время ситуация такова, что различные сегменты ВЕЕИ, являющиеся пользователями RMS, EQMS и AMS, получают разные результаты для одной и той же величины.

Определение состояния присоединения по физическому уровню ИЭУ и использование этой информации для проверок на уровне станции облегчает работу систем обработки на более высоком уровне. RMS в Бразилии получит большую пользу от деятельности рабочей группы СИГРЭ В5.41 – Исследование возможностей совершенствования систем учета энергии для выставления счетов на оплату на подстанциях. DIS позволит CPS и SIPS получить комплексные адаптивные функции. Информация с очень высоким добавочным значением будет перемещаться на нижние уровни, поэтому SIPS может быть переконфигурирован в соответствии с уточненным состоянием энергосистемы.

Чтобы упростить преобразование данных в информацию, оно будет выполняться устройством создания информации (ICB). ICB необязательно должен быть стандартным для всех иерархических уровней и для всех типов информации. ICB будут реализованы согласно требованиям качества информации самым простым и быстрым способом, который предполагает наименьшие затраты. Затем ISO, EETC и энергокомпании будут свободны в реализации своих ICB с учетом того, что между двумя и более иерархическими уровнями будут

выполняться передача и проверки. Таким образом, ICB в DIS должен обеспечить входы для всевозможных алгоритмов и программного обеспечения, необходимого для работы в стандартных условиях, см. рисунок 1.

Наборы цифровых и аналоговых (D/A) данных должны преобразовываться в информацию с целью соответствия настоящим и будущим требованиям к распределенному управлению. То же касается наборов данных и информации, необходимых для создания информации с более высоким добавочным значением. Независимо от средств создания информации концепция, взятая за основу ICB, должна быть четко определена и согласована с ISO, ЕЕТС и энергокомпаниями. Несколько ICB будет проанализировано и классифицировано в соответствии с достоинствами и недостатками в руководстве по DIS бразильского специального комитета В5.

На физическом уровне ИЭУ программируемая логика и алгебраические операторы уже готовы для преобразования данных в информацию. На этом уровне должны выполняться всевозможные проверки. На уровне станции программируемая логика и алгебраические операторы тоже присутствуют, и вполне вероятно, что для какой-либо конкретной информации ICB потребуются данные с того же или других уровней. Должны ли ICB использовать логические блоки и алгебраические операторы или локальный модуль оценки состояния на уровне станции? Это вопрос для дальнейшего обсуждения.

Задачей является обеспечить все диспетчерские центры цифровой информацией самого высокого качества, при этом SCS не будут зависеть от конфигураторов сети, модулей оценки топологического состояния и – почему бы и нет? – от модулей оценки состояния! Модуль оценки динамического состояния в региональных диспетчерских центрах ISO, которые являются более крупными пользователями информации, будет очень актуален. Диспетчерские центры генерирующих, передающих и распределительных энергокомпаний должны эффективно взаимодействовать и быть обеспечены всей необходимой цифровой информацией.

Что касается национальных и региональных диспетчерских центров ISO, то здесь есть хорошие новости: их системы оперативного диспетчерского управления (SCS=SCADA+EMS) почти стали реальной сетью. Практически все энергокомпании модернизировали свои SCS, таким образом, на трех самых верхних иерархических уровнях используется самая качественная цифровая информация с нижних уровней.

2.3 Непротиворечивость и когерентность цифровой информации

Непротиворечивость и когерентность данных, а также информация, используемая для создания новой информации с более высоким добавочным значением должны проверяться перед вводом набора данных в ICB. Всякий раз при создании информации требуется все больше проверок. Аварийные и предупредительные сигналы уходят с проверок, выполняемых после каждого ICB. Оксфордский толковый словарь современного английского языка толкует непротиворечивость как качество одинакового поведения в одной и той же ситуации или имеющий одинаковый стандарт (одинаковый уровень качества), а когерентность – как ситуацию, в которой все части или некоторые из них полностью соответствуют друг другу. В контексте DIS эти термины должны пониматься следующим образом: непротиворечивость – это одинаковый уровень качества, необходимый для наборов данных или информации согласно конкретному применению, а когерентность – согласие применять одни и те же данные или информацию во всех взаимосвязанных функциях.

