

OSVALDO REIN JUNIOR

**Proposta de arquitetura de um sistema computacional de gerenciamento de subestações de distribuição aderente às recomendações do IEC para Smart Grid**

São Paulo  
2017

OSVALDO REIN JUNIOR

**Proposta de arquitetura de um sistema computacional de gerenciamento de subestações de distribuição aderente às recomendações do IEC para Smart Grid**

Tese apresentada à Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo para obtenção do  
Título de Doutor em Ciências

São Paulo  
2017

OSVALDO REIN JUNIOR

**Proposta de arquitetura de um sistema computacional de gerenciamento de subestações de distribuição aderente às recomendações do IEC para Smart Grid**

Tese apresentada à Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo para obtenção do  
Título de Doutor em Ciências

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador:  
Prof. Dr. José Antonio Jardim

São Paulo  
2017

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação a versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_

Assinatura do autor: \_\_\_\_\_

Assinatura do orientador: \_\_\_\_\_

#### Catálogo-na-publicação

Rein Junior, Osvaldo

Proposta de arquitetura de um sistema computacional de gerenciamento de subestações de distribuição aderente às recomendações do IEC para Smart Grid / O. Rein Junior – versão corr. – São Paulo, 2017.

125 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Subestações Elétricas (Automação) 2.Subestações Elétricas (Distribuição)  
3.Normas Técnicas (Padrões-Protótipos) I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

A Dona Idalina

A Tatinha

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Prof. Dr. José Antonio Jardini, orientador deste trabalho, pelo apoio e confiança ao longo destes anos.

Ao Prof. Dr. Luiz Carlos Magrini, pelos ensinamentos, incentivos e pela ajuda, principalmente nos momentos de dificuldade.

À Paula S. Dantas Kayano e ao Ferdinando Crispino, pela paciência que tiveram comigo e pela generosidade em compartilhar seus conhecimentos.

Ao Giulian D. Luz, pelo auxílio durante o desenvolvimento do protótipo.

Ao Orlando, sempre pronto para me auxiliar, pela leitura das várias versões do texto e pelas sugestões sempre oportunas.

À Margareth e à Juliana, pela paciência, auxílio e compreensão, na alegria e na tristeza.

Aos meus amigos e familiares, que sempre torceram por mim.

À Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, por permitir que este trabalho fosse realizado.

Este trabalho foi realizado através do programa de P&D regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e foi suportado pela Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL).

## RESUMO

Devido à mudança de paradigma originada pela evolução das redes elétricas inteligentes (Smart Grid), surgiram novos requisitos em automação de subestações de distribuição, sobretudo envolvendo operação, monitoramento, controle e proteção. Um nível mais avançado de automação é esperado na rede de distribuição com implementações do conceito de Smart Grid. O objetivo dos próximos sistemas de automação da distribuição é aperfeiçoar o uso dos recursos computacionais disponíveis, objetivando aumentar a disponibilidade do sistema elétrico, a qualidade da energia e a eficiência das concessionárias. E nessa nova realidade, a troca de informação entre os vários sistemas de informação de uma empresa do setor elétrico não é apenas desejada, mas, na maioria dos casos, necessária. Nesse contexto, se propõe uma arquitetura computacional capaz de transferir todas as informações geradas a partir da implementação de funcionalidades “inteligentes” na subestação, envolvendo as funções de supervisão, controle, monitoramento e proteção das subestações de distribuição, para o centro de controle da concessionária (COS), o que não está previsto nos protocolos normalmente utilizados, como DNP, IEC 61850, e IEC 61970. Para atingir esse objetivo é feita a investigação sobre o uso dos padrões internacionais propostos na arquitetura de referência do IEC para realizar tal integração, mostrando a necessidade de modificação nos objetos de dados definidos. Com o intuito de avaliar a viabilidade da arquitetura proposta foi desenvolvido um protótipo dentro do programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), em parceria com a CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz). Nesse protótipo foram desenvolvidos módulos com funcionalidades “inteligentes” que promovem a migração de funções do centro de controle para a subestação. Além disso, o protótipo também implementa serviços web (Web Services) que são responsáveis pela integração da informação, tornando a troca de informação independentemente da plataforma onde os serviços são implementados. O texto contempla as anotações que refletem os passos dessa implementação do protótipo, bem como o registro dos testes exigidos pelos trabalhos, os quais compreenderam a implementação das novas funcionalidades, com a obtenção e tratamento dos dados, e seu posterior envio ao centro de controle.

Palavras chave: Smart Grid. Automação. Subestações. IEC 61970. CIM/XML. Integração.

## ABSTRACT

Due to the paradigm shift caused by the evolution of the power grids, resulting in a new concept of Smart Grid, new requirements in automation of distribution substations emerged, especially those involving the operation, monitoring, control and protection. A more advanced level of automation is expected in the distribution network with implementations of the concepts related to Smart Grid. The goal of the next distribution automation systems is to optimize the use of available resources, intending to increase the availability of the power system, the power quality and the efficiency of the utilities. In this new context, the exchange of information between the various information systems of an electrical utility is not only desired, but in most cases, necessary. In this context, it is proposed a computational architecture capable of transferring all the information generated from the implementation of "smart" functions in the substation, involving supervisory, control, monitoring and protection of distribution substations, to the utility control center (COS), which is not provided for in the protocols commonly used by the utility, such as DNP, IEC 61850, and IEC 61970. Research on the use of international standards proposed in the IEC reference architecture to achieve such integration is also performed, revealing the necessity of modifying the defined data model. A prototype was developed in a partnership with CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz), in order to assess the feasibility of the proposed architecture, within the R&D program regulated by ANEEL (Brazilian Electric Power Agency). Modules have been developed with the "smart" features that promote migration of some control center functions to the substation. In addition, the prototype also implements web services that are responsible for the data integration, with the information being exchanged regardless of the platform where the services are implemented. The text includes notes reflecting the steps of this prototype implementation, as well as the tests required to validate the model, which comprised the implementation of those new features, obtaining and processing the data, and subsequent sending to the utility control center (DMS).

Keywords: Smart Grid. Automation. Substation. IEC 61970. CIM/XML. Integration.



## LISTA DE FIGURAS

|  |     |
|--|-----|
| Figura 01 – Modelo conceitual do domínio de Operações .....                  | 21  |
| Figura 02 – Arquitetura de referência do IEC .....                           | 24  |
| Figura 03 – Domínios semânticos no modelo de arquitetura do Smart Grid ..... | 27  |
| Figura 04 – Padrões do TC57 no Sistema de Potência .....                     | 39  |
| Figura 05 – Métodos de comunicação da ACSI .....                             | 42  |
| Figura 06 – Pacotes básicos do CIM.....                                      | 45  |
| Figura 07 – Diagrama de classes do CIM .....                                 | 47  |
| Figura 08 – Exemplo do relacionamento entre classes no modelo do CIM.....    | 48  |
| Figura 09 – IEC 61968 em termos de funções de negócios .....                 | 53  |
| Figura 10 – Escopo da IEC 61968-100.....                                     | 55  |
| Figura 11 – Modelo de arquitetura de Web Services.....                       | 58  |
| Figura 12 – Processo de utilização de Web Services.....                      | 60  |
| Figura 13 – Fire and forget para um único destinatário .....                 | 62  |
| Figura 14 – Web Services – Request/Response .....                            | 63  |
| Figura 15 – Chamada básica <i>request/reply</i> usando Web Service.....      | 65  |
| Figura 16 – Esquema básico da implementação.....                             | 67  |
| Figura 17 – Trecho de documento RDF/XML .....                                | 71  |
| Figura 18 – Chamada do tipo <i>request/response</i> usando ESB .....         | 75  |
| Figura 19 – Diagrama Unifilar da Subestação Morungaba II .....               | 78  |
| Figura 20 – Pátio da Subestação Morungaba II.....                            | 79  |
| Figura 21 – Funcionalidades acessando a camada CASF .....                    | 82  |
| Figura 22 – Arquitetura do sistema de automação utilizada no protótipo ..... | 86  |
| Figura 23 – Painel do sistema de automação .....                             | 87  |
| Figura 24 – Obtenção da informação .....                                     | 90  |
| Figura 25 – Tela do <i>Software</i> OPC.....                                 | 91  |
| Figura 26 – Nome de objeto IEC 61850 .....                                   | 93  |
| Figura 27 – Diagrama de classe do pacote <i>Meas</i> (CIM versão 15).....    | 94  |
| Figura 28 – Trecho de CIM RDF para um valor digital .....                    | 95  |
| Figura 29 – Classes adicionadas ao modelo .....                              | 97  |
| Figura 30 – Relacionamento entre classes .....                               | 98  |
| Figura 31 – Tela inicial da aplicação implementada .....                     | 101 |
| Figura 32 – Distorção Harmônica (Qualimetria).....                           | 102 |
| Figura 33 – Integração através de Web Services RESTful .....                 | 103 |
| Figura 34 – Esquema básico dos Web Services .....                            | 105 |
| Figura 35 – Criação de perfis e de RDFS para as mensagens trocadas. ....     | 107 |
| Figura 36 – RDFS gerado pela ferramenta CimTool.....                         | 108 |
| Figura 37 – Plataforma de testes.....  | 110 |

## **LISTA DE TABELAS**

|  |    |
|--|----|
| Tabela 1 – Cenário evolutivo das subestações ..... | 25 |
|--|----|

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

|       |   |
|-------|---|
| ACSI  | Abstract Communication Service Interface  |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica      |
| API   | Application Program Interface             |
| CASF  | Common Application Service Functionality  |
| CIM   | Common Information Model                  |
| CIS   | Component Interface Specification         |
| DAS   | Distribution Automation System            |
| DER   | Distributed Energy Resources              |
| DMS   | Distribution Management System            |
| DTD   | Document Type Definition                  |
| EMS   | Energy Management System                  |
| EPRI  | Electric Power Research Institute         |
| ERP   | Enterprise Resource Planning              |
| IDL   | Interface Definition Language             |
| IEC   | International Electrotechnical Commission |
| IED   | Intelligent Electronic Device             |
| GID   | Generic Interface Definition              |
| GIS   | Geographic Information System             |

|         |  |
|---------|--|
| GOOSE   | Generic Object Oriented Substation Event         |
| IDE     | Integrated Development Environment               |
| JVM     | Java Virtual Machine                             |
| OPC     | OLE for Process Control                          |
| PQDIF   | Power Quality Data Interchange Format            |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição                    |
| RDF     | Resource Description Framework                   |
| REST    | Representational State Transfer                  |
| RPC     | Remote Procedure Call                            |
| SAS     | Substation Automation System                     |
| SCADA   | Supervisory Control and Data Acquisition         |
| SCL     | Substation Configuration Description Language    |
| SG3     | Smart Grid Strategic Group 3                     |
| SGBDR   | Sistema Gerenciador de Banco de Dados Relacional |
| TCP/IP  | Transport Control Protocol/Internet Protocol     |
| TIC     | Tecnologia da Informação e Comunicação           |
| UML     | Unified Modeling Language                        |
| UTQ     | Unidade Terminal de Qualimetria                  |
| UTR     | Unidade de Terminal Remota                       |

|      |                                     |
|------|-------------------------------------|
| VPN  | Virtual Private Network             |
| VTCD | Variação de Tensão de Curta Duração |
| W3C  | World Wide Web Consortium           |
| WWW  | World Wide Web                      |
| XML  | eXtensible Mark-up Language         |
| XSD  | XML Schema Definition               |

## SUMÁRIO

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. INTRODUÇÃO .....</b>   | <b>16</b> |
| 1.1. EVOLUÇÃO DO CONCEITO DE SMART GRID .....  | 17        |
| 1.2. MOTIVAÇÃO.....  | 20        |
| 1.3. USO DE PADRÕES INTERNACIONAIS.....  | 22        |
| 1.4. PROPOSTA .....  | 26        |
| 1.5. CONTRIBUIÇÃO .....  | 28        |
| 1.6. APRESENTAÇÃO .....  | 30        |
| <b>2. FUNÇÕES DE AUTOMAÇÃO E CONTROLE INTEGRADAS.....</b>  | <b>31</b> |
| 2.1. QUALIDADE .....   | 33        |
| 2.2. PROTEÇÃO .....  | 34        |
| 2.3. MANUTENÇÃO.....   | 35        |
| 2.4. AUTOMAÇÃO.....  | 36        |
| <b>3. PADRÕES REFERENTES À INTEGRAÇÃO DE DADOS ENTRE SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO E SISTEMAS DE INFORMAÇÃO GERENCIAIS RELATIVOS AO SISTEMA ELÉTRICO .....</b> | <b>38</b> |
| 3.1. IEC 61850 – REDES DE COMUNICAÇÃO E SISTEMAS EM SUBESTAÇÕES.....   | 40        |
| 3.2.1. CIM.....  | 43        |
| 3.2.2. UML.....  | 45        |
| 3.2.3. XML .....   | 49        |
| 3.3. CIS - COMPONENT INTERFACE SPECIFICATIONS FOR INFORMATION EXCHANGE .....   | 51        |
| 3.5. IEC 61968 .....   | 52        |
| 3.5.1. IEC 61968-100 – Perfis para implementação.....  | 53        |
| <b>4. WEB SERVICES E ARQUITETURA ORIENTADA A SERVIÇOS .....</b>  | <b>56</b> |
| 4.1. ARQUITETURA ORIENTADA A SERVIÇOS.....   | 56        |
| 4.2. BARRAMENTO DE SERVIÇOS CORPORATIVO .....  | 56        |
| 4.3. WEB SERVICES (W3C, 2004C).....  | 57        |
| 4.3.1. WSDL.....   | 59        |
| 4.3.2. SOAP (do inglês, Simple Object Access Protocol).....  | 59        |
| 4.3.3. Processo de utilização: .....   | 59        |
| 4.3.4. Cenários de utilização dos Web Services .....   | 61        |
| 4.3.4.1. Fire-and-forget para um único destinatário .....  | 61        |
| 4.3.4.2. Request/Response.....   | 62        |
| 4.3.4.3. RPC .....   | 64        |
| 4.3.4.4. Solicitação com confirmação de recebimento.....   | 64        |
| 4.4. REST SERVICES .....   | 65        |
| <b>5. PADRÕES UTILIZADOS .....</b>   | <b>67</b> |
| 5.1. PROTOCOLOS.....   | 68        |
| 5.2. FORMATO DAS MENSAGENS .....   | 68        |
| 5.2.1. RDF.....  | 70        |
| 5.3. INTERAÇÃO ENTRE OS SERVIÇOS .....   | 73        |
| 5.4. ESCOLHA DO TIPO DE WEB SERVICES .....   | 76        |

|           |   |            |
|-----------|---|------------|
| 5.5.      | PADRÕES UTILIZADOS NO MODELO PROPOSTO .....                   | 77         |
| <b>6.</b> | <b>DESENVOLVIMENTO DO PROTÓTIPO .....</b>                     | <b>78</b>  |
| 6.1.      | MAPEAMENTO DOS DADOS.....                                     | 79         |
| 6.1.1.    | <i>Arquitetura do sistema local da subestação</i> .....       | 81         |
| 6.1.1.1.  | Qualidade da energia .....                                    | 82         |
| 6.1.1.2.  | Monitoramento voltado à gestão da manutenção .....            | 83         |
| 6.1.1.3.  | Automação/Operação .....                                      | 85         |
| 6.1.1.4.  | Proteção .....  | 85         |
| 6.1.2.    | <i>Arquitetura do sistema de automação</i> .....              | 85         |
| 6.1.3.    | <i>Obtenção da informação na subestação (IEC 61850)</i> ..... | 88         |
| 6.1.4.    | <i>Conversão dos dados para o padrão CIM</i> .....            | 92         |
| 6.1.4.1.  | Valores analógicos e indicadores de estado.....               | 92         |
| 6.1.4.2.  | Qualidade da energia .....                                    | 96         |
| 6.1.4.3.  | Tabelas auxiliares .....                                      | 97         |
| 6.2.      | IMPLEMENTAÇÕES DE SOFTWARE .....                              | 99         |
| 6.2.1.    | <i>Plataforma de desenvolvimento</i> .....                    | 99         |
| 6.2.2.    | <i>Armazenamento da informação</i> .....                      | 100        |
| 6.2.3.    | <i>Aplicação WEB</i> .....                                    | 100        |
| 6.2.4.    | <i>Envio das informações</i> .....                            | 102        |
| 6.2.4.1.  | Web Services RESTful.....                                     | 104        |
| <b>7.</b> | <b>TESTES E CONSIDERAÇÕES SOBRE O PROTÓTIPO .....</b>         | <b>109</b> |
| 7.1.      | TESTES REALIZADOS.....  | 109        |
| 7.2.      | CONSIDERAÇÕES .....   | 111        |
| 7.2.1.    | <i>Segurança</i> .....  | 111        |
| 7.2.2.    | <i>Características do protótipo</i> .....                     | 114        |
| 7.2.3.    | <i>Outras implementações possíveis</i> .....                  | 115        |
| <b>8.</b> | <b>CONCLUSÕES .....</b>                                       | <b>117</b> |
| 8.1.      | CONTINUIDADE DA PESQUISA.....                                 | 119        |
|           | <b>REFERÊNCIAS.....</b>                                       | <b>120</b> |

## 1. INTRODUÇÃO

A automação de subestações em todo o mundo é ainda carente de inteligência, e consiste ainda hoje basicamente na aquisição de dados e acionamento de comandos, sem explorar mais intensamente eventuais capacidades de processamento local ou integração com outros sistemas. Isso porque, mesmo quando as empresas de energia usam modernos sistemas microprocessados de controle, proteção e monitoramento (quando aplicados), esses muitas vezes são sistemas de diferentes arquiteturas, tecnologias, potencial de uso, características de *hardware* e *software* (nesse caso, com diferentes protocolos, linguagens, interface homem-máquina, etc.), e muito frequentemente coexistem com sistemas eletrônicos e até eletromecânicos. Assim, mesmo investindo-se muito em novos sistemas de proteção, controle e automação, em sistemas de monitoramento, e em sistemas de qualimetria, tais sistemas acabam por ter grande diversidade de interfaces para usuários, com muitos sistemas dedicados para diferentes funções, com dificuldades de integração, e terminam ilhados, pouco aproveitados, e não apresentam o retorno do investimento adequado. Os respectivos processos corporativos continuam desagregados, desprovidos de suporte computacional adequado, e agregam pouco valor no resultado operacional da empresa.

Para lidar com essas questões, órgãos internacionais vêm se dedicando a desenvolver normas e padrões, sendo que algumas delas, como a IEC 61968/61970 CIM e IEC 61850, foram reconhecidas como pilares para a que se atinjam os objetivos de interoperabilidade e gerenciamento de dispositivos do Smart Grid. A compreensão correta das normas e sua aplicação é muito importante às partes interessadas em implementar soluções para o Smart Grid. Cabe aqui ressaltar que os padrões, apesar da similaridade em seu domínio de aplicação, possuem modelos de objeto diferentes, e conseqüentemente cada entidade física possui mais de um objeto para representa-la.

O presente trabalho tem o objetivo de investigar o uso dos padrões internacionais propostos na arquitetura de referência do IEC para integração das informações entre as subestações e o centro de controle da concessionária, servindo como alternativa aos protocolos comumente utilizados, como DNP, TASE-2, IEC 61850, e apresentar um modelo de integração que deixe a subestação, em termos de comunicação de dados, independente do centro de controle, o que em tecnologia da informação é costumeiramente referenciado pelo termo desacoplada.



A arquitetura proposta integra as informações obtidas a partir da implementação do conceito de um sistema de supervisão, controle, monitoramento e proteção, modular e com funcionalidades “inteligentes”, além de outras características, como capacidade de integração com o centro de controle (DMS). Essa arquitetura pode ser adotada tanto em subestações convencionais, como em digitalizadas, e cumpre os requisitos de eficiência e escalabilidade funcional dentro de uma subestação, e também em relação ao número de subestações conectadas ao DMS. Como os padrões propostos na arquitetura de referência, apesar da similaridade em seu domínio de aplicação, possuem modelos de objetos diferentes, e conseqüentemente cada equipamento da subestação é representado logicamente como um conjunto de objetos representativos de suas partes constituintes.

### **1.1. Evolução do conceito de Smart Grid**

As concessionárias do Setor Elétrico atravessaram vários períodos de mudança desde o surgimento das primeiras redes de distribuição no Século XIX. Essas mudanças dizem respeito aos sistemas elétricos e às suas operações, além de conceitos relacionados ao negócio, e vêm trazendo uma evolução incremental, como consequência de causas econômicas (melhorias na relação custo-benefício), ações regulatórias por parte dos governos, e mais atualmente, questões ambientais.

Desde então houve um crescimento das redes, com a geração da energia sendo realizada próxima das fontes primárias, com grandes linhas de transmissão e sistemas de distribuição conectados a um número grande de consumidores.

Nas últimas décadas do Século XX houve uma grande evolução dos sistemas computacionais e de telecomunicação, com a conseqüente evolução dos equipamentos das subestações de energia, dos dispositivos eletromecânicos para os digitais. Isso possibilitou o desenvolvimento e implantação de sistemas de automação que utilizam vários dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs, do inglês, *Intelligent Electronic Devices*) para realizar as funções necessárias (proteção, controle, monitoramento local e remoto, etc.).

No entanto, no início do século XXI, os custos crescentes e as restrições para a expansão da geração centralizada, além da redução de custos para as tecnologias renováveis de geração distribuída, permitiram que se pensasse num novo conceito de rede elétrica. E com o uso da “inteligência” da Tecnologia da Informação, conceitos foram sendo desenvolvidos para maximizar as funções dos IEDs e a inteligência associada aos sistemas integrados, que hoje são praticamente obrigatórios. Com isso, aumenta-se a inteligência corporativa das concessionárias em todos os níveis, e com o Setor Elétrico assumindo outra configuração, com muito mais abrangência e complexidade, e alguns novos participantes. É neste cenário que surgem as redes elétricas inteligentes.

Várias tentativas foram feitas para definir o conceito de “rede elétrica inteligente” (Smart Grid). De acordo com o Departamento de Energia dos EUA, um Smart Grid deve ser inteligente, eficiente, adaptativo, motivador, focado em qualidade, resiliente e amigável ao meio-ambiente. (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2010)

Este mesmo órgão prevê a criação de um Smart Grid como uma rede de distribuição de energia totalmente automatizada, que monitora e controla todos os clientes e nós, garantindo um fluxo bidirecional de energia e de informação entre as fontes geradoras e os dispositivos, e todos os pontos entre eles. Sua inteligência distribuída, juntamente com a comunicação em banda larga, possibilita transações em tempo real e interfaces melhoradas entre as partes. (OFFICE OF ELECTRIC TRANSMISSION AND DISTRIBUTION, 2003)

Este conceito traz uma mudança de paradigma sem precedentes no Setor Elétrico, representando uma verdadeira revolução no relacionamento entre as empresas distribuidoras e seus clientes, inclusive os residenciais. Dentre os objetivos do Smart Grid, pode-se citar: melhorias na eficiência operacional da distribuição de energia, redução de perdas, melhor qualidade no fornecimento e maior interação com os consumidores, e conseqüentemente o aumento da confiabilidade do sistema como um todo.

Além disso, a maneira como o sistema é operado passa a ter uma abordagem de supervisão e controle distribuído, em contraposição à abordagem hierárquica *top-down*, utilizada atualmente. O fluxo de potência, que hoje é unidirecional, com a geração centralizada e as

redes de transmissão e distribuição, deverá mudar e tornar-se, no futuro, um fluxo de potência bidirecional. (FARHANGI, 2010)

Portanto, os Smart Grids possibilitam que as concessionárias consigam fazer mais do que já fazem atualmente, visando compartilhar infraestruturas de comunicação, preencher lacunas em produtos e alavancar as tecnologias existentes, além de elevar o nível de integração e sinergia corporativas. Entretanto, os Smart Grids não são um produto de prateleira ou algo que se possa instalar e ativar de um dia para o outro, e devem ser bem planejados, de modo a utilizar a infraestrutura existente, fornecer uma melhor integração corporativa, e ter enfoque em longo prazo. (FAN; BORLASE, 2009)

Uma das principais características dos Smart Grids é aumentar o nível de monitoração e controle de um sistema de potência complexo. Isso só pode ser alcançado aumentando-se o nível de compartilhamento de informação entre os componentes do Grid. Para tanto, a transição para o Smart Grid deve recair na implantação gradual de um sistema de gerenciamento inteligente e altamente distribuído, suficientemente flexível e escalável, apto a absorver não só o crescimento da rede, mas também as mudanças frequentes das tecnologias de comunicação e da tecnologia da informação. (FARHANGI, 2010)

Assim, a área de tecnologia da informação e comunicação (TIC), suportando soluções robustas, acessíveis e seguras está diretamente relacionada às implementações de Smart grid. Os processos em toda a cadeia de valor (ou seja, a geração de energia, transmissão, distribuição, consumo, marketing, varejo, etc.) estão fortemente baseados na infraestrutura de TIC.

Com o auxílio da TIC, as redes elétricas do futuro vão se tornar mais inteligentes, de modo a melhorar a confiabilidade, segurança e eficiência do sistema elétrico através da troca de informações e com a participação ativa do consumidor final.

Com isso a padronização tem um papel importante, quando pensamos no compartilhamento de informação que será necessário para que se possa criar novas aplicações dentro desse cenário, pois possibilita o desenvolvimento de soluções independentes de fornecedores e de formatos proprietários, além de fornecer um conjunto de melhores práticas para sua realização, pois apesar dos objetivos do Smart Grid serem conhecidos e compreensíveis, ainda

não existe uma arquitetura de referência bem definida. Entretanto, já há iniciativas de padronização que estão em andamento para tentar preencher essa lacuna. (IEC, 2010a)

## 1.2. Motivação

Nesse contexto, para as concessionárias do Setor Elétrico, a troca de informação entre os vários componentes, incluindo-se os sistemas de gerenciamento da geração, transmissão e distribuição, bem como os sistemas de informação corporativos, é não só desejável, mas necessária. Os sistemas têm um papel ora de fornecedores, ora de consumidores de informações, e, em muitas ocasiões, de ambos. Isso significa que tanto a semântica quanto a sintaxe da informação precisam ser preservadas além das fronteiras dos sistemas. Pode se, então, dizer que saber o que é trocado em termos de informação é mais importante do que saber como a informação está sendo transportada entre os sistemas. (IEC, 2012)

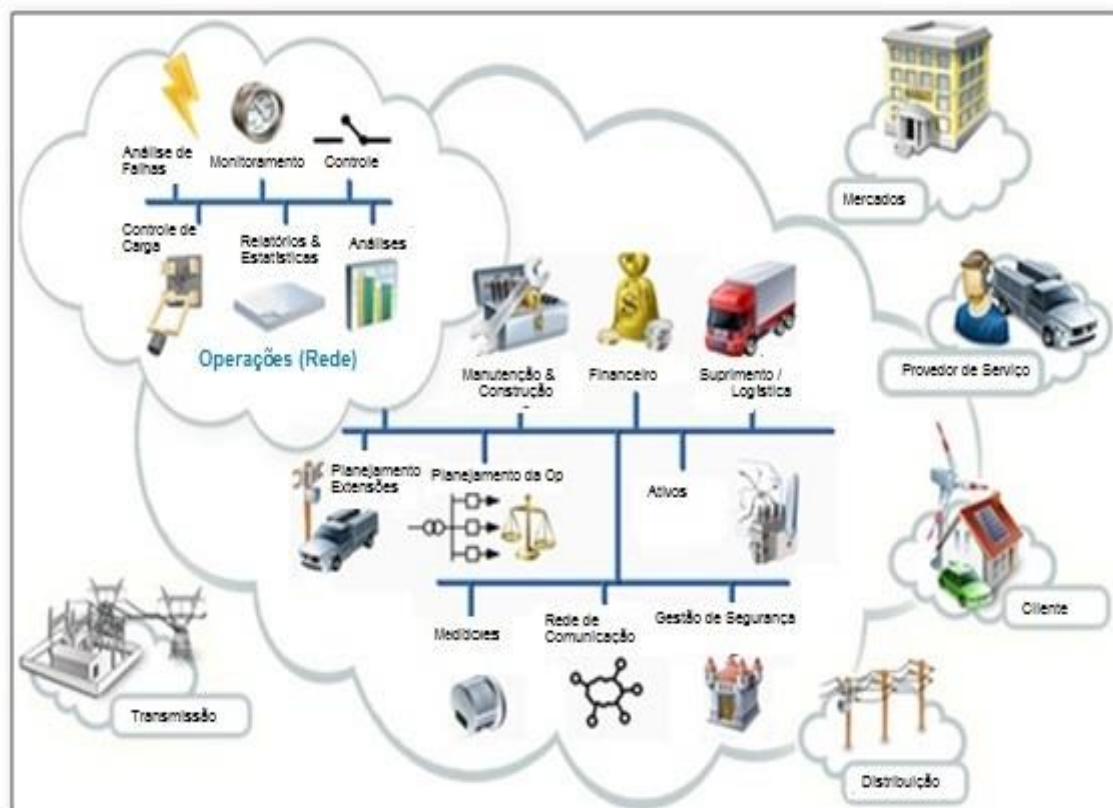
As concessionárias devem estar aptas para atender os produtores/consumidores de energia (*prosumers*), que fazem geração no nível individual (residencial e comercial), atendendo a sua própria demanda e vendendo o excedente para que possa ser usado por outros consumidores. As empresas precisam realizar a gestão eficiente dessa geração distribuída, garantindo que novas fontes de energia possam ser integradas à rede, otimizando a utilização dos equipamentos instalados, e garantindo a estabilidade e confiabilidade do sistema.

A Figura 01 (IEEE, 2015) apresenta o modelo conceitual do domínio de Operações do Smart Grid, que gerencia e controla o fluxo de eletricidade de todos os outros domínios na rede elétrica inteligente, e também fornece informações para a tomada de decisão.

Periodicamente, cada um destes módulos precisa trocar dados para avaliar a condição atual de operação da rede, os fluxos de trabalho e recursos (como equipes de campo, ativos, etc.).

Os Sistemas de Distribuição de Energia, por sua vez, têm crescido a cada dia, muitas vezes pela adição de um novo consumidor, de uma nova linha de transmissão ou substituição de equipamento. Se os sistemas de supervisão controle e monitoramento não forem integrados, a concessionária não consegue fazer uso do benefício completo dos módulos funcionais e, em alguns casos, existe a necessidade de migrar os sistemas para ambientes adequados, com custos muito elevados.

Figura 01 – Modelo conceitual do domínio de Operações



Fonte: adaptada de (IEEE, 2015)

As subestações convencionais valorizam a inteligência concentrada no controle, uma vez que o foco da sua automação está nos comandos e na aquisição de dados. Relés, Unidades Terminais Remotas (UTR), sensores, qualímetros e outros IEDs, operam subaproveitados, com pouca integração, e acabam dando pouco retorno de investimento, dado o seu alto custo.

A supervisão remota normalmente é realizada por IEDs, que periodicamente coletam e processam indicadores de status e medições de tensão e corrente nos equipamentos de campo, e enviam estes dados para o Centro de Controle através de protocolos como DNP e IEC 61850. Alguns IEDs são configurados com a finalidade de transmitir medições apenas quando são detectadas anomalias, como, por exemplo, sistemas de *power quality*, relés de proteção e gravadores de perturbações. Estes equipamentos são capazes de coletar continuamente medições, bem como o formato de onda associado.

Contudo, os protocolos IEC 61850 são eficientes na integração de IEDs em nível de campo entre fabricantes diferentes, mas não são adequados para a integração com os sistemas corporativos, que tratam a informação com outro enfoque, mais ligado às questões gerenciais e estratégicas das empresas. (REIN JUNIOR et al., 2013)

Considerando a diversidade de IEDs que pode ser encontrada, a coexistência de equipamentos que se utilizam de diferentes tecnologias pode dificultar a integração. A incorporação da informação na base de dados corporativa também pode trazer problemas, já que os diferentes IEDs podem ser representados em unidades diferentes (ciclos versus milissegundos, por exemplo), além de poderem apresentar grandezas consideradas optativas pelo IEC 61850.

E nesse contexto surge o conceito de subestação inteligente, provendo maior qualidade e cooperação a processos remotos, melhor supervisão de ativos com integração funcional a custos menores, tornando a subestação um nó inteligente dentro da concessionária, provendo informação aos sistemas corporativos e Smart Grids.

Para as concessionárias é muito importante que essa troca de informações seja realizada de forma eficiente, segura e confiável, utilizando uma arquitetura robusta, preparada para absorver novas tecnologias e aplicações que surgirem, aumentando o grau de interoperabilidade e a resiliência do Smart Grid.

### **1.3. Uso de Padrões Internacionais**

Uma abordagem muito eficaz para que as concessionárias minimizem estas barreiras é através da adoção de padrões internacionais.

O Grupo Estratégico focado em Smart Grid - SG3 (do inglês, *Smart Grid Strategic Group 3*) - criado pelo IEC, fornece recomendações sobre ideias e tecnologias passíveis de formar a base para novas Normas Internacionais ou Comitês Técnicos do IEC (TC, do inglês, *Technical Committee*) no contexto das tecnologias de Smart Grid. Ele fornece orientação estratégica para todos os Comitês Técnicos envolvidos nas atividades de Smart Grid e desenvolveu um plano

detalhado (*Roadmap*) que abrange padrões de interoperabilidade, transmissão, distribuição, medição e segurança cibernética.

O IEC, através do Strategic Group SG3, está trabalhando em colaboração com projetos de Smart Grid em todo o mundo, incluindo o NIST (do inglês, *US National Institute of Standards and Technology*). Os padrões IEC são reconhecidos como sendo cruciais para o desenvolvimento de redes inteligentes.

Por sua vez, o relatório técnico IEC/TR 62357-1 (IEC, 2012) define uma arquitetura de referência que descreve todos os modelos de objeto, serviços e protocolos padronizados pelo IEC, e como eles se relacionam entre si. Adicionalmente, essa arquitetura compreende padronizações de comunicação, incluindo modelos de dados semânticos. Além disso, este relatório técnico fornece as diretrizes e os princípios gerais para a aplicação das normas IEC em sistemas de distribuição, transmissão e geração envolvidos nas operações dos sistemas de potência. A arquitetura de referência multicamada descrita neste relatório técnico leva em conta novos conceitos e tecnologias em evolução, como a modelagem semântica e modelos de dados canônicos, a fim de basear-se nas tendências de tecnologia de outros setores visando atingir os objetivos de interoperabilidade do Smart Grid.

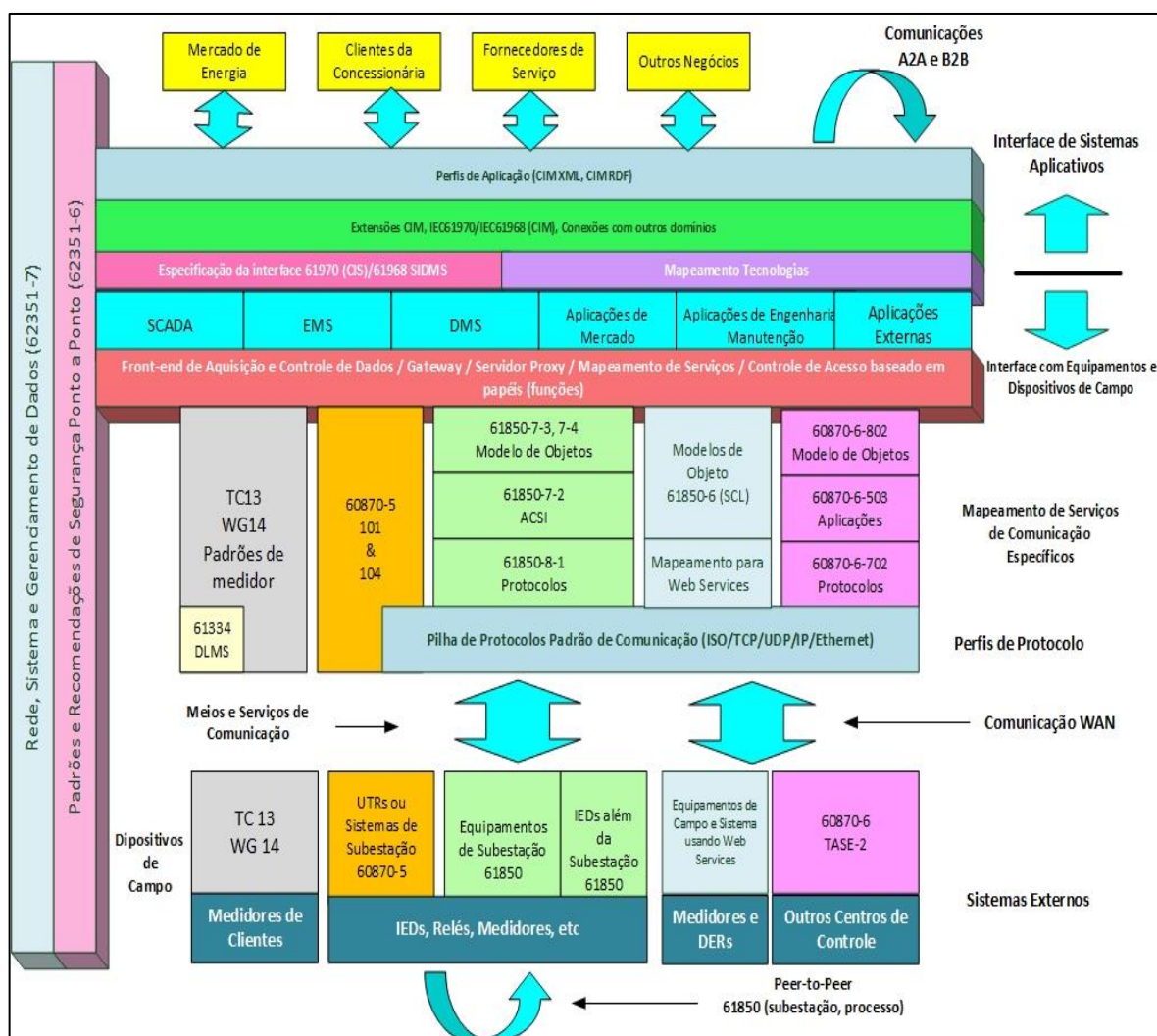
A Figura 02 mostra a arquitetura de referência para a troca de informações em sistemas elétricos sugerida pelo IEC. Nela é possível visualizar os padrões existentes dispostos em camadas. A camada superior está relacionada à integração de aplicações/sistemas via troca de mensagens através de *softwares de middleware* disponíveis no mercado. Sob o ponto de vista da integração de aplicações dentro da corporação, há uma diferenciação entre os termos A2A (do inglês, *application to application*) e B2B (do inglês, *business to business*). O termo A2A refere-se à integração de aplicações e sistemas entre si, enquanto o termo B2B trata da integração com aplicações externas, como as de parceiros de negócio, clientes e fornecedores. As duas camadas seguintes fornecem a representação da informação, de acordo com as normas IEC 61970 e IEC 61968. A camada subsequente apresenta os vários sistemas para os quais os padrões de integração estão sendo desenvolvidos pelo TC 57, incluindo-se:

- Sistema SCADA;
- Sistemas do EMS;

- Sistemas do DMS;
- Aplicações como leitura e controle de medidores, gerenciamento de consumidores, gestão de ativos, planejamento operacional.

Continuando na sequência de camadas, chega-se aos sistemas e/ou dispositivos que fornecem dados para as camadas superiores. Estes dispositivos incluem os equipamentos da subestação e dispositivos de campo, entre outros.

Figura 02 – Arquitetura de referência do IEC



Fonte: adaptada de (IEC, 2012)



A Tabela 1, com informações obtidas em (HUANG et al., 2015), contém um comparativo no cenário de evolução das subestações. Nesse cenário evolutivo, a necessidade de uma plataforma integrada de dados, e da maior compatibilidade entre os protocolos IEC 61850 e IEC 61970, são itens que devem ser considerados quando se trata das subestações inteligentes.

Tabela 1 – Cenário evolutivo das subestações

|                                       | SE Convencional   | SE Digitalizada   | Smart Substation  |   |
|---------------------------------------|---|---|---|---|
|                                       |   |   | Estado da Arte  | Próxima Geração   |
| <b>Estrutura do SAS</b>               | Nível de vão, nível de SE                                     | Nível de processo, nível de vão e nível de SE                 | Nível de processo, nível de vão e nível de SE                   | Integrado em nível de processo, nível de vão e nível de SE      |
| <b>Conexão com Centro de Controle</b> | Transmite apenas algumas informações, como medições e estados | Transmite apenas algumas informações, como medições e estados | Transmite todos os dados adquiridos e calculados e modelo       | Transmite todos os dados adquiridos e calculados e modelo       |
| <b>Protocolo de comunicação</b>       | Proprietário, IEC60870-5-103                                  | IEC61850, suporte a interoperabilidade                        | IEC61850, suporte a interoperabilidade, compatível com IEC61970 | IEC61850, suporte a interoperabilidade, compatível com IEC61970 |
| <b>Aplicações Avançadas</b>           | Dificuldades de implementação                                 | Funções de análise remotas                                    | Plataforma integrada de dados disponível                        | Mais funcionalidades adicionadas à plataforma integrada         |

Fonte: adaptada de (HUANG et al., 2015)

A interoperabilidade, com a troca de informação de forma confiável e eficiente entre os padrões internacionais IEC 61850, no domínio da subestação, e o CIM, no domínio do centro de controle, é um fator determinante para o sucesso da implementação dos Smart Grids. Por um lado, há as subestações, usando tecnologia e informação para facilitar a distribuição de energia, e no outro lado existe a necessidade da troca de informação entre várias aplicações corporativas. Entretanto, devido às diferentes naturezas de domínio entre os padrões, e o desenvolvimento independente entre os padrões, há um nível de incompatibilidade entre eles,

que deve ser tratado para eliminar as barreiras que podem impedir o compartilhamento de informação nos Smart Grids.(GALLAGHER, 2010)

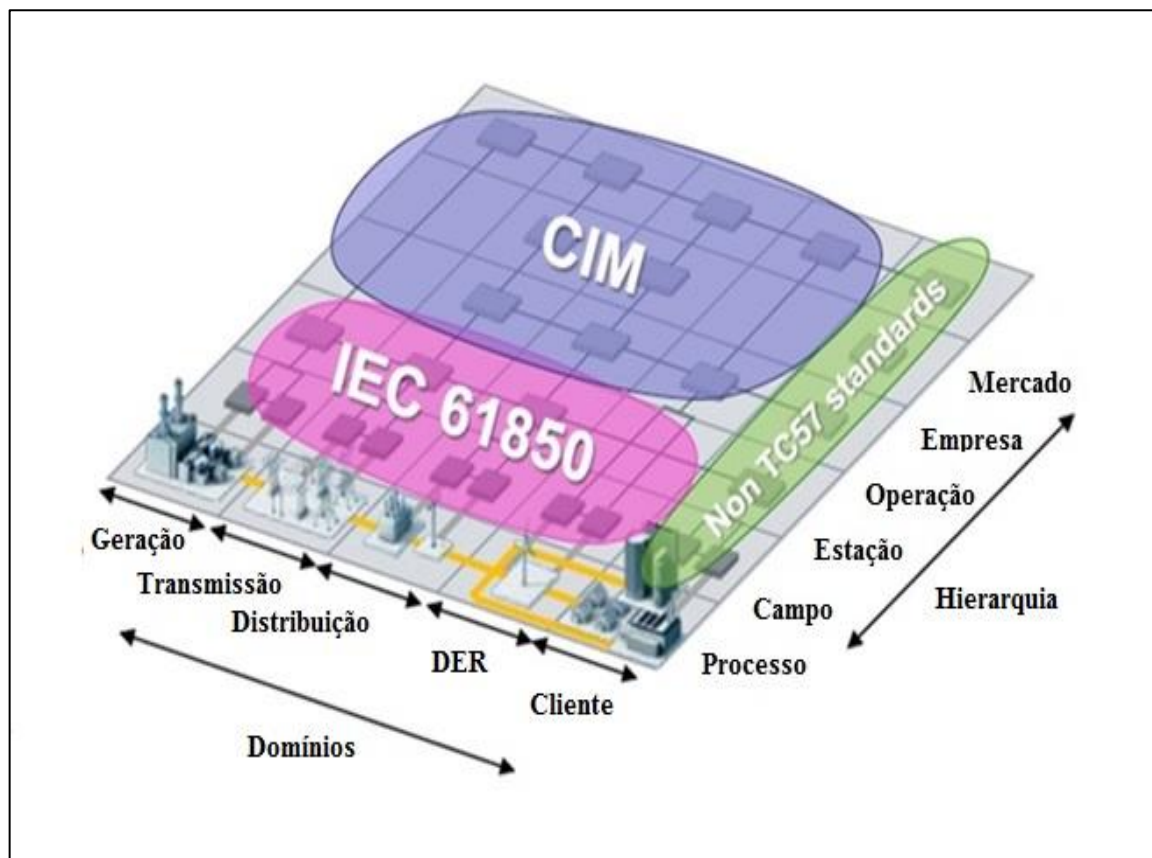
#### **1.4. Proposta**

Diante deste cenário, o presente trabalho propõe uma arquitetura computacional de integração desenvolvida para atender uma concessionária de distribuição dentro da realidade do Setor Elétrico brasileiro, implementando o conceito de subestação inteligente (*Smart Substation*) com inclusão de inteligência local na subestação de distribuição de energia elétrica, utilizando padronizações internacionais (IEC, W3C) para a troca das informações, com os dados sendo gerados pelos equipamentos localizados na subestação e transmitidos para que possam ser acessados dentro do ambiente corporativo da concessionária, abrangendo também as informações relativas à qualimetria.

Uma vez que os padrões do TC57 (IEC) foram reconhecidos como pilares para a realização dos objetivos de interoperabilidade e gerência de equipamentos do Smart Grid, é imprescindível que o entendimento correto destes padrões e de suas aplicações seja disponibilizado para todas as partes interessadas envolvidas na implementação do Smart Grid dentro da concessionária. A Figura 03 mostra as aplicações das normas dentro do modelo de arquitetura do Smart Grid. É possível notar que as normas IEC 61850 e IEC 61970 em conjunto, são bastante abrangentes quando considerado o domínio semântico no contexto do Smart Grid.

Como as normas não têm um relacionamento biunívoco entre os objetos mapeados e também o nível de granularidade da informação não é mesmo, não é possível a realização de um mapeamento completo entre eles. A norma IEC 61850 contém mais informações a respeito dos equipamentos das subestações, enquanto o modelo CIM (do inglês, *Common Information Model*) tem mais informações agregadas para várias subestações, o que é suficiente no nível do centro de controle. Sendo assim, o trabalho também investiga quais adaptações nos modelos têm que ser realizadas para conseguir fazer a integração.

Figura 03 – Domínios semânticos no modelo de arquitetura do Smart Grid



Fonte: adaptada de (IEC, 2012)

Esse desenvolvimento é parte de um projeto de pesquisa e desenvolvimento dentro do programa regulado pela ANEEL, no qual foi desenvolvido um conceito denominado “*Smart Substation*”, com funcionalidades avançadas e distribuídas implantadas na própria subestação de distribuição, envolvendo a aquisição de dados, controle, manutenção, análise da atuação da proteção e qualimetria para subestações de distribuição de energia elétrica. Promove também a criação de um conjunto de funcionalidades de alto nível, que é representada por uma camada de *software*, e cujo objetivo é fornecer o acesso aos dados de maneira unificada, independentemente de onde o dado está sendo gerado e/ou armazenado.