Здесь вновь должны учитываться логические блоки, алгебраические операторы и локальный модуль оценки состояния как инструменты проверки непротиворечивости. Например, значения активной (реактивной) мощности, измеренные на уровне, могут быть алгебраически добавочными для соответствующей шины, если результат оказывается ниже порогового значения.

Проверки когерентности должны быть выполняться в ICB с тем, чтобы при вводе резерва выбрать наилучшую имеющуюся информацию. В этом случае адекватным инструментом будут модули оценки состояния на уровне станции.

2.4 Вопросы резервирования и безопасности для данных и информации

Резервная цифровая информация – настоящее благословение, однако применяться должна только лучшая в каждом классе соответствующего иерархического уровня. Всегда

когда резервная цифровая информация имеется по определению (в этом случае она ничего не стоит) или ее наличие – вопрос небольших денег, должно выполняться ранжирование по качеству. Эта методика позволяет рассматривать цифровую информацию во второй строке в случае отсутствия наилучшей в первой. Вероятно, самый простой способ выполнить ранжирование по качеству – во время проверок непротиворечивости и когерентности. В любом случае, если будет использоваться ICB, должны быть проанализированы и другие альтернативы, с учетом характеристик, упомянутых выше в пункте 2.2.

Например, экранное представление схемы шин с четырьмя взаимосвязанными секциями, и четыре различных показания напряжения раздражает пользователя. Посылая значения напряжения на более высокий уровень как просто данные с уровня подстанции, мы создадим нежелательное усиление трафика и сохраним, при этом, отображение четырех напряжений на всех верхних уровнях. Нетрудно выбрать наилучшее измерение на любом уровне, однако везде, кроме SL, для выбора требуется больше данных, и т.д. Выбрать наиболее адекватное напряжение на уровне подстанции и послать его на верхний уровень в качестве информации является гораздо более рациональным. Таким образом, SCS, SAS, RMS, EQMS не будут чувствительны к противоречивости входных данных.

Функции кибербезопасности должны согласовываться с основными характеристиками, определенными для новой сети SCS, которые ISO обеспечивает для своих национальных и региональных диспетчерских центров. Концепции кибербезопасности не едины и неравноценно используются на иерархических уровнях и в энергокомпаниях, эти функции должны иметь весовые коэффициенты в соответствии с Таблицей 3:

Табл. 3: Вопросы кибербезопасности

Основные требования	Весовые коэффициенты для <u>всех</u> основных требований	
Брандмауэры, системы предупреждения вторжения (IPS), маркеры и контроль безопасности	Управление безопасностью	
	Программа для повышения сознательности персонала, имеющего доступ к особо важным активам	
	Сети должны сегментироваться на уровне диспетчерских центров	
Подготовка по требованию к защите от конкретных вирусов	Электронная безопасность внешних границ	Управление трафиком посредством брандмауэров и IPS
		Управление аутентификацией и правами доступа
Фильтры против вирусов, спама и URL с поддержкой специалистов по кибербезопасности	Управление правами доступа персонала (физическая безопасность)	
	Управление цифровой системой	Упрочение
		Обновление средств безопасности
		Системы защиты от злоумышленных кодов
		Аудит
		Периодические испытания на вмешательство
	План реагирования на происшествия	
	План восстановления особо важных активов	

2.5 Коллективное использование данных и информации

Преобразование данных в информацию на любом уровне ниже регионального диспетчерского центра ISO создаст повод для возобновления дискуссии о недостатках (опасностях?) обмена расчетными значениями. Бразильский ISO может стать хорошим примером, создав сеть из диспетчерских центров и реализовав, тем самым, большинство предложений, изложенных в данной статье. Один из таких примеров – простое определение, какой цифровой информацией необходимо обмениваться между станциями и диспетчерскими центрами энергокомпаний с технической точки зрения. Предполагается, что в стандарте IEC 61850 прописано, какие совместимые технические решения от всех сегментов ББЭИ можно применять.