Um dos objetivos almejados é proporcionar às concessionárias de distribuição um maior nível de interoperabilidade entre os vários sistemas que farão uso dessas informações, e com isso

permitir que a troca de informação ocorra sem a dependência de plataformas de *hardware/software* por eles utilizadas, obtendo também a independência de fornecedores de aplicações.

A utilização de tal arquitetura facilita o desenvolvimento de módulos analíticos e sua integração nos vários níveis dentro das concessionárias, além de agilizar a transferência de dados e informação entre os processos, conectando-os de forma otimizada e segura, iniciada a partir dos IEDs e atingindo os níveis mais altos dentro da corporação, através de uma abordagem progressiva. Permite-se dessa forma que a informação gerada nas subestações possa ser melhor utilizada em outros níveis dentro da empresa, tirando mais proveito das várias ferramentas utilizadas (DAS, DMS, GIS, ERP, entre outros)

Por fim, com a utilização desta arquitetura baseada em padrões internacionais, as companhias do setor elétrico podem ter os seus dados definidos de forma bem especificada, o que reduz os custos para se manter várias definições para a mesma informação. O desenvolvimento de novas funcionalidades pode aproveitar a infraestrutura existente, o que facilita também a integração de outros aplicativos que necessitem dessa informação, com a concessionária evitando a adoção de padronizações impostas por fabricantes e por outros protocolos.

## **1.5. Contribuição**

O presente trabalho traz como contribuição a proposição de uma arquitetura computacional para subestações de distribuição que integra as informações referentes a funcionalidades avançadas implementadas localmente nas subestações de uma concessionária do Setor Elétrico brasileiro ao DMS. Para isso utiliza serviços web e a estrutura (*framework*) proposta pelas normas internacionais do IEC, além de criar e adaptar componentes e conteúdos de mensagens (*message payloads*) que são necessários para atender às novas funcionalidades e que as normas não contemplam. Dados não operacionais, como os de oscilografia, normalmente no formato COMTRADE, formas de onda relacionadas a distúrbios de qualidade da energia temporários, tais como os de tensão — afundamento (*sag*) e elevação (*swell*) — também foram integrados e encapsulados em mensagens formatadas de acordo com as normas, através de adaptações e extensões ao modelo de dados.

Para a arquitetura proposta foi desenvolvida uma camada de acesso aos dados, que disponibiliza a informação de forma padronizada, independente do protocolo utilizado nos IEDs, permitindo que novos módulos de *hardware* e *software*, incorporando novas funcionalidades de inteligência local à subestação, sejam adicionados sem afetar as funcionalidades em operação.

Já do lado do DMS, a arquitetura proposta torna-se escalável, podendo ser ajustada para acomodar novas subestações, através do aumento da capacidade computacional envolvida, de forma transparente para os usuários.

O modelo proposto implementa, através do desenvolvimento de um protótipo, módulos de inteligência local na subestação, com a possibilidade de migração de funções do DMS para as subestações. Além disso, também permite o acesso remoto via internet aos dados coletados e aos resultados obtidos através do processamento de funcionalidades locais.

O uso de tecnologia aberta para o desenvolvimento do protótipo permite a integração de produtos de diferentes fabricantes de forma mais rápida e com custos reduzidos. Como consequência pode, no âmbito empresarial, colaborar com a redução do custo operacional e maior competitividade da empresa, através da racionalização do uso dos equipamentos existentes, podendo gerar uma redução nos custos de operação e manutenção, e também de expansão, o que pode acarretar reflexos na tarifa.

Através de testes no protótipo, pôde-se analisar vários aspectos de implementação importantes, como a existência de atrasos na transmissão de informação (originados pela queda da comunicação entre a subestação de distribuição e o centro de controle, ou mesmo pela baixa qualidade da conexão) que podem impactar o uso da informação com a consequente tomada de decisões nela baseadas, demandas relacionadas à segurança que foram encontradas (e quais as soluções adotadas), entre outros.

Os objetos de dados criados ou modificados, e também os conteúdos de mensagens, podem servir como base para as empresas de distribuição brasileiras que desejam desenvolver projetos semelhantes, permitindo a elas que se adequem à nova realidade dos Smart Grid, preservando os investimentos já realizados em equipamentos e soluções.

Além disso, a adoção do modelo proposto irá eliminar as limitações impostas pelos protocolos de comunicação de dados adotados pela concessionária, contribuindo para uma maior resiliência do Smart Grid.

## **1.6. Apresentação**

Este trabalho é composto de oito capítulos.

Com visto, o Capítulo 1 é introdutório trazendo suas motivações, objetivos e contribuições.

No Capítulo 2 são apresentados os objetivos a serem atendidos em termos de subsistemas da subestação, com a descrição dos benefícios que podem ser obtidos pela concessionária.

O Capítulo 3 contém a descrição das normas internacionais que foram adotadas para o desenvolvimento do trabalho.

O Capítulo 4 contém a descrição da arquitetura orientada a serviços, dos conceitos de Web Services, além de outros conceitos correlacionados a esse assunto.

O Capítulo 5 descreve a análise realizada para a escolha dos padrões utilizados pelo *software* implementado, que trata desde a obtenção da informação, até a integração com o centro de controle da concessionária.

O Capítulo 6 trata de todo o processo de desenvolvimento de um protótipo baseado nos padrões internacionais, contendo a lista de funcionalidades atendidas e demais informações relacionadas à sua implementação. As ferramentas utilizadas, metodologias e técnicas adotadas também serão comentadas.

O Capítulo 7 contém os resultados de testes realizados e considerações sobre a implementação da arquitetura proposta, além de observações sobre disponibilidade e segurança.

O Capítulo 8, que encerra esta tese, contém as conclusões e desenvolvimentos futuros que podem ser originados a partir dos resultados obtidos neste trabalho.

## 2. FUNCÕES DE AUTOMAÇÃO E CONTROLE INTEGRADAS

Nos dias atuais, com o surgimento dos dispositivos inteligentes e do conceito de redes elétricas inteligentes (Smart Grid), é possível levar de forma mais intensa a tecnologia da informação e comunicação (TIC) às Subestações, visando permitir que funções de automação da Subestação, como operação e manutenção, aproveitem a tecnologia para melhor compreender seus recursos. (JING, 2014)

O desenvolvimento dos equipamentos e da infraestrutura de tecnologia da informação possibilita que os dados obtidos a partir de sensores e equipamentos de monitoramento sejam transformados em informações úteis às concessionárias. Estas informações têm grande potencial para serem utilizadas pelas concessionárias do setor elétrico, como por exemplo, com a finalidade de determinar a vida útil de um ativo, bem como informar as áreas de operação e manutenção sobre uma possível condição de defeito nos equipamentos, podendo inclusive prover informações para um plano de desativação de equipamentos e o planejamento de investimentos para substituição de ativos. (BARRAZA-BARRAZA; LIMON-ROBLES; BERUVIDES, 2014)

E com a energia elétrica tornando-se mais crítica na cadeia de produção, com sua importância se igualando a matérias-primas, mão de obra e impostos, esforços no sentido de atenuar os problemas envolvendo a qualidade da energia (PQ, do inglês, *Power Quality*), através do uso dos novos conceitos de Smart Grid, também podem trazer benefícios para as concessionárias.

Este trabalho traz uma proposta, que para atender essas e outras necessidades, faz uso das informações relacionadas aos sistemas de proteção, manutenção, monitoramento, automação e qualidade, oriundas dos equipamentos monitorados na subestação, e implementa módulos de inteligência local na subestação de distribuição de energia elétrica. Além disso, torna essas informações disponíveis para serem acessadas pelos vários sistemas corporativos, usando como base uma abordagem baseada em um arranjo lógico organizado entre objetos padronizados e funções que representam uma subestação. Isso, com o objetivo de evitar redundância de *hardware*, garantir a interoperabilidade entre dispositivos e, principalmente, possibilitar a introdução de novas funcionalidades inteligentes. Garantindo, assim, benefícios

não somente para a operação local, mas também para as atividades relacionadas aos processos administrativos das concessionárias (*back-office*).

No escopo deste trabalho, os vãos foram considerados elementos básicos de uma subestação de distribuição. Independentemente de sua arquitetura, a subestação pode ser representada como um arranjo de vãos modulares e intercambiáveis. Para cada um dos vãos da subestação foi atribuído um conjunto de funções, de acordo com o projeto da subestação. A função pode ser relativa apenas a um vão ou então, coordenada com outros vãos. O objetivo primordial deste tipo de abordagem é ser modular para garantir a possibilidade de replicação para outras subestações.

Conforme já citado anteriormente, o objetivo essencial deste trabalho é transformar a subestação, em um servidor de dados, quer para aplicativos do centro de controle, quer seja para outros programas aplicativos da própria subestação ou ainda aplicativos não técnicos de uso corporativo, tais como ERP e CRM, entre outros.

Ao invés de se portar como um mero tradutor de protocolos de comunicação de dados, a subestação disseminará informações segundo um formato padronizado, compatível com os demais níveis de supervisão e controle da empresa uma vez que seguirá formato recomendado pelo IEC.

As seguintes funcionalidades estão sendo tratadas neste trabalho: (FDTE, 2012)

- Monitoramento da condição operativa de transformadores;
- Controle local de tensão e fluxo de reativo;
- Medição (operativa e faturamento);
- Supervisão e diagnóstico da atuação das proteções;
- Religamento automático;
- Estimativa de localização de falta na linha;
- Monitoramento e condição operativa de disjuntor;
- Sequência automática de chaveamentos;
- Corte seletivo de cargas;



- Monitoramento de alarmes;
- Indicação e registro de sequência de eventos;
- Oscilografia;
- Interface com DMS e outros sistemas;
- Qualidade da Energia;
- Auto-diagnóstico; e
- Outras grandezas calculadas a partir das medições, calculadas por aplicativos, que serão descritas no capítulo 6 deste documento.

Para atender as funcionalidades acima, dentro do conceito proposto de subestação inteligente, as informações integradas foram divididas em módulos, descritos resumidamente a seguir.

## **2.1. Qualidade**

Na área de qualidade, foi realizado um desenvolvimento visando prover um suporte computacional completo e adequado para, com baixo custo se comparado aos sistemas baseados em qualimetria convencional, respaldar todas as atividades de um processo corporativo que possua relacionamento com a qualidade, atendendo suas várias interações, seja com o processo elétrico, com órgãos reguladores, com o planejamento da instalação, com sua operação e com o desempenho das plantas de clientes, ou com a própria gestão do parque de monitoramento e do sistema, além de outras facilidades. Esse suporte computacional é baseado no desenvolvimento de qualímetros de baixo custo, que medem todas as grandezas de qualidade de fornecimento requeridas pelos órgãos reguladores.

Utilizando-se do conceito de indicadores/medições, o sistema vai permitir que um único ponto até milhares de pontos elétricos sejam medidos, tanto em corrente como em tensão, e todos os indicadores calculados segundo o PRODIST (ANEEL, 2015) sejam enviados à central, e outros indicadores, que permitam análise histórica, em tempos cíclicos, definidos pelo usuário. O custo da qualimetria é baixo se levarmos em conta a qualidade (no que diz respeito à sua relevância, rapidez da geração, confiabilidade, etc.) dos dados enviados do sistema elétrico à central, permitindo que a concessionária tenha um verdadeiro centro de operação de

qualimetria do fornecimento, em tempo real. De forma automática, dados são fornecidos para análises, possibilitando ações preditivas e preventivas, implicando em redução de custos, melhoria no atendimento ao consumidor, e no atendimento dos requisitos legais do fornecimento, com um contingente de pessoal pequeno, ou seja, com custos reduzidos de implantação, operação e manutenção.

## **2.2. Proteção**

O objetivo deste módulo é permitir o diagnóstico da atuação da proteção através de módulos que implementam conceitos de inteligência artificial, monitoramento e a gestão da engenharia de proteção, com ferramentas de simulação, estudos e análise da proteção, gestão do parque de relés e análise de ocorrências (faltas e distúrbios).

Nos projetos das subestações digitalizadas, o sistema de proteção é, em geral, atendido pela parametrização básica dos respectivos IEDs. O propósito do módulo de proteção é ampliar o aproveitamento dos IEDs locais em termos da proteção, com o intuito de melhorar o desempenho do sistema de proteção onde for possível, com funções relacionadas à proteção disponíveis e ainda não utilizadas, agregando funções lógicas de proteção. Além disso, o módulo visa um melhor desempenho do sistema, em termos de diagnósticos de atuações indevidas dos equipamentos de proteção.

O módulo de proteção também proporciona um processo de gestão mais automatizada do parque de relés de proteção, facilitando a interação com outros sistemas corporativos (Engenharia, Empreendimentos, Gestão de Ativos, Suprimentos, Serviço de Campo etc.). Por fim, facilita a análise histórica de atuação da proteção, a fim de melhor condicionar a concessionária ao âmbito regulatório, e melhorar sua engenharia de proteção, com novas filosofias de melhor desempenho.

### 2.3. Manutenção

Devido à competitividade do mercado de energia elétrica, a prevenção de faltas e defeitos nos equipamentos primários das subestações é considerada um fator diferencial significativo para a qualidade da energia elétrica fornecida pelas concessionárias. A redução do número de faltas e defeitos que causam interrupções no suprimento de energia elétrica contribui enormemente para a melhoria dos índices de desempenho dos serviços prestados. Para atingir este objetivo, é necessária a adoção de práticas de manutenção mais eficientes e inteligentes, além da aplicação adequada dos recursos materiais, humanos e financeiros. As regras e os requisitos do mercado de energia atual não admitem mais inúmeros procedimentos de manutenção corretiva ou práticas de manutenções periódicas adotados atualmente. Melhorias recentes nos índices de desempenho e qualidade do fornecimento de energia elétrica baseadas no fator custo-benefício têm sido demonstradas pelas concessionárias que migraram das práticas de manutenção periódica e corretiva intensiva, para a manutenção preditiva identificada pelos sistemas de monitoramento dos equipamentos das subestações. (CARNEIRO; BRITTES; JARDINI, 2012)

A seguir listam-se outros benefícios obtidos com a utilização de um sistema de monitoramento de equipamentos elétricos:

- Análise da condição dos equipamentos;
- Conversão de dados em informação (uso gerencial);
- Aperfeiçoamento das atividades de manutenção;
- Aumento em disponibilidade e confiabilidade;
- Ampliação da vida útil do equipamento; e
- Melhor análise de falhas.

O sistema de monitoramento dos equipamentos de subestações de distribuição utilizado no escopo deste trabalho atende aos requisitos das equipes de engenharia de manutenção por meio do monitoramento dos equipamentos, tais como transformadores de potência e disjuntores. A coleta dessas informações é realizada a partir dos IEDs de proteção, controle e monitoramento das subestações de distribuição, para as aplicações de proteção e automação em tempo real. A reutilização de alguns dos dados desses IEDs para o propósito de

monitoramento dos equipamentos minimiza a necessidade de novos dispositivos, tais como sensores e medidores dedicados. O uso dos IEDs de proteção, controle e monitoramento como fonte de informações para indicar as condições e desempenho dos dispositivos da subestação torna a implementação de um sistema de monitoramento mais atrativa sob o ponto de vista técnico-econômico.

A manutenção de uma subestação distribuidora de energia elétrica envolve várias atividades, e no escopo deste trabalho, os dados são obtidos a partir de sensoriamento de um transformador e disjuntores, tais como, temperatura (ambiente, óleo, diferencial comutador-tanque, etc.), correntes, tensão, gases dissolvidos em óleo, umidade, dados climáticos, tempos gastos nas manobras dos disjuntores, sistema hidráulico, gás isolante, dentre outros, provendo gráficos de tendência que correlacionam vários parâmetros indicadores do estado dos equipamentos.

O objetivo é ampliar o aproveitamento dos IEDs dos vãos (*bays*) em termos da manutenção dos equipamentos-chave da subestação. Com isso consegue-se reduzir os investimentos da concessionária ao longo do tempo. Além disso, o próprio sistema de monitoramento pode apresentar falsos alarmes e falsas atuações, impondo custos e transtornos que pioram a relação custo-benefício da "inteligência" implantada na subestação.

#### **2.4. Automação**

O objetivo do protótipo na área de Automação é implantar funções automáticas de tratamento de dados localmente às subestações para automatismos que complementem as funções clássicas de controle local via UTR ou sistema digital de operação, visando aproveitar o processamento local distribuído em uma subestação e/ou no conjunto de várias subestações digitalizadas, para:

- Automatizar tarefas que demandem presença mais constante de operadores nas subestações;
- Facilitar o controle local em situações de emergência; e
- Aprimorar e/ou simplificar tarefas manuais ou automáticas dos COS.

Nos dias de hoje, as subestações são usualmente desassistidas, e têm um certo grau de automação local, com funções simples, geralmente realizadas através de UTR (Unidade Terminal Remota) ou concentrador de sistema digital de proteção e controle.(JARDINI, 1997) Com a digitalização, IEDs são implementados numa arquitetura bastante versátil, e com alta capacidade de processamento, permitindo adensar a inteligência de automação que envolve os equipamentos sobre os quais há controle automático local e/ou remoto.

O conceito de subestação inteligente descrito neste trabalho objetiva implementar funções avançadas complementares ao controle clássico via UTR, usando o processamento local distribuído para reduzir o atendimento presencial às subestações e facilitar o controle em emergência.

### **3. PADRÕES REFERENTES À INTEGRAÇÃO DE DADOS ENTRE SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO E SISTEMAS DE INFORMAÇÃO GERENCIAIS RELATIVOS AO SISTEMA ELÉTRICO**

Um dos objetivos da implementação descrita neste trabalho é disponibilizar as informações das subestações, obtidas de IEDs de diferentes fabricantes e que utilizam diferentes tecnologias, ao sistema SCADA e demais aplicações corporativas. Ao desenvolver uma arquitetura baseada em normas internacionais, pode-se atingir este objetivo sem a dependência de formatos de dados proprietários, permitindo acrescentar novas funcionalidades preservando os investimentos realizados.

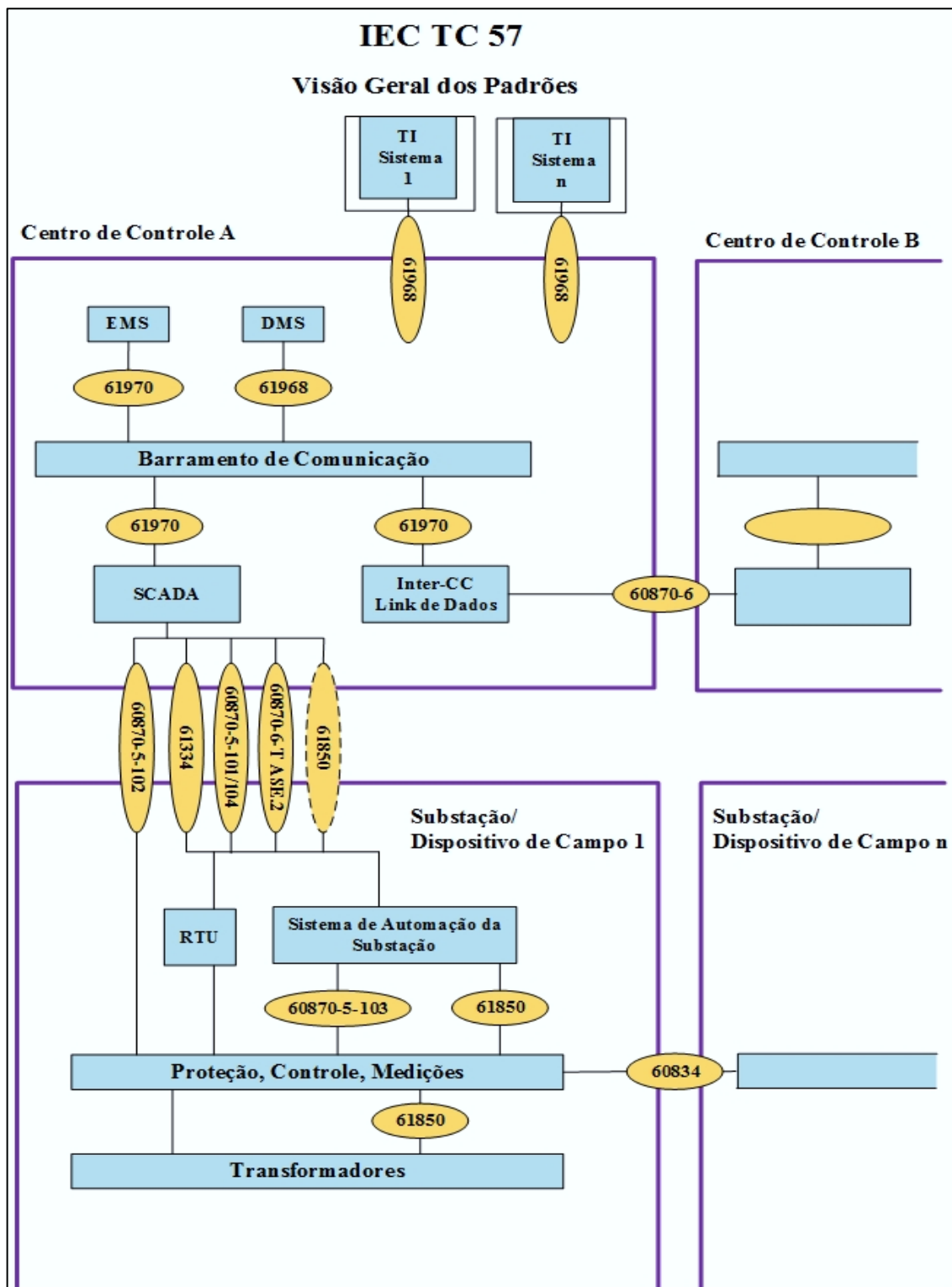
No contexto dos Smart Grids, a padronização é caracterizada pelo foco na especificação de interfaces, visando viabilizar a interoperabilidade entre sistemas, dispositivos e equipamentos. Por desenvolver padrões para o entendimento da sintaxe e semântica envolvidas na troca de informações entre sistemas e dispositivos de campo nos sistemas de potência, o comitê técnico 57 (TC57) do IEC tornou-se um dos principais comitês responsáveis pela concretização do conceito de Smart Grid.

O escopo do TC57 compreende as interfaces de comunicação, a segurança da informação e a especificação de modelos de dados abrangendo a automação (proteção, subestação, distribuição), SCADA, EMS, DMS, bem como a troca de informação entre centros de supervisão e controle.

O relatório técnico IEC/TR 62357 (IEC, 2012) define uma arquitetura referência que descreve todos os modelos de objetos, serviços e protocolos elaborados pelo TC 57, e também como eles se relacionam entre si. Essa arquitetura fornece uma infraestrutura base para que os usuários dos padrões possam desenvolver estratégias de implementação para seus projetos.

A Figura 04 mostra a utilização de alguns padrões desenvolvidos pelo TC57 dentro do ambiente de operação de uma concessionária. Neste trabalho concentraremos a atenção em alguns deles, que serão utilizados na definição da arquitetura de integração que será proposta, e também no desenvolvimento do protótipo.

Figura 04 – Padrões do TC57 no Sistema de Potência



Fonte: adaptada de (IEC, 2012)

### 3.1. IEC 61850 – Redes de comunicação e sistemas em subestações

No início da década de 90, o EPRI e o IEEE deram início aos trabalhos para definição de uma arquitetura de comunicação denominada UCA (do inglês, *Utility Communications Architecture*), cujo foco principal era promover e facilitar a interoperabilidade entre os sistemas computacionais nos diferentes níveis dentro do setor elétrico. A arquitetura foi desenhada para ser utilizada por todas as áreas dentro das companhias do setor elétrico, incluindo a distribuição, transmissão, centros de controle, e sistemas de informação corporativos.

Em 1997, o IEC, com a IEC 61850 e o EPRI, com a UCA, passaram a trabalhar na definição do barramento da subestação, resultando na especificação IEC 61850 atual, que é baseada na necessidade de desenvolvimento de protocolos de comunicação padronizados, a fim de possibilitar a interoperabilidade entre IEDs de fabricantes diferentes.

O modelo de informação da norma IEC 61850 é baseado em dois níveis principais de modelagem:

- A decomposição dos dispositivos físicos em dispositivos lógicos e
- A decomposição dos dispositivos lógicos em nós lógicos, objetos de dados e atributos.

A abordagem visa decompor as funcionalidades em entidades menores que serão utilizadas para a troca de informação. Estas entidades são chamadas de nós lógicos (LN – do inglês, *Logical Node*). Por exemplo, a representação virtual de um disjuntor pode ser feita através do nome de classe padronizado XCBR.

Pode-se chamar uma função de distribuída quando esta é realizada por dois ou mais LNs localizados em dispositivos físicos diferentes. Uma vez que todas as funções se comunicam de algum modo, a definição de uma função local ou distribuída depende da definição dos passos a serem realizados até a função ser completada.

A interface abstrata dos serviços de comunicação (ACSI) (IEC, 2010b) define os serviços comuns para dispositivos de subestações. Existem dois grupos de serviços de comunicação.



Um deles utiliza o modelo cliente-servidor, com serviços como ações de controle ou de recuperação de valores de dados. O segundo grupo compreende um modelo *publish/subscriber* com os serviços GSE (do inglês, *Generic Substation Events*), que são utilizados com propósitos especiais, como por exemplo, a transmissão rápida e confiável de dados entre IEDs, e também com os serviços de medição de valores amostrais. A Figura 05 mostra os serviços de comunicação descritos acima, com os IEDs conectados através de serviços ACSI, e realizando as trocas de informação (E/S) com os equipamentos de campo.

A norma também especifica uma linguagem descritiva para configuração dos IEDs de uma subestação. Esta linguagem, baseada na *eXtensible Markup Language* (XML), é denominada Linguagem de descrição da Configuração de Subestação (SCL – do inglês, *Substation Configuration description Language*). (IEC, 2009) Ela é utilizada para descrever as configurações dos IEDs e sistemas de comunicação de acordo com as outras partes da norma.

A linguagem (SCL) permite o uso de uma descrição formal da relação existente entre o sistema de automação e a subestação (pátio). Numa aplicação pode-se descrever tanto a topologia da subestação como a relação entre a estrutura da subestação e as funções do sistema de automação (nós lógicos – LN) configurados nos IEDs, que realizam a troca de dados (E/S) com os equipamentos. A SCL permite que a descrição funcional do IED possa ser transferida para uma aplicação do sistema de engenharia. Permite também que toda a configuração do sistema seja transferida para uma ferramenta de configuração de IEDs.

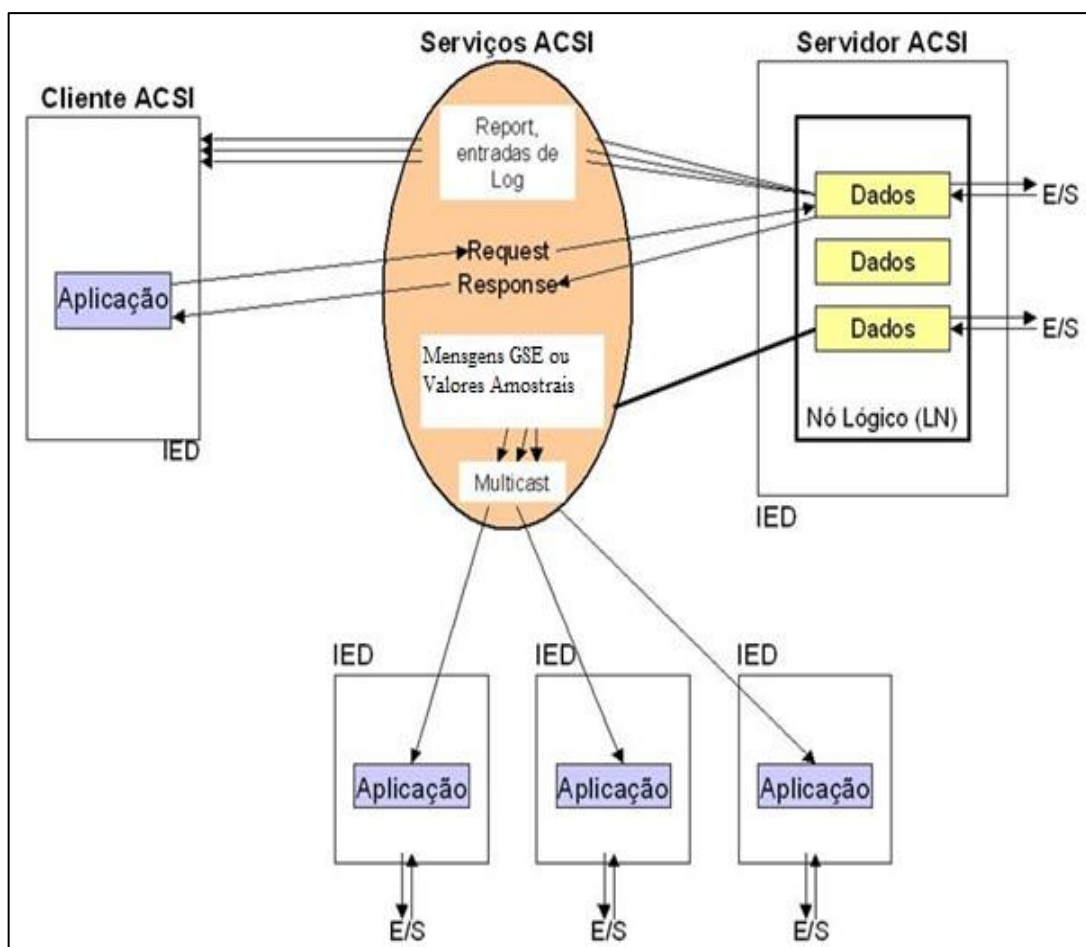
O objetivo principal da SCL é permitir a troca das informações de configuração do sistema entre diferentes ferramentas de configuração de IEDs, bem como entre ferramentas de configuração de sistema provenientes de fornecedores diferentes.

Um determinado IED só é considerado compatível ao padrão descrito pela norma IEC 61850, se:

- For acompanhado por um arquivo SCL descrevendo suas capacidades, por um arquivo SCL descrevendo suas configurações e capacidades de projeto, ou então por uma ferramenta capaz de gerar tal arquivo;

- Poder fazer uso de um arquivo SCL de sistema para ajustar suas configurações de comunicação, ou ser fornecido juntamente com uma ferramenta capaz de importar o arquivo SCL do sistema a fim de ajustar seus parâmetros.

Figura 05 – Métodos de comunicação da ACSI



Fonte: adaptada de (IEC, 2001)

### 3.2. IEC 61970 – EMS API

A norma IEC 61970 – *Energy management System Application Programming Interface* (EMS-API) (IEC, 2003) padroniza um conjunto de APIs para tratar dados do sistema EMS.

Estes dados podem ser críticos de tempo real e dados históricos. O objetivo é dar suporte à integração de sistemas EMS desenvolvidos como aplicações independentes por diversos fornecedores, ou entre o EMS e sistemas concebidos para tratar de outros aspectos da operação do sistema de energia, como a geração ou o gerenciamento da distribuição.

A norma não determina quaisquer imposições sobre os protocolos de comunicação a serem utilizados. Apenas provê as APIs padronizadas em IDL (Linguagem para Definição de Interfaces). Estas APIs devem ser implementadas em uma linguagem de programação a ser escolhida, para poderem ser chamadas a partir de um ambiente de execução como o J2EE ou o .NET, ou então iniciadas através de uma chamada a um procedimento remoto (RPC – do inglês, *Remote Procedure Call*), via *Web Services* ou algum outro mecanismo para troca de dados.

Esta especificação possui um modelo de dados elaborado, definido em UML, chamado de *Common Information Model* (CIM), e também um modelo para troca de dados, que serão abordados neste trabalho.

### 3.2.1. CIM

O CIM (do inglês, *Common Information Model*) é um padrão aberto para representar os componentes do setor elétrico. Originalmente foi desenvolvido pelo Instituto de Pesquisas em Energia Elétrica (EPRI) na América do Norte e agora é normatizado, sob o patrocínio da IEC (do inglês, *International Electrotechnical Commission*). O padrão foi iniciado como parte de um projeto do EPRI chamado CCAPI (do inglês, *Control Centre Application Programming Interface*) com o objetivo de desenvolver uma definição comum para os componentes dos sistemas elétricos para uso na interface EMS-API. Agora é mantido pelo Grupo de Trabalho 13 (WG13) do Comité Técnico 57 (TC57) do IEC, num padrão denominado IEC 61970-301 (IEC, 2003). O formato tem sido adotado pelos principais fornecedores de sistemas EMS para permitir a troca de dados entre suas aplicações, sem haver dependência de sua arquitetura de *software* interna ou plataforma operacional.

O WG13 mantém a parte central do modelo CIM como modelo UML independente de linguagem, definindo os componentes de um sistema de energia como classes, juntamente com as relações entre essas classes: herança, de associação e de agregação. Os parâmetros dentro de cada classe também são definidos. Isto cria a infraestrutura para um modelo genérico capaz de representar todos os aspectos de um sistema de potência, independentemente de qualquer padrão proprietário ou formato particular dos dados.

Isso simplifica a interoperabilidade entre aplicações de *software*, uma vez que só precisa existir um tradutor para converter os dados de/para o formato CIM, onde anteriormente havia a necessidade de tradutores para converter de/para os formatos de dados proprietários dos fornecedores de *software*.

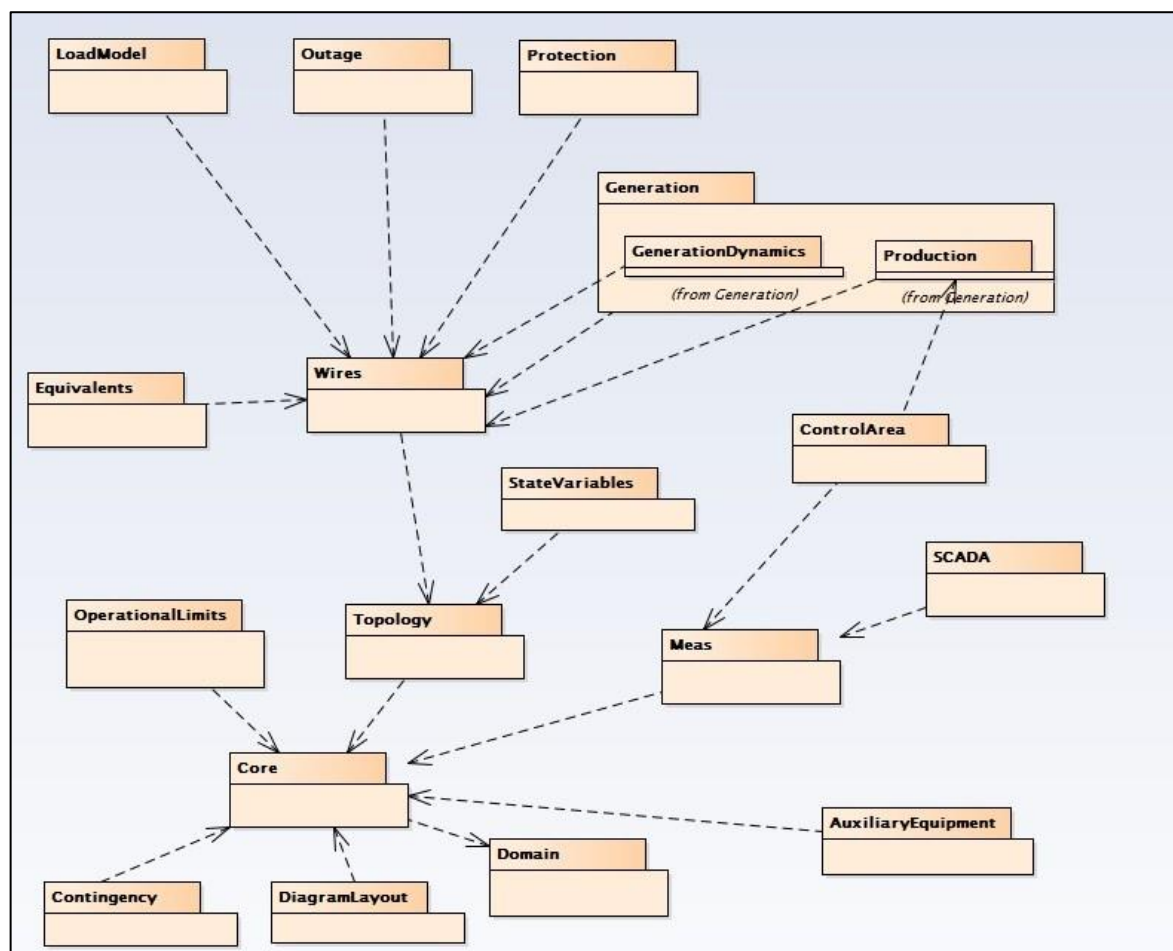
O CIM como definido na WG13 abrange a modelagem de redes elétricas a partir da perspectiva do operador da rede de transmissão e assim está focada na definição da rede elétrica e aplicações ligadas às operações *on-line* e análise *off-line* da rede.

A versão integral do CIM é dividida em vários pacotes para conveniência. A norma IEC 61970-301 define um conjunto básico de pacotes que oferecem uma visão lógica dos aspectos físicos de informações do EMS, incluindo Topologia, *Wires*, Interrupção, Proteção, SCADA, Medições e Geração, entre outros. A Figura 06 mostra os pacotes básicos do CIM.

Os objetos representados no CIM são de natureza abstrata e podem ser usados em uma ampla variedade de aplicações, e sua utilização pode ir além de sua aplicação em um DMS. Este padrão deve ser entendido como uma ferramenta para permitir a integração em qualquer domínio onde um modelo comum é necessário para facilitar a interoperabilidade e compatibilidade entre aplicações e sistemas, sem a dependência de qualquer implementação particular.

A série de normas IEC 61968, que serão descritas mais adiante neste trabalho, estendem o CIM para incluir muitos pacotes adicionais visando modelar diferentes aspectos das operações das concessionárias, tais como ativos, consumidores, documentação e sistemas de distribuição. A série de normas IEC 62325 (IEC, 2014) amplia ainda mais o modelo do CIM, acrescentando ao modelo informações sobre o mercado de energia.

Figura 06 – Pacotes básicos do CIM



Fonte: autor

### 3.2.2. UML

O CIM é um modelo que independe de implementações, definindo a informação referente às empresas do Setor Elétrico modeladas como classes UML (do inglês, *Unified Modeling Language*) (OMG, 2015)(FOWLER; SCOTT, 2010). Os parâmetros de cada classe e o relacionamento entre elas também faz parte do modelo. Dessa forma chega-se a um modelo

genérico de representação da informação, de forma independente de padrões proprietários de dados.

Sendo assim, para compreender o CIM é necessário ter conhecimento sobre diagramas de classe UML. A seguir serão apresentadas as características básicas da UML. Uma leitura mais aprofundada pode ser feita através de consulta às referências contidas neste trabalho.

A UML é uma linguagem de modelagem e especificação, não-proprietária, utilizada para modelar uma ampla variedade de componentes durante o ciclo de vida do desenvolvimento de *software*, incluindo as estruturas de dados, interações do sistema e casos de uso. A modelagem não está vinculada a tecnologias de implementação e pode ser utilizada em várias plataformas.

É importante distinguir entre um modelo UML e um diagrama (ou conjunto de diagramas) de UML – o último é uma representação gráfica da informação do primeiro, mas o primeiro pode existir de forma independente.

A linguagem é decomposta em pacotes lógicos: *Foundation* (básico), *Behavioral Elements* (comportamento dos elementos) e *Model Management* (gerenciamento de modelos). Estes pacotes estão divididos em sub-pacotes.

A UML define nove tipos de diagramas, que são apresentações gráficas de conjuntos de elementos divididas em duas categorias: quatro tipos de diagramas representam a estrutura estática da aplicação e cinco representam diferentes aspectos de comportamento dinâmico.

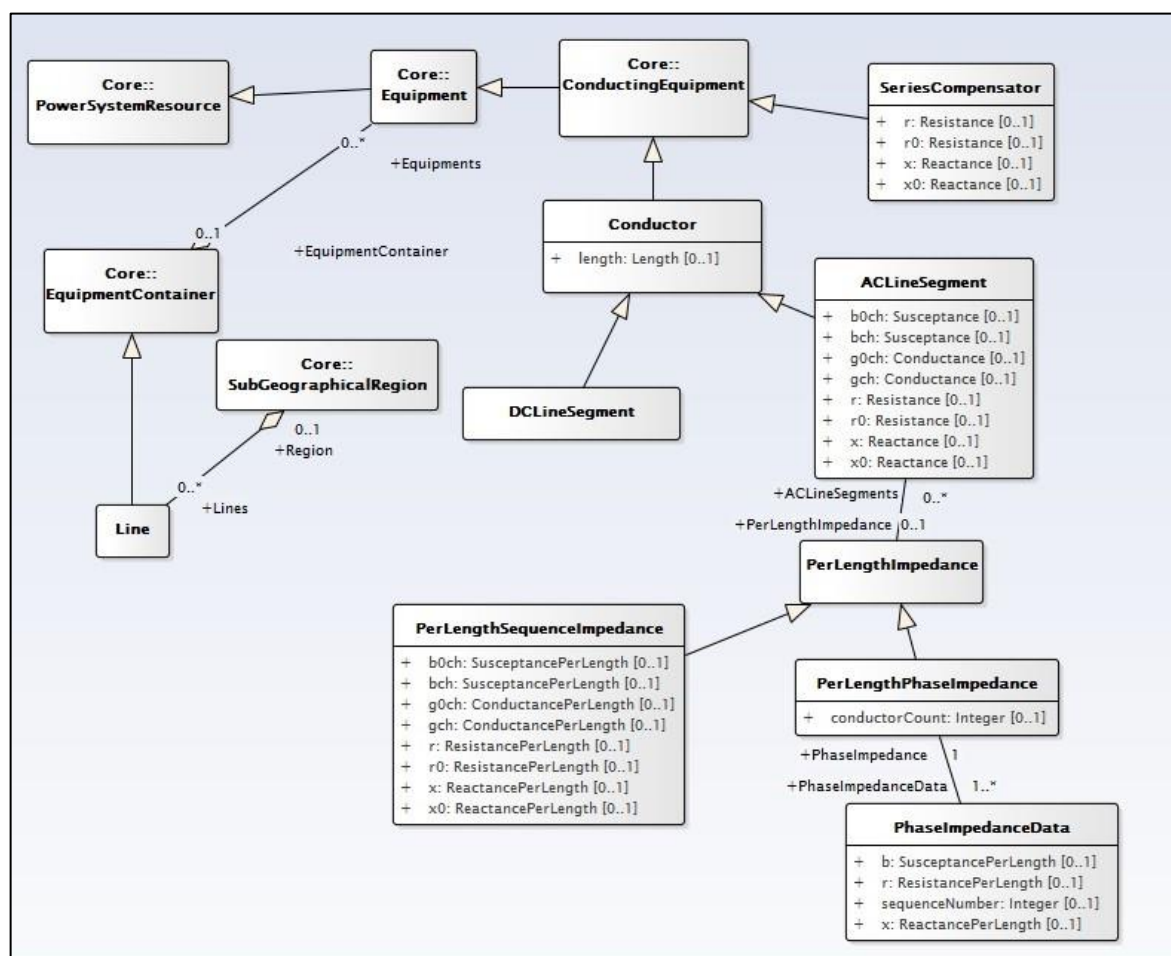
Os quatro tipos que representam a estrutura estática são: diagramas de classe, diagramas de componente, diagramas de objeto e diagramas de implantação.

Os cinco tipos de diagramas comportamentais são: diagrama de caso de uso, diagrama de estados, diagrama de atividade, diagrama de sequência e diagrama de colaboração.

Em um determinado sistema, uma classe representa um tipo específico de objeto que está sendo modelado. No CIM os objetos físicos são modelados em classes. O mesmo ocorre para conceitos mais abstratos, como por exemplo, “consumidor”. A Figura 07 mostra um diagrama

de classes do CIM. Para entender o CIM, é importante que os interessados conheçam diagramas de classe UML.

Figura 07 – Diagrama de classes do CIM

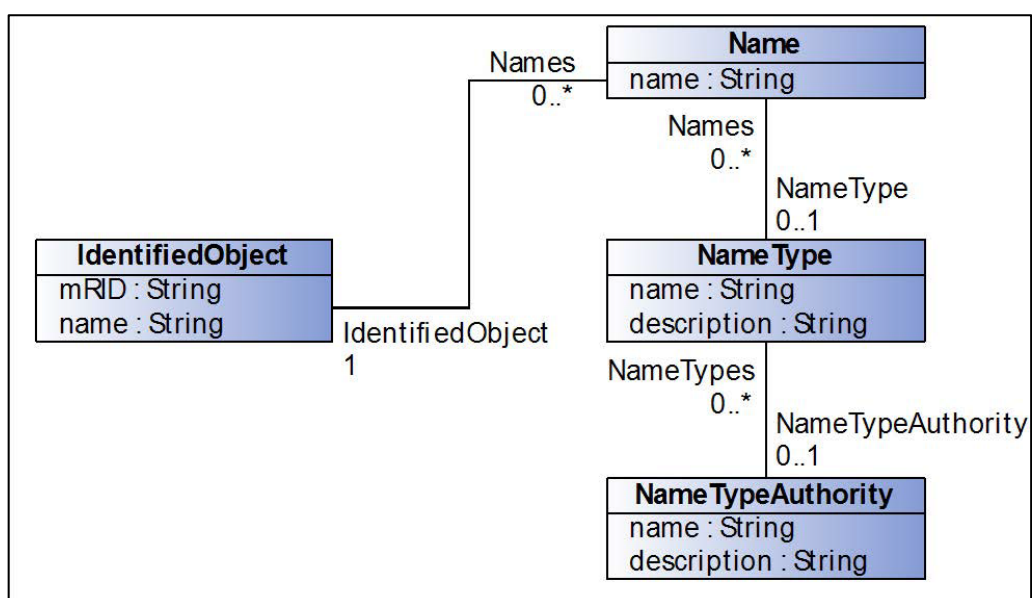


Fonte: autor

Cada classe pode ter seus próprios atributos internos e relacionamentos com outras classes. Elas podem ser instanciadas em vários elementos da modelagem conhecidos como objetos (dentro do mesmo paradigma de orientação a objetos), cada um deles contendo os mesmos atributos e relacionamentos, mas com valores diferentes.

Os relacionamentos representam associações entre as classes, além de fornecer a semântica comum e a estrutura para as conexões entre objetos. Elas descrevem as conexões entre classes diferentes, que podem especificar várias características da associação entre objetos. Dentre relacionamentos entre objetos, pode-se citar: herança, associação, agregação e composição. A Figura 08 mostra um exemplo de relacionamento entre classes no modelo do CIM.

Figura 08 – Exemplo do relacionamento entre classes no modelo do CIM



Fonte: (EPRI, 2013)

O modelo do CIM é hierárquico, de maneira que os atributos comuns a mais de uma subclasse de um objeto são herdados de uma classe comum. Ele também é normalizado, com todos os atributos sendo únicos e pertencendo a uma única classe, apesar de eles poderem ser incorporados em outras classes através dos relacionamentos entre classes suportados, que incluem a generalização, associação e a agregação. Isso faz com que o modelo possa ser usado por uma variedade de aplicações, com muitas delas não previstas quando o modelo foi construído.



O CIM é um modelo de informação no qual um objeto físico pode ser representado por classes relacionadas entre si. Ele foi projetado para conter classes e atributos que serão trocados entre aplicações. O objetivo é manter, sempre que possível, apenas as funcionalidades genéricas, com as quais se pode derivar os objetos na implementação. Geralmente é mais fácil trocar um valor de um atributo do que trocar uma definição de classe. Isso torna o modelo robusto por estar apto a atender uma ampla variedade de requerimentos, e também é mais estável, pois novas necessidades podem ser atendidas sem que o modelo tenha que ser modificado.