С сегодняшнего дня РАС следует понимать как общую инфраструктуру для создания торговли и конкуренции в пределах безопасной среды. Выше в статье говорилось о том, что необходимо стимулировать расширение сферы совместной работы и коллективного использования цифровой информации во благо всех сегментов ББЭИ. Торговля и конкуренция должны развиваться в улучшенной среде в плане условий электрической безопасности для NIPS.

2.6 Выбор данных или информации в соответствии с применением

В пункте 2.2 (таблица 2) говорится о том, что какое-то время будут сосуществовать, как минимум, две категории цифровой информации: относящиеся к работе энергосистемы и системам измерения в устойчивом состоянии, и те, которые относятся к целостности энергосистемы и элементов защиты. SMS, вероятно, будет относиться к обеим категориям, поскольку они очень точны и синхронизированы по времени с большой точностью. В этой связи очень важную роль будут играть средства управления данными и информацией. Новых проблем при создании информации на самом нижнем уровне и при отправке ее на верхние уровни в реализации DIS не ожидается. Удаленная параметризация CPS и SIPS должна выполняться очень тщательно, то же касается реализации адаптивных функций к таким макрофункциям.

Естественный путь отбора цифровой информации – с уровня станции до уровня национального диспетчерского центра. Эти обязанности четко прописаны в официальных документах, таких как Сетевой кодекс, который строго контролируется регулятивными органами и очень устойчив в части определения обязанностей для всех сегментов BEEI. Здесь необходимо учитывать то же, что и во всех применениях DIS: когда должна начаться реальная работа? Рабочая группа DIS специального комитета В5 бразильского отделения СИГРЭ уделит особое внимание данному вопросу.

3 АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ СТАНДАРТА IEC 61850

Стандарт IEC 61850 (Сети и системы связи для автоматизации энергообъектов) уже подтвердил свою способность моделировать практически любую возможную потребность системы автоматизации подстанции. Сюда уже входят мониторинг состояния, функциональные испытания и т.д. вслед за успешной реализацией на гидроэлектростанциях, ветровых электростанциях, распределенных источниках энергии [5]. Использование этого стандарта позволяет полностью реализовать концепцию автоматизации на базе модели (МБА), см. рисунок 3. В этой структуре решение по автоматизации разделено на три уровня: Физический уровень – управляемый процесс, где электрические сигналы собираются или вводятся в первичное технологическое оборудование; Уровень модели, где стандартные программные блоки отражают поведение всего оборудования с Физического уровня, при этом функционируя как шлюз верхних уровней; и верхний Уровень применения, где вновь стандартные блоки данных и программные блоки реализуют необходимые функции автоматизации и защиты.



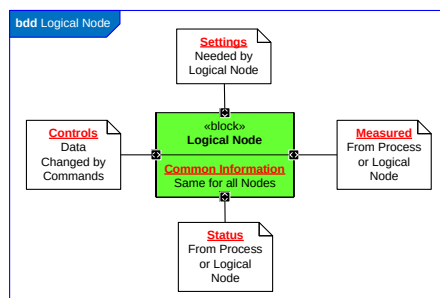
Такая структура МБА, с ее Уровнем модели и стандартными строительными блоками, позволяет полностью абстрагировать Уровень применения от физических аспектов управляемого процесса. Эта функция имеет много преимуществ перед традиционными аппаратно-ориентированными системами автоматизации, позволяя реализовать решения, независимые от места и с участием нескольких поставщиков.