### 3.2.3. XML

Seja para trocar informações sobre sistema de potência, ou então para ser utilizado como um modelo de semântica para a troca de mensagens na integração das aplicações corporativas, o CIM vai utilizar mensagens XML geradas a partir do modelo UML. Da mesma forma, quando o modelo é estendido para acrescentar uma nova informação, isso vai refletir na geração de arquivos XML.

A linguagem de marcação extensível (XML – do inglês, *eXtensible Markup Language*) (W3C - WORLD WIDE WEB CONSORTIUM, 2004a) (GOLDFARB; PRESCOD, 2003) é uma linguagem de marcação, proposta pelo W3C (do inglês, *World Wide Web Consortium*), que provê um formato para descrever dados estruturados. A XML utiliza uma forma restrita da SGML (do inglês, *Standard Generalized Markup Language*) e tornou-se uma linguagem muito utilizada para definir formato de dados. A XML foi desenhada para ser de fácil implementação e para permitir a interoperabilidade entre a SGML e a HTML.

Ela é chamada extensível porque não tem um formato fixo como a HTML. Ao invés disso, a XML é na verdade uma metalinguagem, ou seja, uma linguagem usada para descrever outras linguagens, e que permite o *design* de linguagens de marcação customizadas para diferentes tipos de documentos.

Enquanto a XML por si só não possui marcações para sintaxe ou semântica, *XML schemas* podem ser definidos para representar quase qualquer tipo de dado utilizando notação XML.

Uma aplicação que interprete dados em XML precisa conhecer a sintaxe e a semântica utilizadas, e isso requer o uso de *schemas* XML, que fornecem as restrições na estrutura e no conteúdo de um determinado documento XML. Os formatos mais comuns para descrever estes *schemas* são os formatos DTD (do inglês, *Document Type Definition*) ou então XSD (do inglês, *XML Schema Definition*).

A função da DTD é definir todas as *tags* que um documento XML pode conter, determinando a ordem em que elas devem aparecer e se são obrigatórias ou opcionais. O DTD também é responsável por armazenar diversos elementos utilizados nos documentos, como atributos que as *tags* podem conter e as entidades utilizadas nos documentos.

Com a DTD, é possível ao *software* processador da XML realizar a validação de um documento, verificando se ele foi criado corretamente, segundo os padrões estabelecidos.

O XSD define:

- Os elementos e atributos que podem ser utilizados no documento;
- Quais elementos são filhos;
- O número de elementos filho para um determinado tipo de elemento;
- Quando um determinado elemento pode incluir texto;
- O tipo de dado para os elementos e atributos;
- Quando seus valores são fixos (constantes) ou não;
- Se há algum valor *default* atribuído.

A XML é muito poderosa na definição de documentos complexos e estruturas de dados. Um programador que tenha uma definição XML para uma determinada coleção de dados, chamada de *XML Schema* (W3C, 2004b), pode criar um programa que seja capaz de processar quaisquer dados formatados de acordo com as definições.

O XSD pode fornecer uma interface que permite a dois sistemas concordar com a estrutura considerada “bem definida” para a troca de dados entre eles, sendo que estes podem validar os dados trocados contra a definição XSD.

### 3.3. CIS - Component Interface Specifications for Information Exchange

A norma IEC 61970-401(IEC, 2005) especifica os perfis que um componente precisa implementar para trocar informações com outros componentes e/ou acessar dados disponíveis publicamente através de meios padrão. Os perfis descrevem as propriedades que precisam ser incluídas na troca de informação entre aplicações e/ou sistemas corporativos.

O objetivo do CIS é especificar as interfaces que precisam ser usadas para facilitar a integração entre aplicações. Para as trocas baseadas em mensagens, o CIS especifica o perfil, i.e., o conteúdo das mensagens trocadas entre os sistemas. Isso permite que novas aplicações sejam desenvolvidas com o conhecimento prévio de qual informação está disponível e qual será requerida pelas outras aplicações. E para integrar dois sistemas que já foram desenvolvidos, uma vez que suas interfaces são conhecidas, o CIS permite que um único adaptador seja criado, independentemente de quem desenvolveu os outros sistemas.

### 3.4. GID (*Generic Interface Definition*)

As interfaces genéricas definidas no GID permitem que um módulo de *software* (ou aplicação) que as implemente seja capaz de trocar informações com outros módulos (ou aplicações) e/ou acesse dados disponíveis publicamente através de uma forma padrão.

As interfaces GID são subdivididas em interfaces que são otimizadas para tipos diferentes de aplicação. Fazem parte das interfaces definidas pela IEC 61970-40X:

- *Generic Data Access* (GDA), descrita na IEC 61970-403 (IEC, 2008);
- *High Speed Data Access* (HSDA), descrita na IEC 61970-404 (IEC, 2007a);
- *Time Series Data Access* (TSDA), descrita na IEC 61970-407 (IEC, 2007b);
- *Generic Event and Subscription* (GES), descrita na IEC 61970-405 (IEC, 2007c).

A interface no padrão GID é genérica e do tipo pedido/resposta (*request/reply*). Oferece suporte à navegação e consulta nos dados estruturados, incluindo-se esquema (classe) e informações de instância. (REIN JUNIOR et al., 2013)

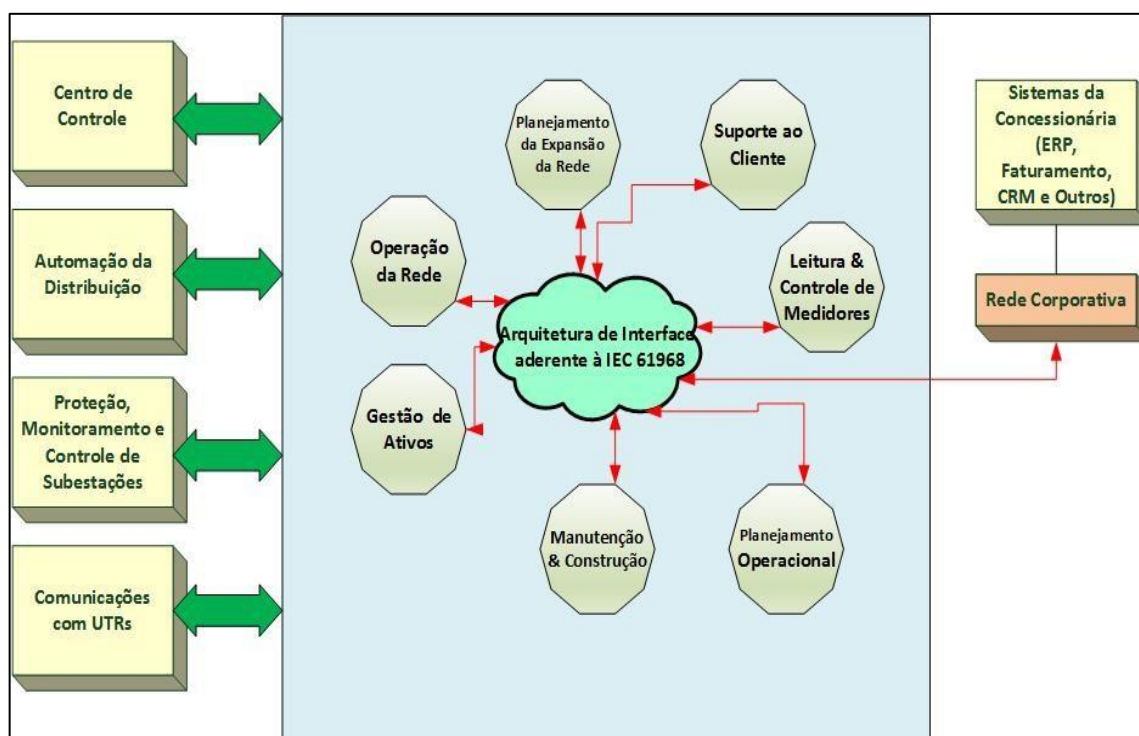
O uso das interfaces GID traz uma série de benefícios, como por exemplo, independência de tecnologias e *softwares* de *middleware*. Como são independentes das aplicações, as mesmas interfaces podem ser usadas para encapsular qualquer aplicação, o que significa que novos “empacotadores” não precisam ser desenvolvidos em cada ocasião que uma nova aplicação é adicionada. Tem-se, com isso, uma infraestrutura consistente e fácil de ser usada, e que provê um modelo para a integração de aplicações.

### 3.5. IEC 61968

O conjunto de normas IEC 61968 contém a padronização das interfaces para troca de informações entre o DMS e outros sistemas de TI. Isso inclui as partes relacionadas à gerência da distribuição do CIM e mensagens XML referentes à troca de informação entre os vários sistemas corporativos, como por exemplo, a gestão de ativos e os sistemas de informações geográficas (GIS), entre outros.

As normas da série IEC 61968 têm o objetivo de facilitar a integração entre os vários sistemas aplicativos que suportam a gestão das redes de distribuição. Os padrões definem os requisitos e as interfaces para os principais elementos de uma empresa de distribuição de energia elétrica. A tecnologia baseada em mensagens usadas para colocar esses aplicativos juntos e com coerência é comumente referido como EAI (do inglês, *Enterprise Application Integration*), e a norma IEC 61968 orienta o uso do EAI por parte das concessionárias. A Figura 09 mostra o escopo da IEC 61968 em termos de funções de negócios.

Figura 09 – IEC 61968 em termos de funções de negócios



Fonte: adaptada de (IEC, 2012)

### 3.5.1. IEC 61968-100 – Perfis para implementação

Conforme descrito anteriormente, há uma variedade de componentes de aplicação utilizados pelas concessionárias para gerenciar as redes de distribuição. Isso inclui controlar e gerenciar equipamentos, gerenciar processos visando garantir a confiabilidade do sistema, implementar a gestão pelo lado da demanda, gerenciar interrupções no fornecimento, gerenciar as instalações, etc. O conjunto de normas IEC 61968 está limitado à definição de interfaces e sua implementação, almejando a interoperabilidade entre sistemas computacionais, plataformas e linguagens de programação diferentes. Métodos e tecnologias utilizados para implementar funcionalidades de acordo com estas interfaces são considerados fora do escopo da norma, sendo que apenas as interfaces propriamente ditas são especificadas.

Já a IEC 61968-100 (IEC, 2013) especifica um perfil de implementação para aplicação das outras partes da IEC 61968, utilizando tecnologias de integração que são padrões de mercado. Ela também provê um guia a respeito do uso de tecnologias como barramento de serviços corporativos (ESB, do inglês, *Enterprise Service Bus*), e com isso fornece um meio pelo qual se pode obter implementações interoperáveis das normas IEC 61968-3 a IEC 61968-9. Ao mesmo tempo, esse padrão pode ser levado para além das trocas de informação definidas pela IEC 61968, como por exemplo, para uma integração genérica dentro da corporação.

A Figura 10 traz uma visão geral do escopo da IEC 61968-100, onde as mensagens são transportadas com o uso de Web Services, que serão descritos mais detalhadamente, juntamente com a arquitetura orientada a serviços, no próximo capítulo deste trabalho, ou com o uso de JMS (do inglês, *Java Message Service*) (ORACLE CORP., 2013), que é uma interface para a troca de mensagens entre dois ou mais clientes (aplicativos).

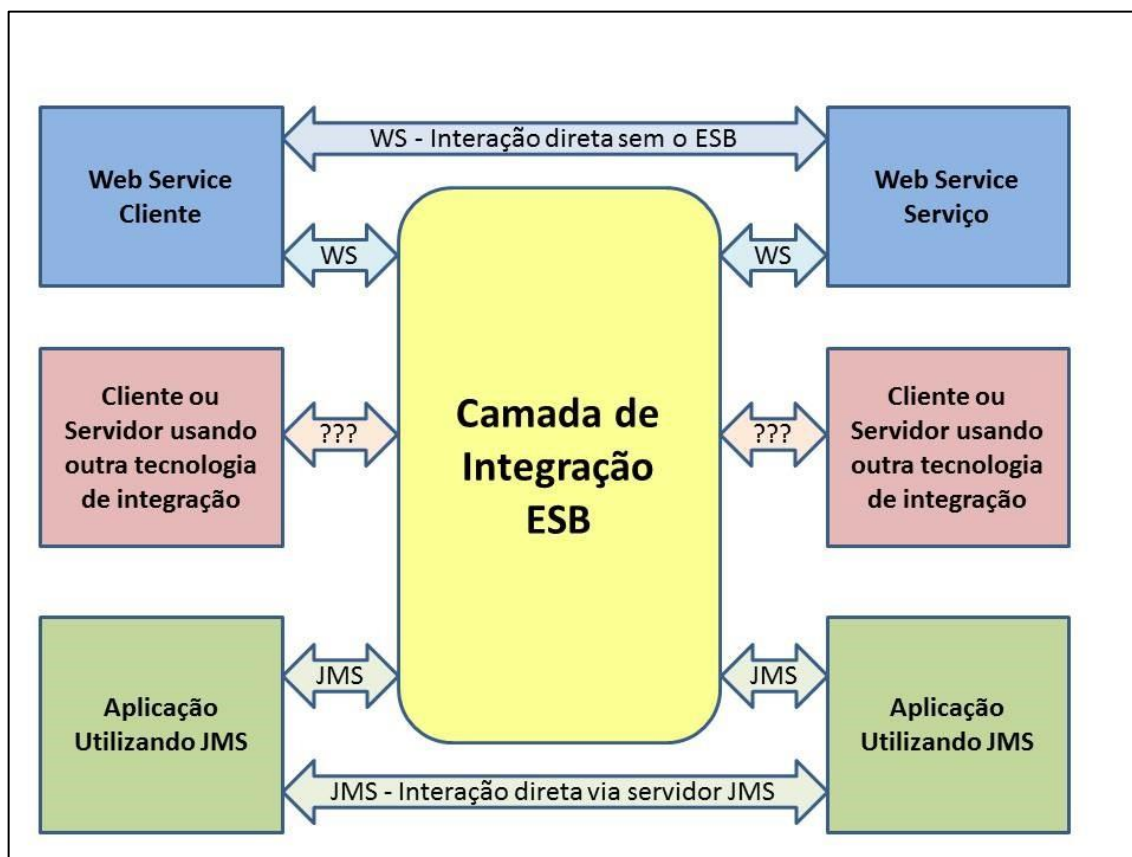
Cada interface de serviço é desenhada para aceitar uma mensagem que possui um verbo e um substantivo. Este último identifica o tipo de conteúdo (*payload*) que será fornecido no *request/response*. As interfaces podem ser definidas através do uso de WSDL (do inglês, *Web Services Definition Language*), que será descrita no próximo capítulo deste trabalho.

Os XML Schemas (XSDs) são usados para definir a estrutura dos envelopes das mensagens. Na maioria dos casos, os XSDs definem a estrutura do conteúdo das mensagens.

A norma ainda descreve casos relacionados à interação entre componentes de um conjunto de sistemas integrados para apoiar determinados processos de negócio, a organização e o conteúdo das mensagens trocadas pelos serviços implementados, além de aspectos ligados à segurança e ao versionamento dos serviços.

Estes e outros tópicos tratados pela IEC 61968-100 serão abordados com mais profundidade nos capítulos subsequentes deste trabalho.

Figura 10 – Escopo da IEC 61968-100



Fonte: adaptada de (IEC, 2013)

## **4. WEB SERVICES E ARQUITETURA ORIENTADA A SERVIÇOS**

Para atingir os objetivos de permitir que a informação seja trocada de acordo com as normas sugeridas pelo grupo estratégico SG3 e a implementação seja independente da plataforma de *hardware/software* e linguagem de programação, a utilização de uma arquitetura orientada a serviços é um conceito que deve ser levado em consideração. Com sua utilização a integração pode ser realizada de forma independente de tecnologias e fornecedores, permitindo que novos sistemas e/ou aplicativos sejam integrados sem que haja a necessidade de se modificar o que já foi implementado.

### **4.1. Arquitetura Orientada a Serviços**

A arquitetura orientada a serviços (SOA, do inglês, *Service Oriented Architecture*) (BIEBERSTEIN et al., 2006) é um estilo de arquitetura para sistemas computacionais no qual os processos de negócio são encapsulados como serviços, que disponibilizam suas funcionalidades através de protocolos, sem depender de tecnologia, fornecedor e produto.

Um serviço é uma unidade autossuficiente de funcionalidade, sendo que os serviços podem ser combinados por outras aplicações de *software* para fornecer uma funcionalidade mais ampla. Eles podem ser distribuídos pela rede corporativa e combinados e reutilizados para criar aplicações de negócio. Estes serviços se comunicam com outros através da troca de dados e podem ter suas ações coordenadas com outros serviços.

Os conceitos de arquitetura orientada a serviços são vistos frequentemente como uma evolução de conceitos mais antigos como a programação modular e a computação distribuída.

### **4.2. Barramento de Serviços Corporativo**

Um barramento de serviços corporativo (ESB, do inglês, *Enterprise Service Bus*) é um tipo de arquitetura de *software* utilizado como uma camada de integração. Sua função é atuar como um intermediário entre a implementação de um serviço e a forma como ele é exposto para que



seja consumido. Os ESBs são tipicamente implementados por tecnologias de *middleware*, normalmente baseadas em padrões reconhecidos, provendo a base para a utilização e integração dos serviços, permitindo que os consumidores de determinado serviço não conheçam diretamente quem o está provendo.

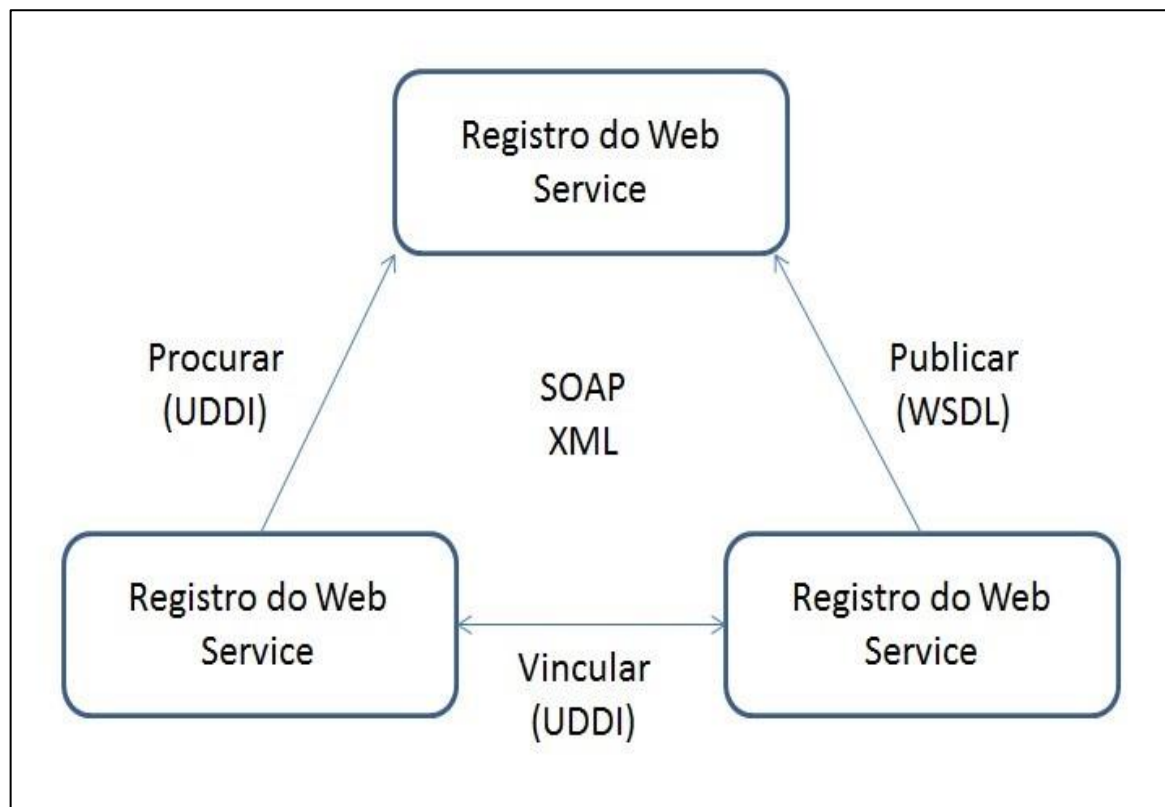
Um ESB normalmente fornece uma camada de abstração na implementação de um sistema de mensagens corporativo, o que permite aos arquitetos de integração explorar as mensagens sem ter que escrever código para isso. De maneira diferente das abordagens clássicas para integração de aplicações corporativas, a base de um ESB é construída por funções básicas divididas em suas partes, com implementação distribuída onde necessário, e trabalhando de forma harmoniosa se preciso. (IEC, 2013)

Um ESB não implementa uma arquitetura orientada a serviços (SOA), mas fornece as funcionalidades com as quais ela pode ser implementada.

#### **4.3. Web Services (W3C, 2004c)**

O World Wide Web Consortium (W3C) define os Web Services como sendo componentes de *software* projetados para permitir interações interoperáveis (máquina-a-máquina) em uma rede. Eles possuem uma interface definida em um formato que pode ser processado por computadores, chamada WDSL (do inglês, *Web Services Description Language*). Outros sistemas interagem com o serviço web de uma maneira prevista por sua descrição usando o SOAP (do inglês, *Simple Object Access Protocol*), que é um protocolo de mensagens baseado em XML para a troca de informações entre computadores. As mensagens são normalmente transmitidas através de HTTP com uma serialização XML em conjunto com outros padrões relacionados à internet. Sua localização dentro da rede e suas definições podem ser encontradas através de um framework chamado UDDI (do inglês, *Universal Description, Discovery and Integration*). A Figura 11 mostra o modelo de arquitetura de Web Services aqui descrita.

Figura 11 – Modelo de arquitetura de Web Services



Fonte: adaptada de (W3C, 2004c)

Dessa forma, os Web Services são componentes que permitem às aplicações enviar e receber dados em formato XML. Cada aplicação pode ter a sua própria "linguagem", que é traduzida para uma linguagem universal, o formato XML.

Para as empresas do Setor Elétrico, os Web Services podem trazer agilidade para os processos e eficiência na comunicação com os centros de controle, podendo ser utilizados na integração de sistemas e na comunicação entre aplicações. Com esta tecnologia é possível que novas aplicações possam interagir com aquelas que já existem e que sistemas desenvolvidos em plataformas diferentes se tornem compatíveis.

#### 4.3.1. WSDL

A WSDL é uma linguagem baseada em XML utilizada para descrever as funcionalidades oferecidas pelos Web Services, descrevendo como um determinado serviço pode ser chamado, que parâmetros devem ser informados, e que estruturas o serviço retorna.

Um documento WSDL define serviços como coleções de pontos de conexão de rede, ou portas. No WSDL, a definição abstrata de pontos de conexão e mensagens é separada de suas implementações reais de rede ou vinculações a formato de dados.