Рис. 3: Архитектура автоматизации на базе модели

3.1 Соответствие структуры настоящей версии IEC 61850

IEC 61850 поддерживает реализацию архитектуры МБА для систем автоматизации посредством использования стандартизированных блоков данных и программных классов, известных как Логические узлы. На уровне модели моделируется практически все электротехническое оборудование, используемое в энергосистемах (например, выключатели (XCVR), трансформаторы тока (TCTR), силовые трансформаторы (YPTR) и т.д.). С помощью этих модулей можно построить полную модель первичного управляемого технологического процесса на подстанциях или электростанциях, так что все функции автоматизации и защиты будут реализованы с использованием данных реального времени, полученными из этих моделей. Как показано на рисунке 4, модели используются для предоставления информации с Физического уровня, при этом получая и передавая данные на верхний Уровень применений.

Что касается данных, Логический узел может рассматриваться как программный класс со структурированными данными для Уставок, Команд управления, Измерений и Информации о состоянии в конкретно смоделированном поведении. Такой подход отражен на рисунке 4, в виде пакетной диаграммы UML для Логического узла:



Уставки и данные по управлению позволяют определять команды и поведение на верхнем Уровне применения, чтобы выбрать нужное поведение с LN или смоделированного процесса. Измеренные данные и данные состояния позволяют собирать контролируемые данные и обмениваться ими между логическими узлами на одном уровне или с верхними уровнями. Логические узлы, определенные в стандарте IEC 61850, также используются на Уровне применения для построения функций автоматизации, защиты и контроля. Все основные типовые для подстанции и автоматизации энергосистемы функции можно построить с использованием определенных Логических узлов, таких как Дифференциальная защита (PDIF), Интерфейс человек-машина (ИЧМ) и т.д.

Рис. 4: Структурированные данные логического узла

Вход-выход логического узла и его соединение с управляемым процессом и другим логическим узлом можно изобразить в виде набора четырех строительных блоков, см. рисунок 5. Эти блоки отражают функциональные возможности логического узла в системе автоматизации, в передаче входных-выходных данных между другими логическими узлами, выполняя при этом функции канала связи с управляемым процессом и другими уровнями автоматизации для Уставок, Команд управления, Измеренных данных и Данных состояния.

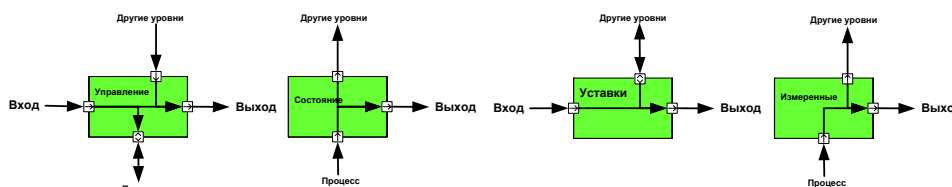


Рис. 5: Входные-выходные функции логического узла

3.2 Что отсутствует в стандарте IEC 61850 для обеспечения полноценной реализации структуры

Несмотря на правильность концепции и практически повсеместное принятие, стандарт IEC 61850 столкнулся с несколькими трудностями в полномасштабном применении. Первая трудность связана с его огромным размером, в стремлении охватить все возможные потребности автоматизации. Это делает его трудным для понимания с первого чтения, особенно для эксплуатационников. Многие дополнительные аспекты стандарта вызвали неправильное понимание различных поставщиков и интеграторов, что в результате привело к потере функциональной совместимости – ключевого момента этого стандарта. Отсутствие цифровой версии также затрудняет поддержание стандарта, его постоянную реализацию разработчиками инструментов и средств. Об этой проблеме сообщает IEC TC57, поэтому ожидается, что в ближайшем будущем появится полноценная цифровая версия стандарта.