#### 4.3.2. SOAP (do inglês, *Simple Object Access Protocol*)

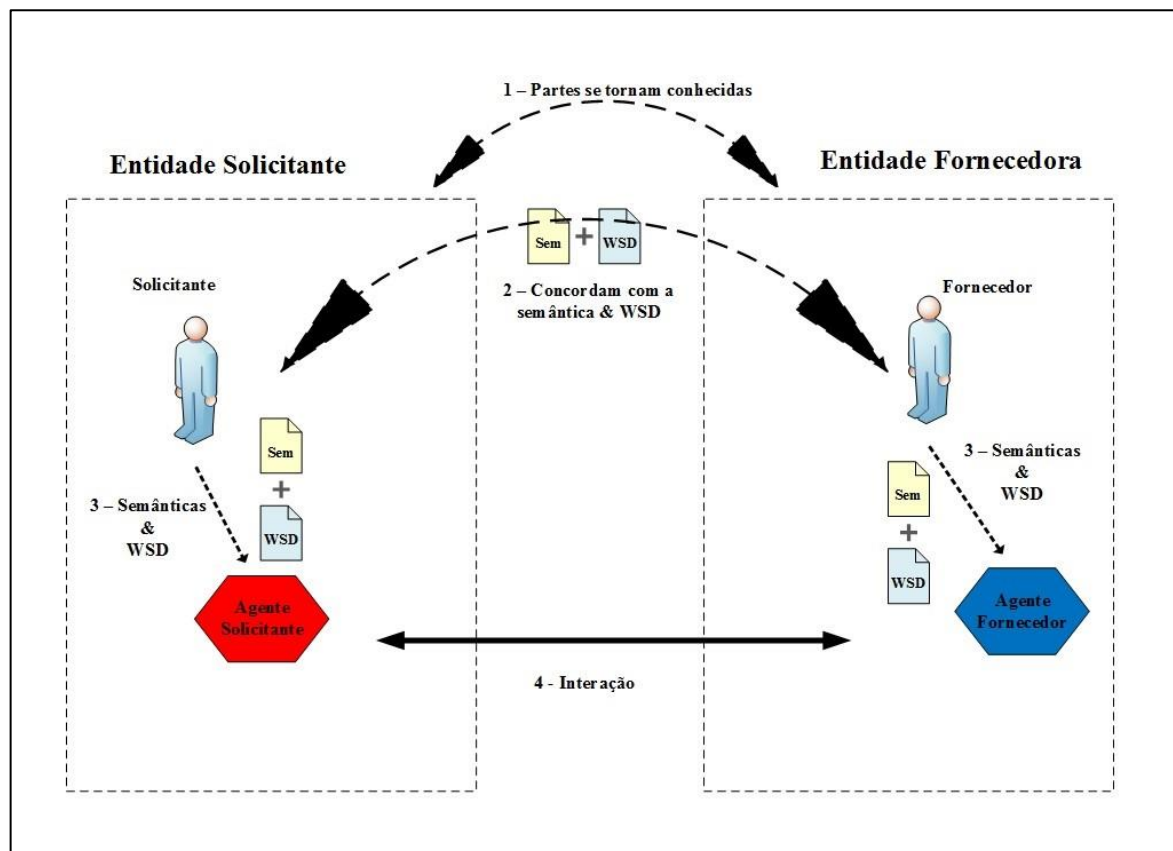
O protocolo SOAP é uma recomendação do W3C e refere-se a um protocolo para troca de informações em plataforma descentralizada e distribuída, com a comunicação normalmente ocorrendo em protocolos como HTTP/HTTPS.

- A mensagem SOAP é um documento XML comum contendo os seguintes elementos:
- Um Envelope que identifica o documento XML como uma mensagem SOAP;
- Um elemento Header que contém informações de cabeçalho;
- Um elemento Body que contém as informações de chamada e resposta e;
- Um elemento Fault contendo erros e informações de status.
- O acrônimo SOAP é algumas vezes referenciado como “*Service-Oriented Architecture Protocol*”.

#### 4.3.3. Processo de utilização:

Existem várias maneiras para que uma entidade solicitante possa utilizar um Web Service. Geralmente, as seguintes etapas são necessárias, conforme mostrado na Figura 12:

Figura 12 – Processo de utilização de Web Services



Fonte: (W3C, 2004c)

1. O solicitante e o provedor do serviço tomam conhecimento um do outro (ou pelo menos um deles toma conhecimento do outro);
2. O solicitante e o provedor do serviço concordam sobre a descrição do serviço e a semântica que vai orientar a interação entre os agentes do solicitante e do fornecedor (executor do serviço). Os agentes, neste caso, são programas de *software* desenvolvidos para desempenhar determinadas funções;
3. A descrição do serviço e semântica são realizadas pelos agentes; e
4. Os agentes trocam mensagens, realizando algum tipo de tarefa para as entidades (solicitante e fornecedor). Isso significa que trocar mensagens com o agente do

fornecedor de determinado serviço representa a interação real com o serviço web da entidade fornecedora.

Algumas destas etapas podem ser automatizadas, enquanto outras podem ser realizadas manualmente.

#### **4.3.4. Cenários de utilização dos Web Services**

A seguir serão mostrados alguns cenários de utilização dos Web Services (W3C, 2004d). Os casos de uso são sequências de interações entre um solicitante de serviço e um ou mais serviços, visando atingir resultados adequados ao solicitante.

Há cenários possíveis mais complexos que estes, e também a possibilidade de combinar vários cenários para atender demandas específicas. Esses cenários mais complexos não serão tratados aqui, porque as interações por eles descritas estão além das necessidades deste trabalho.

##### **4.3.4.1. *Fire-and-forget* para um único destinatário**

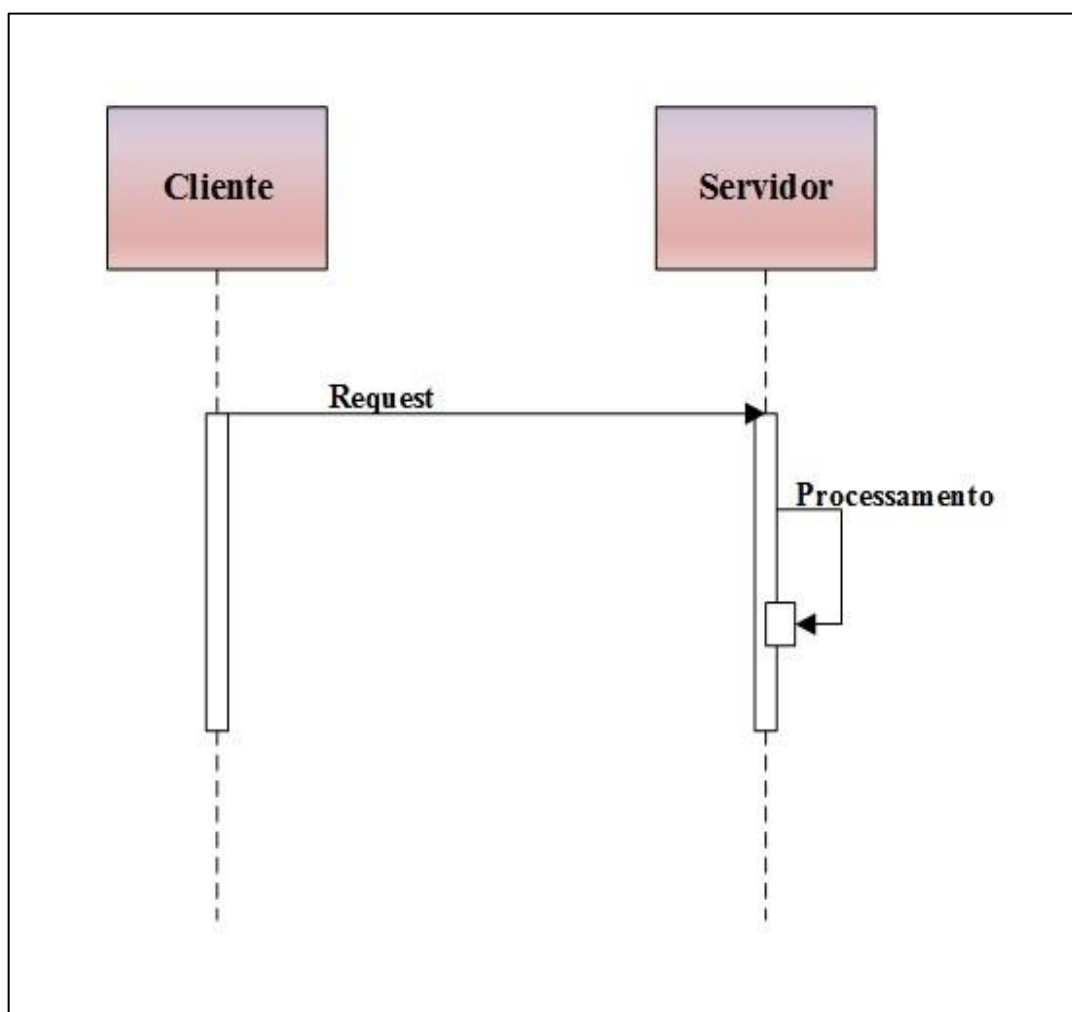
É um padrão para troca de mensagens em que o serviço que envia a mensagem não espera por uma resposta.

Este cenário, ilustrado na Figura 13, requer um mecanismo para enviar a mensagem para um único destinatário. O emissor não solicita nenhuma informação de status sobre o envio da mensagem. O protocolo de transporte pode implementar um mecanismo de resposta, mas o status sobre o envio da mensagem não é retornado ao processo solicitante. Após o envio da mensagem ao destinatário, o emissor continua seu fluxo de processamento normalmente.

Neste cenário, o emissor não fica sabendo se a mensagem foi ou não recebida pelo destinatário, e a simplicidade desse tipo de implementação tem uma consequência: o tratamento de erros não é possível porque não há retornos sobre a entrega de mensagens.

Portanto, ao utilizar *fire-and-forget*, as implementações devem estar preparadas para lidar com situações onde as mensagens podem ser perdidas.

Figura 13 – Fire and forget para um único destinatário



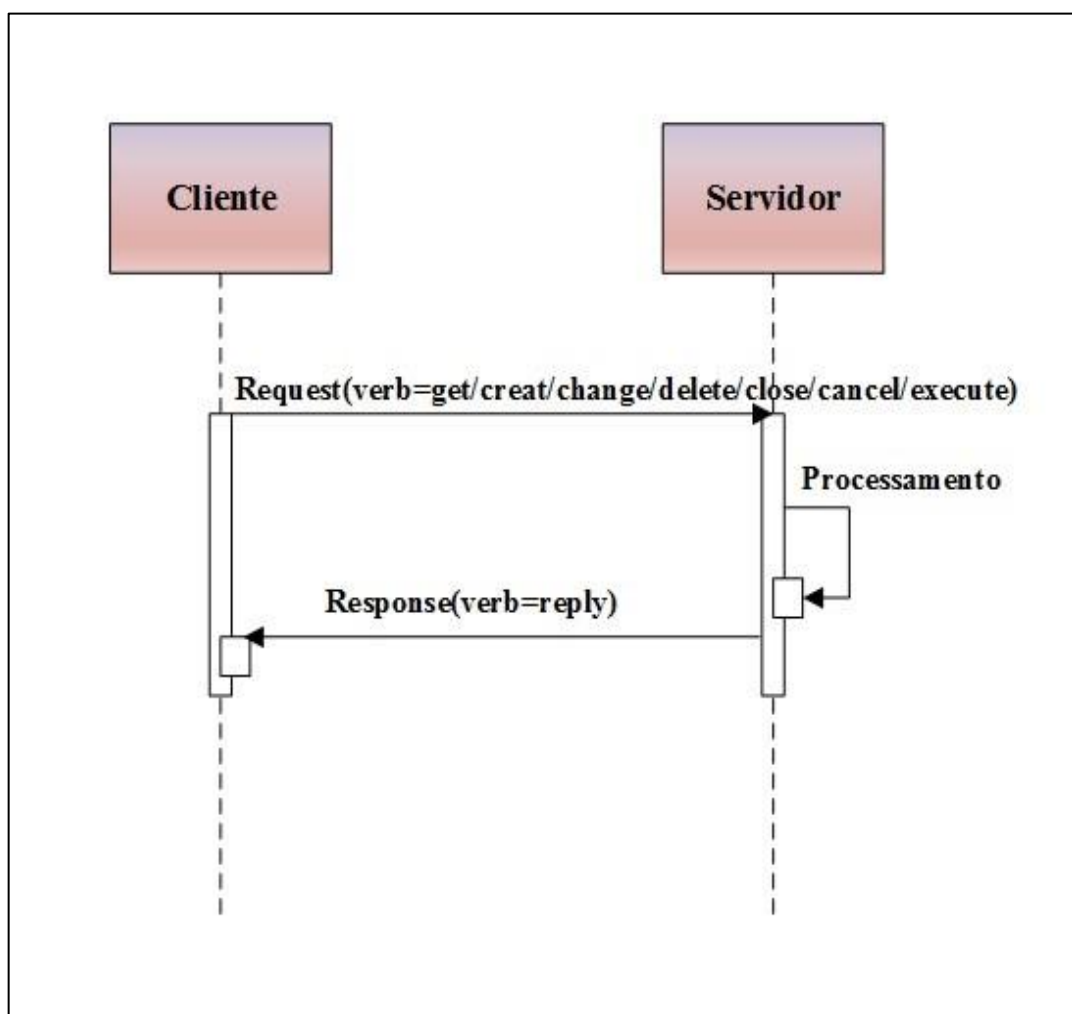
Fonte: adaptada de (W3C, 2004d)

#### 4.3.4.2. Request/Response

As duas partes desejam realizar uma transação. Uma delas prepara um ou mais documentos em uma mensagem e a envia para o destinatário (*request*). Este, por sua vez, processa o

conteúdo da mensagem e envia uma resposta ao solicitante (*response*). A Figura 14 ilustra este cenário.

Figura 14 – Web Services – Request/Response



Fonte: adaptada de (W3C, 2004d)

Neste cenário, a aplicação que recebe a solicitação processa a informação recebida e devolve uma resposta ao solicitante, informando sobre o sucesso (ou não) em atender à solicitação recebida.

#### 4.3.4.3. RPC

RPC (do inglês, *Remote Procedure Call*) é um meio de executar uma função em uma máquina distante. Estas chamadas remotas são destinadas a parecer como se eles estivessem acontecendo localmente e, normalmente, seguindo o padrão de comunicação *request/response*. O solicitante chama o serviço passando parâmetros que são serializados na mensagem que será transmitida ao servidor, e depois de executar o que foi solicitado, o servidor retorna parâmetros com a resposta ao solicitante. O programador que desenvolve a chamada ao procedimento não precisa se preocupar com detalhes de implementação dessa interação remota, pois do ponto de vista do código, a chamada se assemelha às chamadas de procedimentos locais.

Este cenário é diferente do descrito no item 4.3.4.2 porque naquele a mensagem era composta por um conjunto de parâmetros serializados utilizados para invocar um procedimento remoto que retorna um conjunto de resultados. Já o RPC é um modelo de programação para troca de documentos diferente daquele descrito anteriormente, pois requer o mecanismo de *request/response* como no modelo anterior, mas com os parâmetros e resultados serializados no corpo (*body*) da mensagem.

A chamada RPC deve ser realizada sobre um protocolo, que pode ser HTTP (suporta *request/response*). Neste caso, não há necessidade de cabeçalhos (*headers*) adicionais para relacionar as mensagens de solicitação e de resposta.

#### 4.3.4.4. Solicitação com confirmação de recebimento

Um solicitante deseja confiar na troca de dados com um destinatário. E ele deseja ser notificado sobre o status dos dados entregues ao destinatário. Este status pode trazer a informação de que os dados foram entregues corretamente ou então de que houve alguma falha na entrega.

Neste cenário, o solicitante pode requisitar a informação ao destinatário. Este status pode fornecer informação adicional àquela relacionada às respostas do negócio que a aplicação

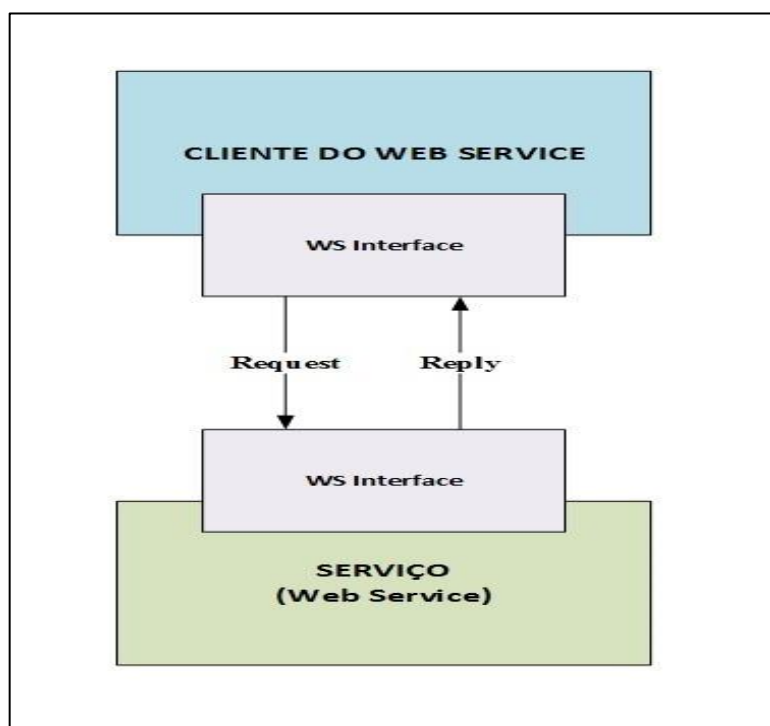


normalmente gera. Um *status handler* fica registrado no SOAP Sender e configurado para solicitar a informação de status. Um *handler* equivalente no SOAP Receiver gera a informação solicitada na mensagem de resposta que será retornada ao SOAP Sender.

#### 4.4. Rest Services

A arquitetura de serviços REST (do inglês, *Representational State Transfer*) foi introduzida inicialmente em 2000 por Roy Fielding em sua tese de doutorado, "Architectural Styles and the Design of Network-based Software Architectures" (FIELDING, 2000). Ela define um conjunto de princípios pelos quais é possível desenhar serviços que foquem nos recursos do sistema, incluindo como os estados desses recursos são endereçados e transferidos por HTTP. A Figura 15 mostra uma chamada básica do tipo *request/response* usando Web Service do tipo RESTful (os serviços que seguem os princípios da arquitetura REST são assim denominados).

Figura 15 – Chamada básica *request/reply* usando Web Service



No início, o mercado não adotou o REST como um padrão, provavelmente porque a maior parte dos fabricantes estava dando atenção ao SOAP. Contudo o tempo foi passando, e o mercado passou a procurar por uma alternativa mais leve e mais focada na web. Atualmente os serviços REST são proporcionados por muitas empresas de tecnologia da informação que são líderes em seus segmentos, visando a integração com seus sistemas.

Não existe uma norma que descreva o REST. Os desenvolvedores devem seguir alguns princípios quando estão criando um serviço RESTful. Os quatro princípios de design básicos que seguem foram retirados de (RODRIGUEZ, 2008).

- Usar métodos HTTP de forma explícita;
- Não possuir gerenciamento de estado (ser *Stateless*);
- Expor estruturas de diretório como URIs;
- Suportar XML, JavaScript Object Notation (JSON), ou ambos para transferência de dados.

Assim como o protocolo HTTP, os serviços RESTful não têm estado, o que significa que nenhuma representação de estado é armazenada no servidor entre as solicitações dos clientes. Cada requisição deve conter toda a informação necessária para que o servidor consiga retornar uma resposta adequada.

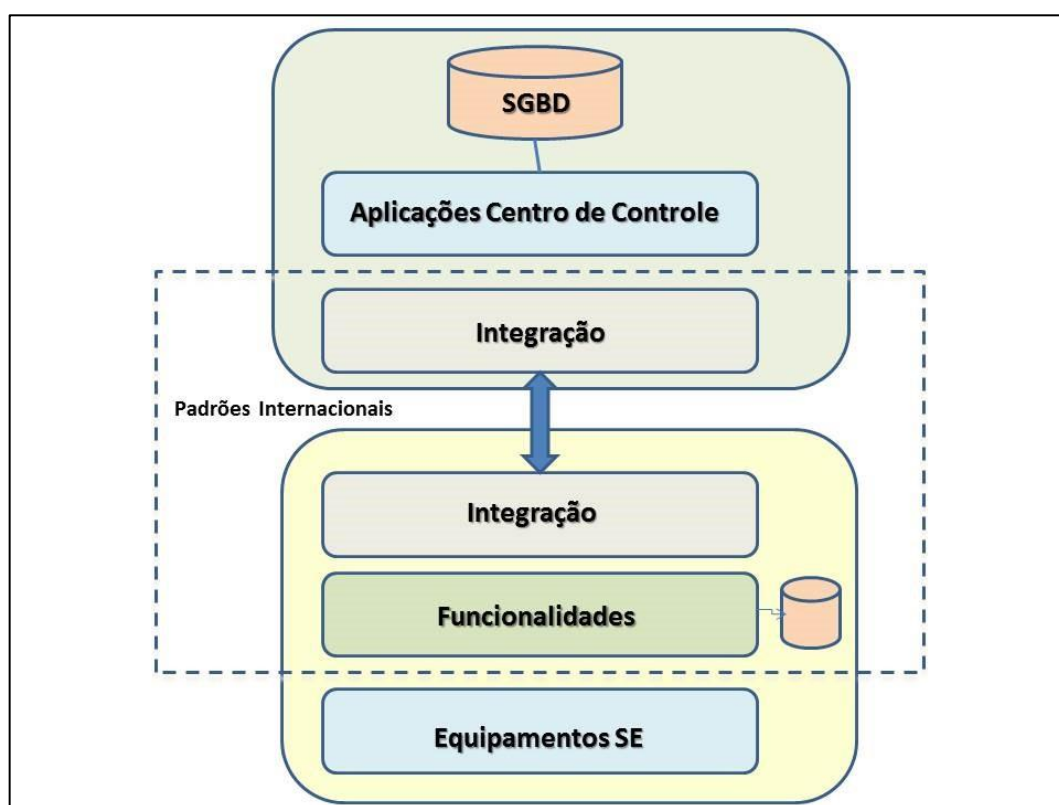
Os Web Services RESTful são percebidos como simples, porque aproveitam padrões existentes e bastante conhecidos, como HTTP, XML, URI e MIME, além da infraestrutura necessária ser bem difundida. Clientes e servidores HTTP estão disponíveis para todas as principais linguagens de programação e plataformas de *hardware* e sistemas operacionais.

Essa infraestrutura leve, na qual os serviços podem ser construídos com o uso menor de ferramentas, tem um baixo custo de implantação, e conseqüentemente as barreiras para adoção são bem menores. O esforço necessário para construir um cliente para um Web Service RESTful é muito pequeno, e os desenvolvedores podem começar a testar esses serviços a partir de um navegador internet comum, sem ter que desenvolver *software* personalizado do lado do cliente.

## 5. PADRÕES UTILIZADOS

A proposta deste trabalho é apresentar um modelo de integração, cujo desenvolvimento compreenda o desenvolvimento de funcionalidades de alto nível, com a adoção de padrões internacionais para a troca das informações a elas relacionadas, coletadas nas subestações de distribuição. Para tanto, foi realizada uma avaliação das necessidades e requisitos relacionados aos objetos e informações tratadas no processo de integração, visando identificar os padrões e tecnologias que poderiam ser utilizados no desenvolvimento do protótipo, e justificar as decisões tomadas a respeito da infraestrutura e padrões escolhidos, sempre visando a harmonização entre os modelos de dados dos protocolos envolvidos. A Figura 16 ilustra o esquema básico da integração proposta, onde se encontram as camadas de integração e de funcionalidades.

Figura 16 – Esquema básico da implementação



Nos tópicos que seguem, são descritos os pontos analisados para determinar as escolhas relacionadas à definição da arquitetura da solução, que por sua vez nortearam o desenvolvimento do protótipo, cujo detalhamento pode ser encontrado no capítulo subsequente.

### **5.1. Protocolos**

Como se sabe, o TC57, do IEC, cujo tema é o gerenciamento dos sistemas de potência e a troca de informação a ele associada, compreendeu a publicação das normas internacionais IEC 61850, relacionada ao intercâmbio de dados entre as subestações, e IEC 61970, relacionada ao intercâmbio de informações entre os centros de controle. O que aqui se pretende, portanto, é examinar a troca de informações utilizando ambas as normas.

As contribuições mais importantes desses padrões mencionados acima são seus modelos de domínio, que definem a semântica dos dados para troca de informações entre as aplicações de *software*, tanto as operacionais como as administrativas.

Além disso, o mercado já dispõe de muitos fornecedores que implementam essas especificações ou parte delas, e as concessionárias já começam a exigir que os produtos a serem por elas adquiridos estejam em conformidade com estas normas.

### **5.2. Formato das mensagens**

Conforme citado anteriormente, os sistemas das concessionárias impõem inúmeros desafios, determinados em grande medida pela necessidade de coordenação simultânea e integrada de múltiplos *softwares*, versões e informações. Primeiramente, no que diz respeito aos *softwares*, a necessidade de suporte à troca de dados entre aplicações de diferentes fornecedores. Em segundo lugar, quanto às versões, a exigência de se manter a execução de múltiplas atualizações do mesmo *software* rodando. Por fim, considerando-se as informações, a

obrigação de se garantir a integração dos dados locais com aqueles referentes às empresas adquiridas. A seguir, estão listadas algumas formas para atender essa necessidade (EPRI, 2013):

- Manter várias cópias dos mesmos dados em vários formatos;
- Armazenar os dados em um formato compatível com todos os programas de *software*, exigindo a remoção de dados específicos dos aplicativos, com a consequente perda na exatidão da informação;
- Armazenar os dados em um formato único altamente detalhado, e criar uma camada de *software* para traduzir os dados a partir deste formato para os formatos de arquivos dos aplicativos desejados;
- Usar um formato altamente detalhado que seja compatível com todas as aplicações, e cujo formato padrão contém os dados básicos necessários para representar o sistema de energia, permitindo que dados adicionais específicos dos aplicativos possam ser incorporados sem invalidar o formato.

Quanto às duas primeiras opções, tratam-se de alternativas de menor custo financeiro e operacional. Ambas não permitem, todavia, atingir o objetivo aqui proposto, uma vez que são claramente refratárias ao estabelecimento de um modelo ao mesmo tempo de integração e padronização.

A terceira opção requer engenharia de *software* adicional por parte da empresa para a criação de ferramentas de tradução, porém com a necessidade de manter apenas um único formato que contém todos os dados necessários. A quarta opção representa a solução ideal, uma vez que permite que uma empresa possa manter a informação em um formato único, com alto nível de detalhes, e compatível com qualquer um dos seus *softwares*.

Esta opção, no entanto, apresenta os seguintes requisitos para ser implementada:

1. Um modelo detalhado para descrever o sistema de energia;
2. Um formato de arquivo capaz de armazenar dados estendidos sem afetar os dados essenciais do modelo; e

3. Fornecedores de *software* para concessionárias do setor elétrico que adotem esse modelo de dados e formato, seja por questões econômicas ou de regulamentação.

Por ser um modelo abstrato que representa todos os principais objetos em uma concessionária de energia elétrica geralmente tratados por sistemas EMS, através de classes públicas representando os objetos e seus atributos, bem como as relações entre eles, o CIM atende ao primeiro requisito acima. Muitos aspectos do sistema de energia tratados pelo TC57 são modelados apenas no CIM. Além disso, o modelo também satisfaz as necessidades de sistemas DMS.

Já a linguagem de marcação XML, por causa de suas características (descritas no capítulo 4), poderia ser usada para atender ao segundo requisito. Contudo, o uso apenas de documentos XML básicos pode trazer dificuldades quando existe a necessidade de se tratar a sintaxe e a semântica dos objetos representados. Para lidar com essas situações usa-se os *XML Schemas*.

Além dos tipos de esquemas já descritos neste trabalho, há um outro padrão W3C, cuja descrição resumida será mostrada a seguir, e que será importante para a definição da arquitetura.

### 5.2.1. RDF

O RDF (do inglês, *Resource Description Framework*) é um esquema XML usado para fornecer uma estrutura de dados em um formato XML, permitindo que os relacionamentos entre nós XML sejam definidos, uma vez que em um documento XML básico não há como expressar os relacionamentos entre objetos que não sejam pai/filho. No exemplo da Figura 17, está sendo indicado o relacionamento entre o objeto VoltageLevel e o objeto Substation.

Vale ressaltar que o objetivo do *RDF Schema* é um pouco diferente do propósito do *XML Schema*.

Figura 17 – Trecho de documento RDF/XML

```

<?xml version="1.0" encoding="utf-8"?>
<rdf:RDF xmlns:rdf="http://www.w3.org/1999/02/22-rdf-syntax-ns#"
        xmlns:cim="http://iec.ch/TC57/2001/CIM-schema-cim10#">

  <!-- SasAgent _ Criacao do CIM/XML a partir do SCL -->

  <!-- Subestacao -->

  <cim:Substation ID="S12">
    <cim:Naming.name>S12</cim:Naming.name>
    <cim:Naming.description>Baden</cim:Naming.description>
  </cim:Substation>
  <cim:EquipmentContainer ID="S12">
  </cim:EquipmentContainer>

  <!-- VoltageLevel -->

  <cim:VoltageLevel ID="S12D1">
    <cim:VoltageLevel.BaseVoltage resource="#BVS12D1"/>
    <cim:VoltageLevel.MemberOf_Substation resource="#S12"/>
    <cim:Naming.name>S12D1</cim:Naming.name>
    <cim:Naming.pathName>S12.D1</cim:Naming.pathName>
  </cim:VoltageLevel>

  <!-- BaseVoltage -->

  <cim:BaseVoltage rdf:ID="BVS12D1">
    <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>220</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>
  </cim:BaseVoltage>

```

Fonte: autor

O RDF foi concebido para descrever metadados sobre recursos, os quais podem ser, por exemplo, documentos XML. A especificação de RDF é dividida em duas partes principais. A primeira parte, RDF (W3C, 1999), define como descrever recursos em termos de suas propriedades e valores; a segunda parte, *RDF Schema* (W3C, 2014), define propriedades específicas que podem ser utilizadas para definir esquemas. Essas duas definições juntas costumam ser referidas como RDFS.

Dessa forma, o uso conjunto do RDF XML fornece um meio para representar a UML, em uma representação sintática que vai facilitar:

- O uso do modelo para definir as interfaces;
- O projeto de banco de dados para armazenar as informações,
- A lógica dos programas de computador envolvidos em sua manipulação.

Além disso, as informações podem facilmente ser trocadas entre diferentes tipos de computadores que usam tipos diferentes de sistemas operacionais e/ou linguagens de programação.

Sendo assim, a utilização da XML, combinada com o RDF, também oferece mecanismos para atender o segundo requisito.

De maneira similar à opção por usar uma determinada linguagem de programação, os desenvolvedores têm muitas opções ao criar um documento CIM XML. A sintaxe RDF pode ser usada de várias maneiras para alcançar um mesmo resultado. A forma como se aborda o CIM RDF *Schema* pode resultar em várias formas para produzir um documento CIM XML.

Quando o CIM foi desenvolvido, o RDF se mostrou a tecnologia correta para o modelo do sistema elétrico devido à complexidade e o grande volume de dados envolvidos. E continua a ser uma tecnologia adequada para esse propósito. Há, entretanto, algumas limitações que podem representar desafios relacionados à interoperabilidade.

- Os tipos de dados em RDF não são poderosos o bastante para garantir determinadas representações específicas. Contudo, isso pode ser melhorado com a utilização de OWL (do inglês, *Web Ontology Language*) (W3C, 2012), que é uma linguagem, padronizada pelo W3C, para definir e instanciar ontologias, que por sua vez podem incluir descrições de classes com suas propriedades e relacionamentos. A OWL foi desenvolvida para aumentar a facilidade de representar a semântica em documentos XML e RDF.
- Os Web Services (SOA) suportam o formato XSD, i.e., nem RDF nem OWL são suportados pelo padrão de Web Services SOA, o que pode limitar a utilização de RDF



e OWL em soluções baseadas na arquitetura SOA. Entretanto, dependendo da necessidade de integração, o uso de serviços REST (RESTful) pode se mostrar como uma ótima alternativa.(VARGA et al., 2011) (LENDAK et al., 2010)

- RDF e OWL não têm o mesmo nível de suporte de ferramentas para edição, validação, transformação, etc., como XSD. Mas é possível encontrar ferramentas com recursos suficientes para trabalhar com RDF e OWL, muitas delas código livre.

Um sistema de gerenciamento da distribuição pode usar apenas mensagens do CIM XSD em sua arquitetura, mas o CIM RDF também tem suas vantagens:

- Um modelo UML é um modelo de grafo e a RDF ajuda a descrever o modelo de grafo. O XSD descreve um modelo hierárquico que se adapte a abordagem tipo de mensagem.
- RDF é mais legível e compreensível por pessoas.
- RDF é um requisito para a construção de ontologias.

Pelo exposto acima, existe a possibilidade de criação das mensagens que serão trocadas utilizando o CIM XML com RDF, ou então com o XSD, como formato padrão para a troca de mensagens na proposta de integração. Neste trabalho, optou-se pelo uso do RDF.

Finalmente, mas não menos importante, a terceira exigência (o modelo sendo adotado por fornecedores) pode ser considerada mais como um desafio comercial (e de regulamentação), do que técnico, pois a aceitação desse modelo de dados requer que ambos, concessionária e fornecedores de soluções, reconheçam os benefícios obtidos ao adotar o padrão. Vale ter em conta que, nos dias atuais, muitos dos principais fornecedores de *software* para o setor elétrico participam dos testes de interoperabilidade do CIM, com o consequente aumento de popularidade do formato.

### **5.3. Interação entre os serviços**

Conforme foi mostrado no Capítulo 3, a norma IEC 61968-100 trata dos perfis de implementação para realizar a integração de aplicações em empresas do setor elétrico.

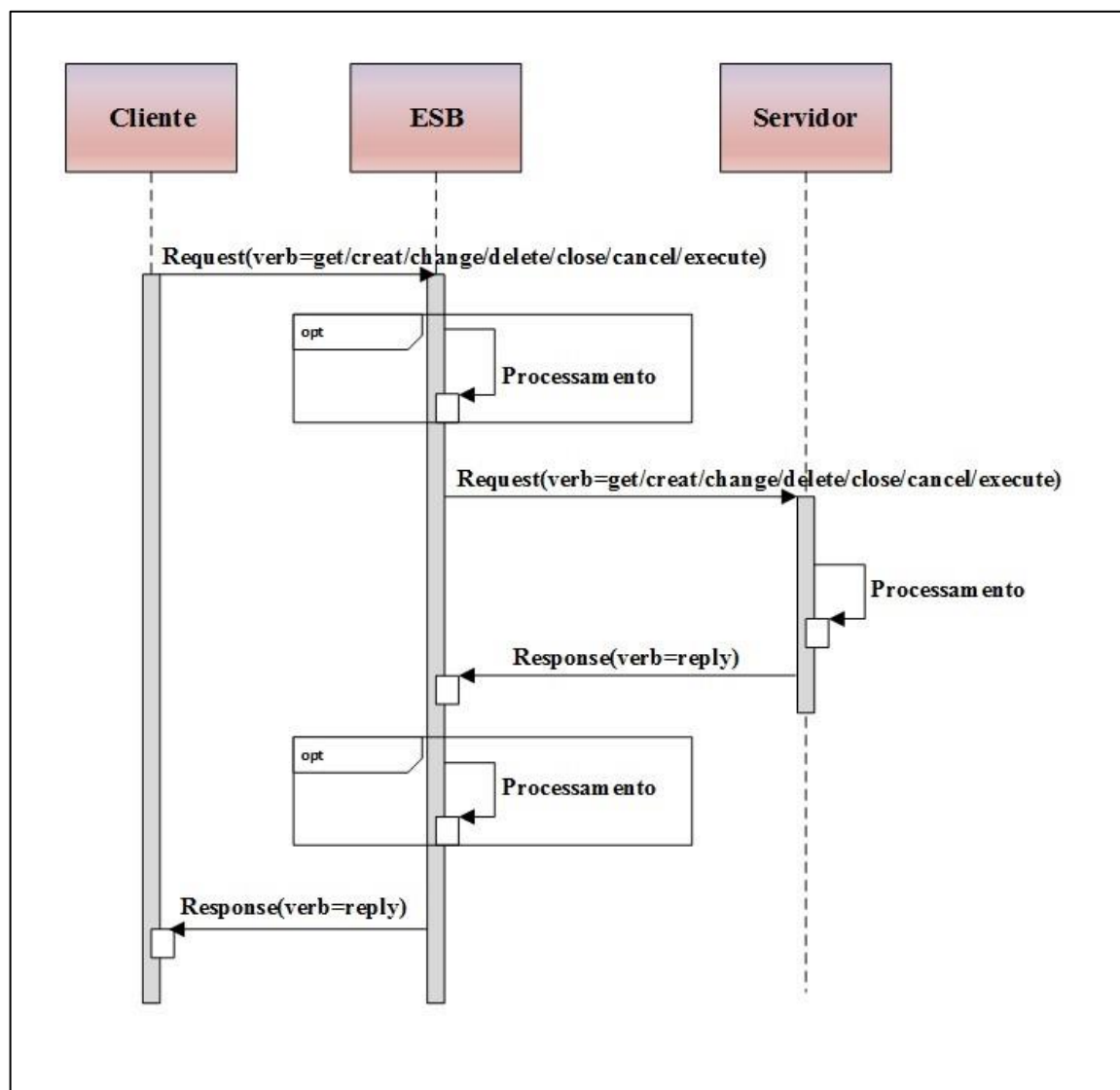
Adicionalmente, também preconiza o uso de Web Services como componentes para expor a informação e, assim disponibilizá-la aos vários aplicativos.

A norma também sugere o uso de um barramento de serviços (ESB) para funcionar para as soluções como uma camada de integração para os vários serviços implementados. Dessa forma, é possível atender cenários mais complexos, como aqueles em que há vários serviços disponíveis para serem chamados.

Há também situações em que para atender determinadas solicitações é necessária a composição de serviços, que podem ser facilitadas com o uso do barramento de serviços. Contudo, dado o escopo deste trabalho, a proposta aqui apresentada vai utilizar apenas as chamadas do tipo *request/response* (Figura 14), que representa o tipo mais simples de interação entre o cliente e o servidor, na qual o cliente inicia a solicitação, o servidor realiza o processamento e retorna a resposta. A Figura 18 ilustra esse mesmo tipo de chamada sendo feita com o uso de um ESB. (IEC, 2013)

Nesse caso, o cliente faz a solicitação ao componente de *middleware*, que por sua vez a encaminha ao servidor. Este, realiza o processamento de acordo com os parâmetros recebidos e devolve o resultado. A resposta vai ser recebida pela camada intermediária e retornada ao cliente. Se compararmos o cenário descrito com aquele da Figura 14, pode-se notar que o uso do ESB, apesar de ter suas vantagens, vai implicar em um aumento na complexidade da solicitação. Além disso, para essa implementação, se faz necessária a instalação adicional de um *software* de *middleware* específico, que fará o papel de intermediário (*broker*) entre os clientes e os serviços, acarretando um maior uso de recursos de processamento, e esforços em realizar ajustes para garantir o desempenho dos serviços.

Para a implementação do protótipo serão utilizados serviços que receberão apenas chamadas simples do tipo RPC (do inglês, *Remote Procedure Call*), de acordo com o padrão *request/response*, instanciados junto ao centro de controle da concessionária.

Figura 18 – Chamada do tipo *request/response* usando ESB

Fonte: autor

Dado o que foi exposto, a implementação do protótipo aqui proposta não fará uso de barramento corporativo. Contudo, isso não impede que no futuro a concessionária, seja por questões estratégicas, ou até por necessidade, opte por implementá-lo.

#### 5.4. Escolha do tipo de Web Services

Apesar de a norma IEC 61968 orientar o uso de padrões W3C, como a arquitetura SOA, dentro do contexto apresentado neste trabalho, optou-se pela utilização dos serviços RESTful. Quando comparados, ambos têm suas vantagens e desvantagens, e podem ser avaliados para serem utilizados ou não, sendo que determinados tipos de aplicações podem ter mais benefícios ao se optar por um dos dois. (PAUTASSO; ZIMMERMANN; LEYMAN, 2008) (VINOSKI, 2007). O uso de serviços RESTful em conjunto com o CIM já foi proposto por outros autores, sendo que uma implementação desses serviços em situação similar à aqui descrita pode ser encontrada em (VARGA et al., 2011).

Entre as facilidades decorrentes do uso de serviços RESTful, podem ser citadas as seguintes:

- Os Web Services RESTful seguem a concepção e filosofia da World Wide Web (WWW). Como tal, eles têm uma interface (API) extremamente flexível, intuitiva e familiar para a maioria dos desenvolvedores e usuários.
- Os métodos HTTP básicos GET, POST, PUT e DELETE podem ser usados para implementar as quatro funções básicas referentes ao armazenamento de informações (ler, criar, atualizar e excluir) de uma maneira simples.
- As APIs dos serviços podem ser modificadas durante a execução sem a necessidade de realizar atualizações nos clientes. Os clientes podem acessar imediatamente uma nova API apenas modificando o URI (do inglês, *Universal Resource Identifier*).
- Devido ao fato dos serviços RESTful não possuírem o monitoramento de estado, fica mais simples dimensionar os serviços para atender a um aumento da demanda, graças ao suporte ao armazenamento em cache, agrupamento (*clustering*) e balanceamento de carga inerentes ao modelo.

Como muitas vezes as subestações ficam situadas em locais distantes, as redes de comunicação que as conectam ao centro de controle podem ter limitações de largura de banda, e até de disponibilidade. Neste caso houve a preocupação com o desempenho dos serviços que foram implementados.

A opção pela implementação de serviços RESTful no protótipo considerou, além das facilidades aqui descritas, o fato de em (LENDAK et al., 2010) os autores citarem que os serviços RESTful apresentam melhor desempenho quando comparados aos SOAP (levando em consideração indicadores de tempo e de consumo de recursos computacionais para a troca de mensagens).

Desenvolvimentos futuros podem considerar a implementação dos mesmos serviços de acordo com a arquitetura SOA. Dessa forma é possível que os desenvolvedores de *software* possam optar por qual serviço chamar em seus aplicativos.

### **5.5. Padrões utilizados no modelo proposto**

A partir das análises e justificativas que estão descritas nos itens 5.1 a 5.4 já é possível descrever o modelo proposto. Seguem as características:

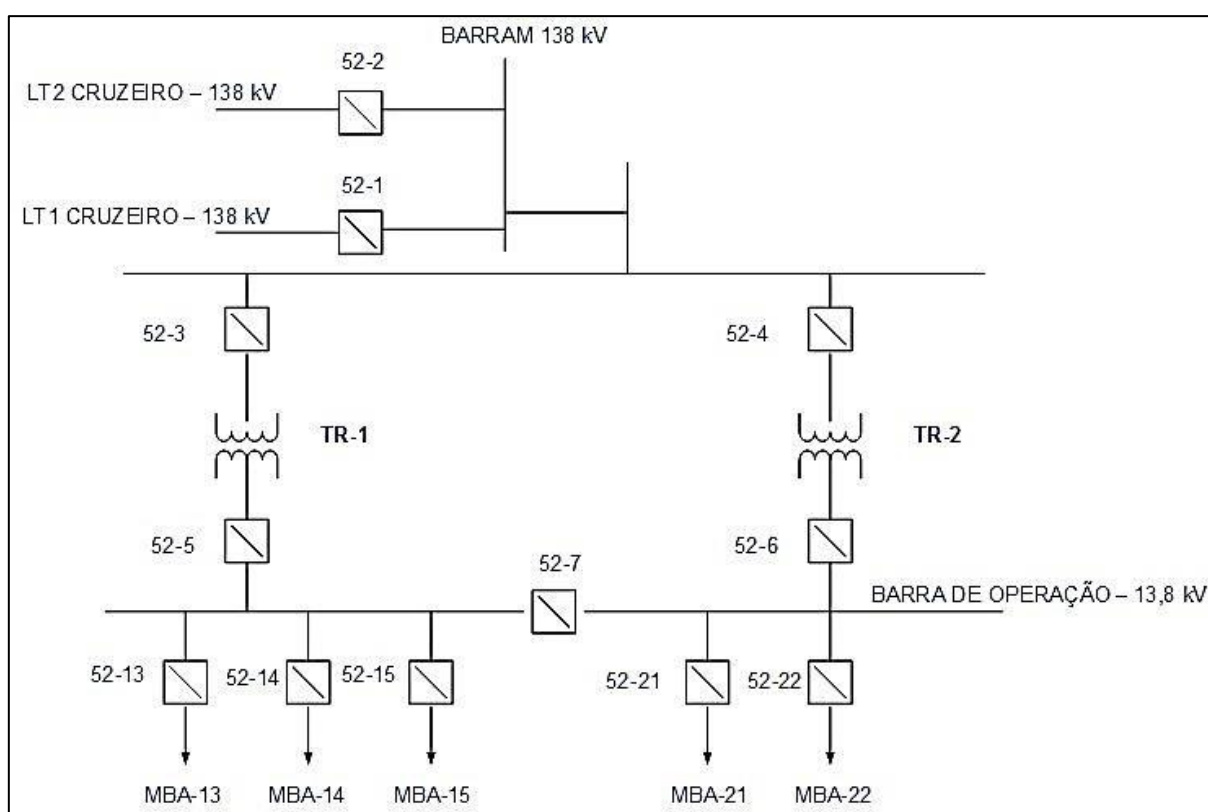
- Utilização dos modelos de objeto propostos nas normas IEC 61850 e IEC 61970;
- Mensagens trocadas no formato CIM RDF XML;
- Camada de integração e de acesso aos dados da subestação; e
- Desenvolvimento de Web Services RESTful para o processo de integração.

Além disso, durante a implementação do protótipo foi também realizada a investigação sobre a melhor alternativa para fazer o mapeamento entre os objetos dos dois modelos.

## 6. DESENVOLVIMENTO DO PROTÓTIPO

O protótipo implementado foi desenvolvido como parte de um projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) do programa regulado pela ANEEL, em parceria com a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), e teve por objetivo investigar a viabilidade de se aplicar o conceito de “Subestação Inteligente”, conforme descrito neste trabalho. Para a implementação foi utilizada a subestação Morungaba II da CPFL, cujo diagrama unifilar pode ser visualizado na Figura 19.

Figura 19 – Diagrama Unifilar da Subestação Morungaba II



Fonte: autor

Uma imagem do pátio da subestação Morungaba II pode ser visualizada na Figura 20.

Figura 20 – Pátio da Subestação Morungaba II



Fonte: autor

### 6.1. Mapeamento dos dados

Como visto nos capítulos anteriores, o sucesso na implementação de uma rede elétrica inteligente deve ser baseado na obtenção precisa e no compartilhamento consistente das informações originadas nos dispositivos de campo, com dados sendo trocados de forma significativa entre a subestação e o nível de gestão. No escopo deste trabalho, o fluxo de dados é “de baixo para cima” (*bottom-up*), originados segundo a norma IEC 61850, e sendo enviados para os sistemas de gerenciamento da distribuição (DMS) em acordo com a norma IEC 61970, de forma a permitir que as decisões sejam tomadas visando o uso seguro e eficiente dos recursos, ou seja, partindo dos IEDs, passando pelo sistema SCADA da

subestação e chegando ao COS. Esses dados podem ser categorizados como estáticos (por exemplo, informações de configuração dos dispositivos da subestação, informação sobre a rede de comunicação de dados da subestação, etc.) ou dinâmicos (por exemplo, leituras realizadas pelos IEDs e equipamentos de campo, indicadores de estado, etc.). Baseados nos dados obtidos, os sistemas de gestão supervisionam, controlam, monitoram, otimizam, e gerenciam a transmissão e consumo de energia para faturamento.

As contribuições mais importantes dos dois padrões mencionados acima são seus modelos de domínio, que definem a semântica dos dados para troca de informações entre as aplicações de *software*, tanto as operacionais como as administrativas. Contudo, dada a diferença de concepção entre os modelos, para promover a interoperabilidade entre eles é necessário que seja realizado algum tipo de mapeamento entre os dados de um protocolo para o outro.