Полная интеграция IEC 61850 в иерархическую структуру данных всей системы, с охватом всего диапазона применений автоматизации в энергосистеме, начиная с уровня присоединения и процессов на подстанциях до межподсистемных, межзональных и глобальных применений таких как системы измерения синхронного фазовращателя (SMS) и схемы защиты

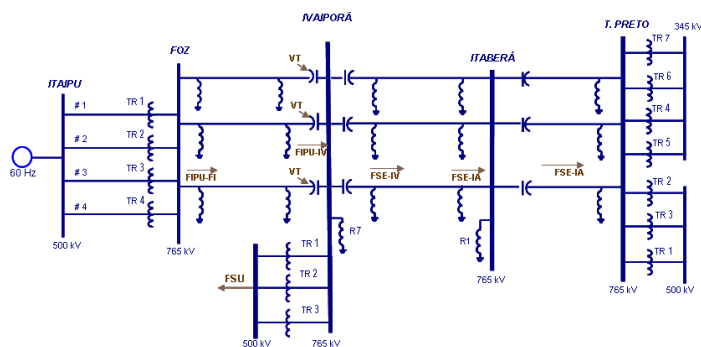
целостности системы (SIPS) требует дальнейшего совершенствования для обеспечения гармонизации между существующими стандартами SCADA типа CIM (Common Information Model) и другими протоколами энергосистемы.

4 ПРАКТИЧЕСКИЙ ПРИМЕР – SIPS

В силу привычки акроним SIPS еще не используется в Бразилии. Употребляется прежний акроним SPS (special protection scheme - специальная схема защиты).

4.1 Пример прогноза SPS

Наиболее важная SPS в стране была выбрана для этого примера: относящаяся к юго-юго-восточному энергообъединению 765 кВ. Ее приводят в пример на многих семинарах в журнале RAC World Magazine [6]. Эта SPS призвана определять потери на передаче и/или преобразовывать перегрузку с целью достижения совместимости между генерацией ГЭС Itaipu и передающей способностью сразу же после повреждений вдоль магистрали передачи 765 кВ, которая представлена на рисунке 6:



Удаленные устройства телемеханики (RTU) на подстанциях Foz, Itaipora, Itaberá и T. Preto для сбора данных и отправки их на ГЭС Itaipu 60 Гц (7,000 МВт), где установлены 2 RTU для обработки локальных и удаленных данных и для приема заявок на пуск по возникновению опасных ситуаций. В соответствии с топологией системы, показанной на рисунке 6, энергия течет (FIPU-FI, FIPU-IV, FSU, FSE-IV и FSE-IA), напряжение на стороне линии Итапура́ конденсаторов продольной емкостной компенсации (TH) и число генераторов в эксплуатации, сброс нагрузки генераторов на ГЭС Itaipu отключаются генерирующие устройства 1 – 4.

Рис. 6: Энергообъединение S-SE 765 кВ

4.2 Включение SMS и AMS.

SIPS на базе синхронного фазовращателя будет сильно зависеть от структуры SMS. Архитектура системы будет определять время ожидания данных по сети. В зависимости от времени ожидания данных некоторые функции защиты и управления могут оказаться неприменимы. Можно, хотя это вероятно будет более дорогим вариантом, использовать независимую структуру синхронного фазовращателя для применений защиты и управления, но это решение также добавляет некоторое время ожидания в характеристиках системы в целом. Таким образом, было рассчитано, что только SIPS со временем ответного действия в диапазоне 200...500 мс будет пригодной для использования в системах SMS. Сначала SMS вероятно будет использоваться в SIPS для функций активизации, как сегодня используются измерения SCADA. Повышенная точность SMS даст преимущества сильно нагруженным каналам, через которые передается больше мощности, не затрагивая напрямую надежность системы. В любом случае, SMS сделает модель более адекватной для моделирования и точного определения реальных ограничений энергосистемы; таким образом, появится возможность найти дополнительные преимущества от применения SIPS.

Применение AMS в Бразилии является решением энергокомпаний. В модели BEEI принято, что энергокомпании свободны в слежении за своими активами. В случае отказов, угрожающих локальной, региональной и системной эксплуатации, собственник активов выплачивает большие штрафы. В таблице 2 дается классификация AMS в одной категории EQMS: их выходные данные не доходят до региональных диспетчерских центров ISO (РДС). На уровне диспетчерского центра энергокомпаний DIS должна предложить средства для создания информации, которая будет поступать на верхний уровень, в РДС через SCADA. Схема, представленная выше, получит преимущества от получения информации в части тепловых характеристик автотрансформаторов, что позволит им выдерживать большие перегрузки, функционируя как самоадаптирующаяся схема.

4.3 Применение предлагаемой структуры данных и информации

Применение DIS к SIPS для канала S-SE 765 кВ обеспечит телеметрическую информацию, такую как:

- Состояние присоединения и шины;
- Анализ расхождения во вторичных контактах переключателей, определение состояния присоединения и шины посредством присвоения приоритета безопасности SIPS или зависимости, как было ранее определено;
- Те же аналоговые величины, что используются для SCS, SAS, RMS, EQMS, AMS и ARS;
- Применение отключающего сигнала CPS вместо ожидания срабатывания выключателей;
- Введение внешней информации о топологии, регулировании напряжения и частоты, устойчивости по углу и напряжению систем S или SE;
- Введение SMS и AMS для повышения способности к адаптации.

Более серьезные усовершенствования позволят расширить концепцию активизации для возможности переконфигурирования, блокировки функций отключения при выпадении из синхронизма, снижении генерации ГЭС Itaipu 60 Гц вместо отключения генерирующих установок, и т.д. Фактически, применение DIS связано с принятием стандарта IEC 61850, поэтому смешение концепции DIS со стандартными возможностями позволит достичь гораздо более выдающихся результатов.

5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей статье представлена концепция структуры данных и информации (DIS) для защиты, автоматизации, управления и эксплуатации в реальном времени энергосистемы с целью полного использования возможностей стандарта IEC 61850. DIS обеспечит создание информации с высоким добавочным значением, поскольку самый низкий уровень эксплуатационной иерархии снижает нагрузку на средства связи и обеспечивает повышенную гибкость при реализации макрофункций РАС, улучшая их технические характеристики. Поскольку научно-технический прогресс не происходит одновременно во всех структурах энергосистемы, выбор наиболее подходящего момента для начала реализации DIS является очень тонким моментом. Специальный комитет B5 бразильского отделения СИГРЭ создаст рабочую группу для разработки руководства по DIS, которое планируется к представлению в 2012 году на сессии СИГРЭ в Париже.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] V. Madani (Председатель), M. Begovic (Заместитель председателя) – “Global Industry Experiences with System Integrity Protection Schemes (SIPS)” – Рабочая группа C4, Подкомитет по защите систем, Комитет по релейной защите энергосистем, Общество по энергетике, IEEE.
- [2] R.M. Moraes, H.A.R. Volskis, Y. Hu – “Deploying a Large-Scale PMU System for the Brazilian Interconnected Power System” – IEEE; DRPT, 2008 – Nanjing (Китай), апрель 2008 г.
- [3] I.C. Decker, A.S. Silva, M.N. Agostini, F.B. Priote, B.T. Mayer, D. Dotta – “Experience and Applications of Phasor Measurements to the Brazilian Interconnected Power System” – European Transactions on Electrical Power; Trans. Electr. Power (2010) – Опубликовано онлайн в Wiley Online Library (wileyonlinelibrary.com). DOI: 10.1002/etep.537.
- [4] “IEC 61850: Basic Communication Structure for Substation and Feeder Equipment – Common Data Classes IEC 61850-7-3”.
- [5] K. Schwarz – “IEC 61850 Also Outside the Substation for the Whole Electrical Power System” – 15th PSCC – Льеж (Бельгия), август 2005.
- [6] J.M. Ordacgi F., A.G. Massaud, F.A. Viotti, R.C. Lima – “Wide Area Protection Systems in Brazil – From Real SPS to a Dream on Wampacs” – Журнал “Защита, автоматизация и управление” – Издание Осень 2009 г.