Uma solução eficaz para isso seria a existência de um modelo semântico comum para os objetos das normas IEC 61850 e IEC 61970. Essa solução foi identificada como prioritária pelo NIST em seu plano de infraestrutura para padrões de interoperabilidade de redes inteligentes (GALLAGHER, 2010).

Vários pesquisadores direcionaram esforços no sentido de buscar uma solução para unificar os modelos das duas normas (BECKER, 2010; KOSTIC; PREISS; FREI, 2003; PRADEEP et al., 2009; PREISS; KOSTIC, 2006; SANTODOMINGO; RODRIGUEZ-MONDEJAR; SANZ-BOBI, 2010). A abordagem geral dos trabalhos existentes é mapear os conceitos relacionados e ampliar as normas para acomodar os objetos e informações de interesse comum. Todas essas iniciativas já realizadas têm o foco em mapear as entidades e atributos entre os modelos das normas IEC 61850 e IEC 61970. Em (PRADEEP et al., 2009) é apresentado um modelo de mapeamento de dados sem alterações nos modelos.

Algumas outras abordagens, como (FREI; PREISS; KOSTIC, 2011; SANTODOMINGO; RODRIGUEZ-MONDEJAR; SANZ-BOBI, 2010) tratam de mapear os objetos descritos em SCL (do inglês, *Substation Configuration Language*) para o CIM RDF. Em (MERCURIO; DI GIORGIO; CIOCI, 2009) é apresentado um modelo de integração entre os padrões para um sistema SCADA de código aberto. Outra iniciativa (KIM et al., 2014) sugere a realização da



integração através da meta-modelagem, com as transformações da IEC 61850 e IEC 61970 para um modelo unificado.

Há várias maneiras de se atingir os objetivos aqui propostos, variando entre aquelas que demandam mais esforço na modelagem, e outras, que acabam deixando as transformações e mapeamentos de dados por conta dos programas implementados.

A proposta apresentada neste trabalho é mapear as informações da subestação que implementam as funcionalidades descritas no Capítulo 2, em objetos do modelo CIM. Essas informações são obtidas através do protocolo IEC 61850 e são armazenadas em tabelas de banco de dados, o que possibilita que dados históricos sejam armazenados, além de permitir que a integração não esteja diretamente ligada à obtenção da informação.

Como as informações necessárias para implementar as funcionalidades muitas vezes não estão representadas nos objetos do modelo ou até mesmo não possuem correspondência no CIM, a opção adotada foi usar os objetos e atributos do modelo quando possível, criando novos objetos contendo os atributos que serão adicionados, e relacionando-os (por herança e associações) ao modelo CIM.

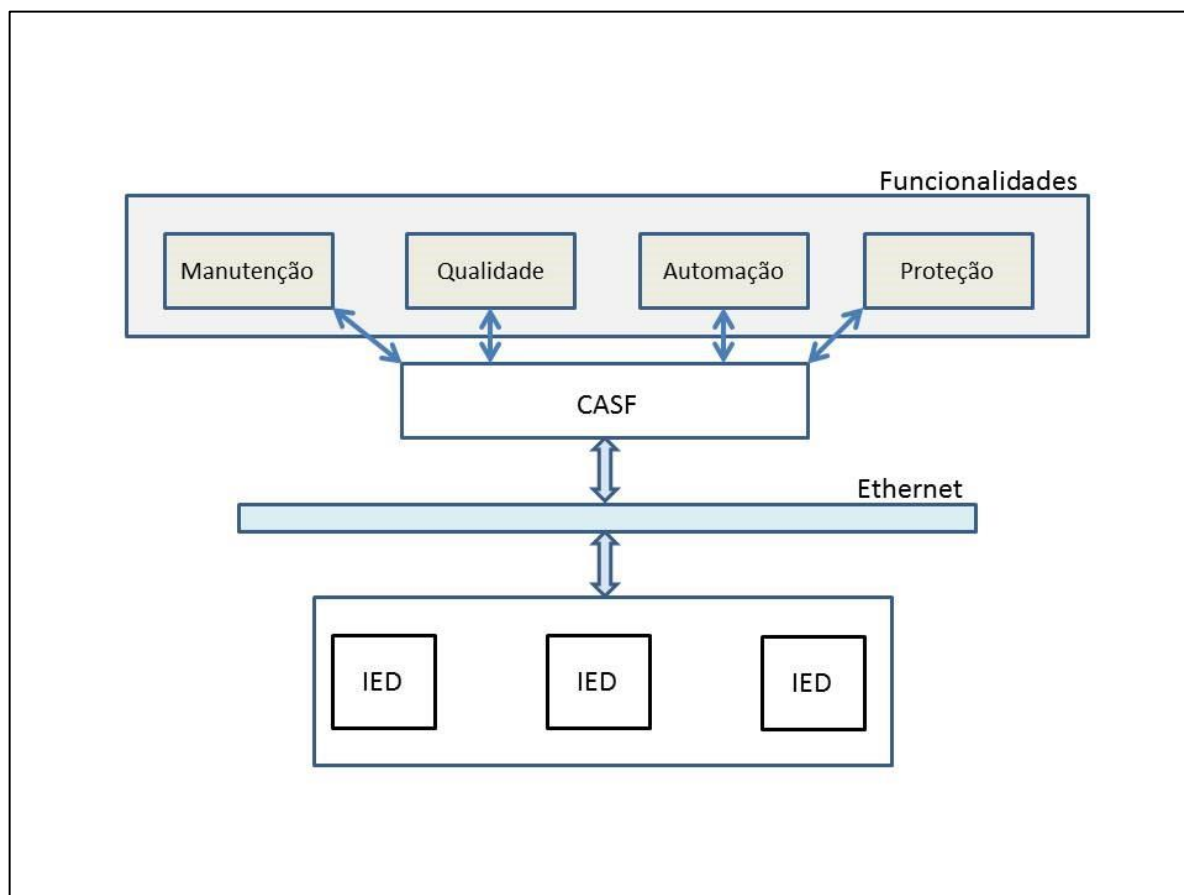
### **6.1.1. Arquitetura do sistema local da subestação**

Neste tópico serão apresentadas as funcionalidades incorporadas ao sistema implantado na subestação Morungaba II dentro do conceito *Smart SE*, que serão conectadas ao centro de gerenciamento e cujos dados serão mapeados para o padrão CIM.

Da forma como foi concebida, essa mesma arquitetura pode ser adotada por qualquer subestação de distribuição da concessionária. Ela também atende os requisitos de escalabilidade, necessário caso a concessionária resolva que novas subestações vão adotá-la.

A Figura 21 mostra as funcionalidades utilizando a camada CASF para acessar a informação originada nos IEDs.

Figura 21 – Funcionalidades acessando a camada CASF



Fonte: autor

#### 6.1.1.1. Qualidade da energia

Para o projeto, foi adquirida uma unidade terminal de qualidade (UTQ), responsável pela aquisição das grandezas elétricas envolvidas no processo, que permitirão a obtenção dos valores consolidados dos indicadores de qualidade da energia (PQ) definidos pela agência reguladora. Essas informações podem ser apresentadas ao usuário, e quando algum indicador de qualidade de energia limite tiver seu limite ultrapassado, alertas podem ser enviados a determinados usuários previamente cadastrados.

Os seguintes Indicadores de PQ são calculados pela UTQ:

- Distorção Harmônica das Tensões;
- Frequência;
- RMS de tensão e corrente e potências;
- Desequilíbrio das Tensões;
- Flicker - Cintilação das Tensões;
- VTCD - Variações de Tensão de Curta Duração das Tensões (sag e swell).

Para os indicadores de PQ, os critérios de amostragem, os valores de referência bem como os procedimentos relativos aos seus cálculos, seguem a definição dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Modulo 8 elaborado pela ANEEL (ANEEL, 2015), sendo que a consolidação de indicadores possuem periodicidade diferente, dependendo das definições encontradas no documento.

A UTQ calcula e pré-processa os indicadores de qualidade fornecendo-os uma vez ao dia através de arquivos no formato COMTRADE (IEEE, 1999). Os registros são nomeados usando a sistemática COMNAME, conforme IEEE C37.232, Recommended Practice for Naming Time Sequence Data Files (IEEE, 2011). Alguns arquivos serão criados apenas se houver a detecção do indicador de qualidade pela UTQ, como por exemplo, VCTD e desequilíbrio de tensão. Os arquivos são sempre gerados para os demais indicadores.

#### **6.1.1.2. Monitoramento voltado à gestão da manutenção**

Disjuntores: A manutenção dos disjuntores é normalmente baseada em intervalos de tempo regulares ou no número de operações efetuadas. Os métodos baseados nesta filosofia possuem algumas desvantagens, porque dentro do intervalo de manutenção pré-determinado pode haver um número anormal de operações ou um número pequeno de operações com níveis elevados de corrente. Sendo assim, é interessante monitorar grandezas do equipamento através de sensores em seu sistema de alimentação, seus mecanismos de atuação e elementos

primários (sujeitos a tensão primária). Essas grandezas monitoradas podem ser combinadas com dados já medidos pelos IEDs de proteção e controle da subestação, e fornecer informações mais precisas sobre os disjuntores.

Transformadores: De acordo com dados obtidos junto à concessionária CPFL, a taxa de falhas média de transformadores de potência de suas subestações varia entre 1,0% e 1,5% ao ano. O transformador do sistema protótipo, instalado na subestação Morungaba II, dispõe dos seguintes itens de monitoramento:

- Medição da temperatura interna por fibra ótica (topo, fundo, meio das bobinas);
- Corrente, tensão e frequência;
- Posição de tap no comutador sob carga;
- Temperatura ambiente, topo do óleo e enrolamento (medição convencional por termopar);
- Umidade do óleo isolante e algoritmo para determinar a umidade do isolamento sólido;
- Teor dos gases dissolvidos no óleo isolante (monóxido de carbono, dióxido de carbono, etano, metano, etileno, acetileno, hidrogênio e oxigênio);
- Proteções intrínsecas (rele buchholz, indicador de nível de óleo); e
- Presença de gases combustíveis.

O protótipo implementado trata os seguintes itens relacionados ao gerenciamento e controle de condição de transformadores:

- Monitoramento dos gases dissolvidos no óleo.
- Análise e diagnóstico de falhas baseada nas concentrações gasosas.
- Monitoramento da degradação do meio dielétrico sólido e do óleo.
- Diagnóstico da condição do isolamento sólido por avaliação da umidade.
- Avaliação de expectativa de vida remanescente com gerenciamento da vida útil do equipamento.

### **6.1.1.3. Automação/Operação**

Medições dos sinais analógicos e digitais registradas a cada minuto vão permitir o armazenamento de um histórico para consultas e geração de relatórios.

O módulo de automação faz uso do aplicativo que faz o cálculo do tap ótimo para funcionamento do transformador. Com a aquisição dos valores de tensão nas barras de operação (13,8 kV) 1 e 2, verifica-se se há a necessidade de alteração do tap do transformador. O algoritmo calcula primeiramente uma faixa de taps possíveis para trazer a tensão entre os limites preestabelecidos.

### **6.1.1.4. Proteção**

As funcionalidades desenvolvidas no protótipo e relacionadas à proteção, e cujas informações serão alvo da integração são:

- Análise contra vazamento de corrente de terra;
- Acompanhamento da validade do ajuste do elemento 51 de fase;
- Acompanhamento do 50GS; e
- Análise da atuação da proteção através de sistema especialista.

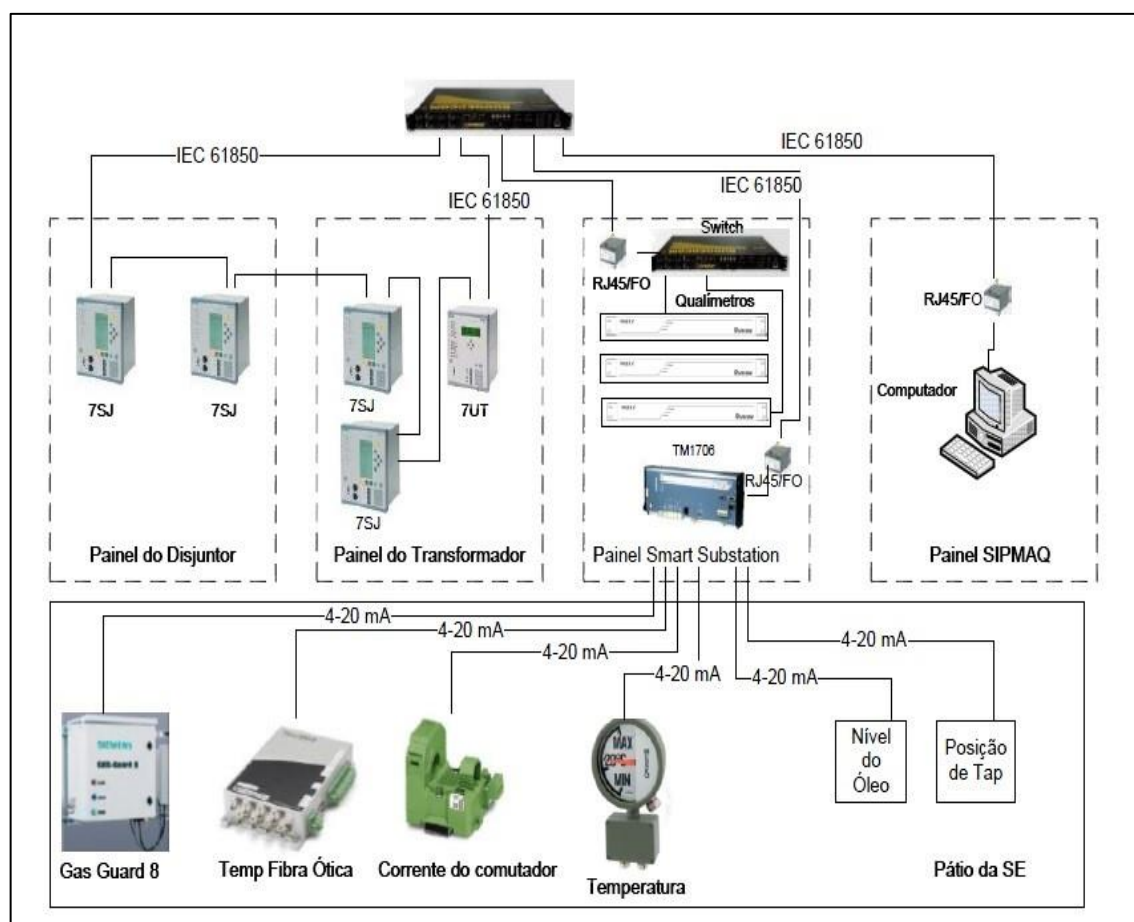
### **6.1.2. Arquitetura do sistema de automação**

A Figura 22 mostra a estrutura utilizada no desenvolvimento do protótipo do sistema de automação. Para aquisição das informações da subestação, foram utilizadas uma unidade de aquisição de dados e relés de proteção, sendo que estes são responsáveis pela aquisição dos sinais referentes ao monitoramento do transformador e do disjuntor, que já são comumente adotados pelas concessionárias de energia. Todos os IEDs, exceto o qualímetro e os medidores de energia para faturamento, são compatíveis com a norma IEC 61850. Também

estão incluídos na figura os seguintes sensores usados para o desenvolvimento das funcionalidades de automação/operação:

- Temperatura por fibra ótica;
- Gases dissolvidos no óleo do transformador;
- Sensor de densidade de gás SF6 do disjuntor;
- Corrente do motor do comutador;
- Temperatura da câmara do disjuntor; e
- Nível do óleo do transformador.

Figura 22 – Arquitetura do sistema de automação utilizada no protótipo



Fonte: autor

O computador industrial utilizado na subestação tem características de configuração e desempenho compatíveis com os computadores para uso comercial atuais. Ou seja, nenhuma característica ou funcionalidade foi a ele adicionada. A Figura 23 mostra o gabinete e o painel do sistema instalado.

Figura 23 – Painel do sistema de automação



No centro de controle foi instalado um servidor para abrigar os módulos de *software* relacionados ao projeto, com características similares aos demais servidores utilizados no ambiente corporativo da concessionária.

### **6.1.3. Obtenção da informação na subestação (IEC 61850)**

Durante o projeto, foi desenvolvido um módulo de *software* batizado de CASF (do inglês, *Common Access System Functionality*). O CASF foi desenvolvido de acordo com a filosofia ACSI (Figura 09). O acesso aos dados para implementação das funcionalidades pretendidas foi realizado através de uma camada de integração com capacidade para mapear as diferentes informações e tipo de dados para o protocolo IEC61850, bem como, possibilitar a implementação das funcionalidades específicas definidas pela norma.

Os dados obtidos vão prover informação para as funções de medição, controle de tempo real e telemetria de dados, e também para os processos de proteção, qualidade, operação e manutenção. Essas funcionalidades utilizam informações como corrente, tensão, indicadores de estado dos disjuntores, etc., que podem ser originadas nos dispositivos de campo, acessadas em uma base de dados históricos.

O acesso a essas informações é realizado de maneira independente de implementações, facilitando o desenvolvimento de novas funcionalidades, independentemente de linguagem de programação, e cuja localização pode estar em quaisquer nós da rede.

A integração funcional foi feita através de uma aplicação de *software* (*middleware*) com a capacidade de mapear as diferentes informações e tipo de dados para o protocolo IEC61850, bem como, possibilitar a implementação das funcionalidades específicas definidas pela norma IEC61850.

As principais funcionalidades requeridas para esse conversor de protocolo são:

- Permitir a conversão dos dados para GOOSE/GSSE;
- Permitir a utilização de serviços ACSI definidos pela norma IEC 61850;



- A configuração dos equipamentos deverá ser implementada através de linguagem de configuração – SCL.
- Suporte a transmissão de dados não solicitados.

Para a integração funcional dos diversos equipamentos e protocolos foi utilizada uma ferramenta baseada no OPC UA (do inglês, *Ole for Process Control - Unified Architecture*), que funciona com os principais protocolos de comunicação utilizados no setor elétrico.

O OPC UA (OPC FOUNDATION, 2012) implementa mecanismo de comunicação baseado em uma arquitetura orientada a serviços, onde clientes enviam requisições a servidores, e estes disponibilizam os dados através de um espaço de endereçamento bem definido. Esse padrão pode ser mapeado sobre uma variedade de protocolos de comunicação e os dados podem ser codificados de várias formas para permitir portabilidade e eficiência.

Para tornar os sistemas interoperáveis, o mecanismo de transferência de dados deve ser associado com um modelo de representação da informação consistente. O OPC UA utiliza um objeto como um conceito fundamental para representar os dados e o comportamento de um sistema subjacente. Os objetos armazenam variáveis, eventos e métodos, e são interligados através de referências.

Este conceito é similar ao de programação orientada a objetos (OOP), que é um paradigma de programação utilizando objetos (estruturas de dados que consistem em campos, eventos e métodos) e suas interações para projetar programas de computador.

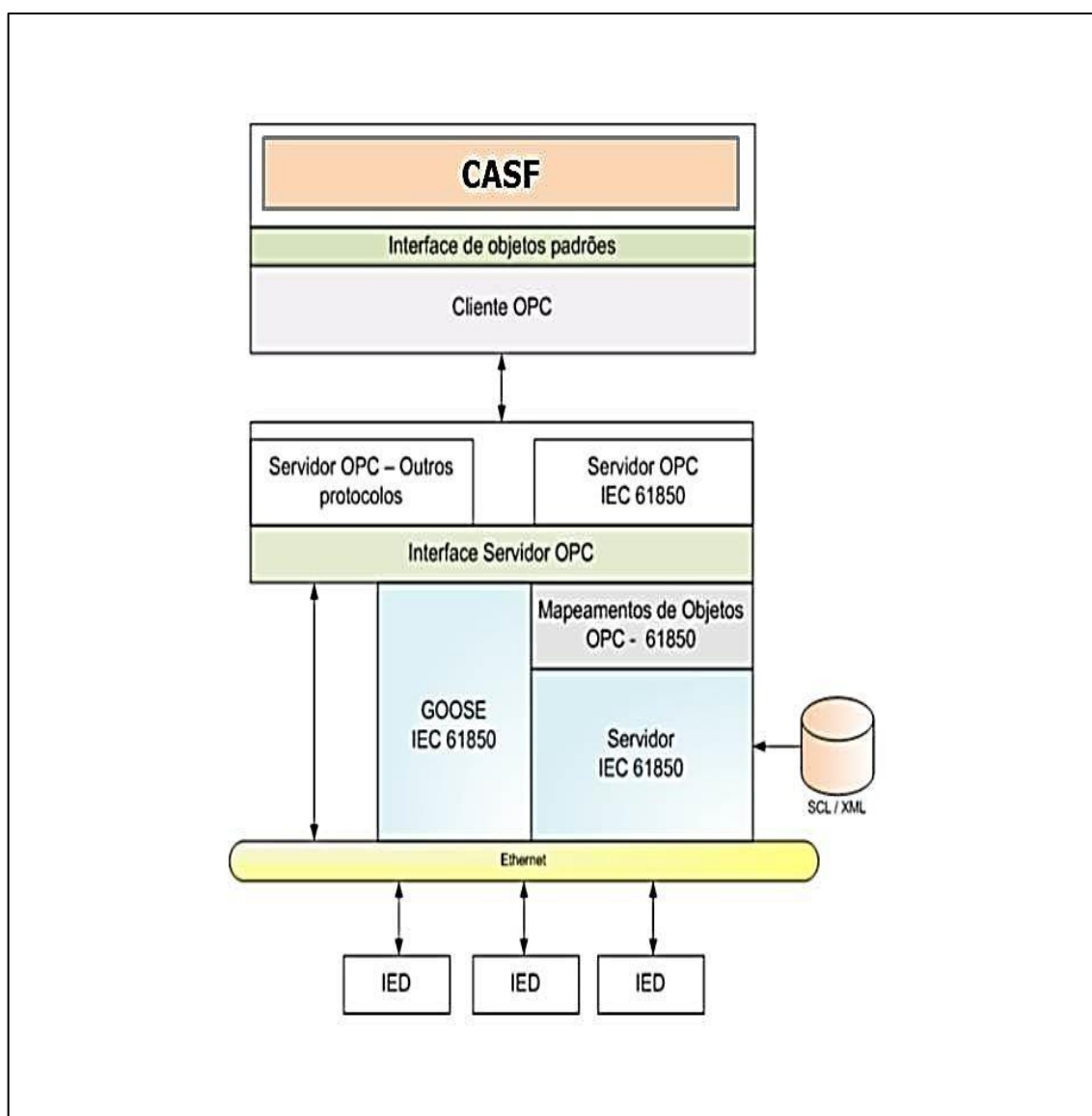
O Modelo de Informação OPC UA proporciona como abstração de dados, encapsulamento, polimorfismo e herança.

Na Figura 24 a seguir é apresentada a arquitetura utilizada para obtenção da informação.

Existem diferentes maneiras de como mapear os modelos do IEC 61850 para um modelo OPC UA. Por exemplo, tem de ser decidido se os atributos específicos do IEC 61850, como a

qualidade e o tempo, devem ser mapeados como todos os outros atributos, ou manipulados especificamente usando mecanismos específicos do OPC UA.

Figura 24 – Obtenção da informação



Fonte: autor



- O *Report Control Block*, onde devem ser selecionadas todas as variáveis que precisam ser recebidas no instante de mudança do seu valor, como os *trips* dos relés de proteção e os estados dos disjuntores; e
- O *Polled Data Set*, onde devem ser adicionadas todas as variáveis cujos valores são lidos de forma cíclica, como valores analógicos de tensões e correntes.

#### **6.1.4. Conversão dos dados para o padrão CIM**

##### **6.1.4.1. Valores analógicos e indicadores de estado**

A IEC 61850-5 estabelece os requisitos básicos para a modelagem de um sistema de automação de subestação e as partes IEC 61850-7-2 (IEC, 2010b), IEC 61850-7-3 (IEC, 2010c) e IEC 61850-7-4 (IEC, 2010d) definem como modelar as informações através de nós lógicos.

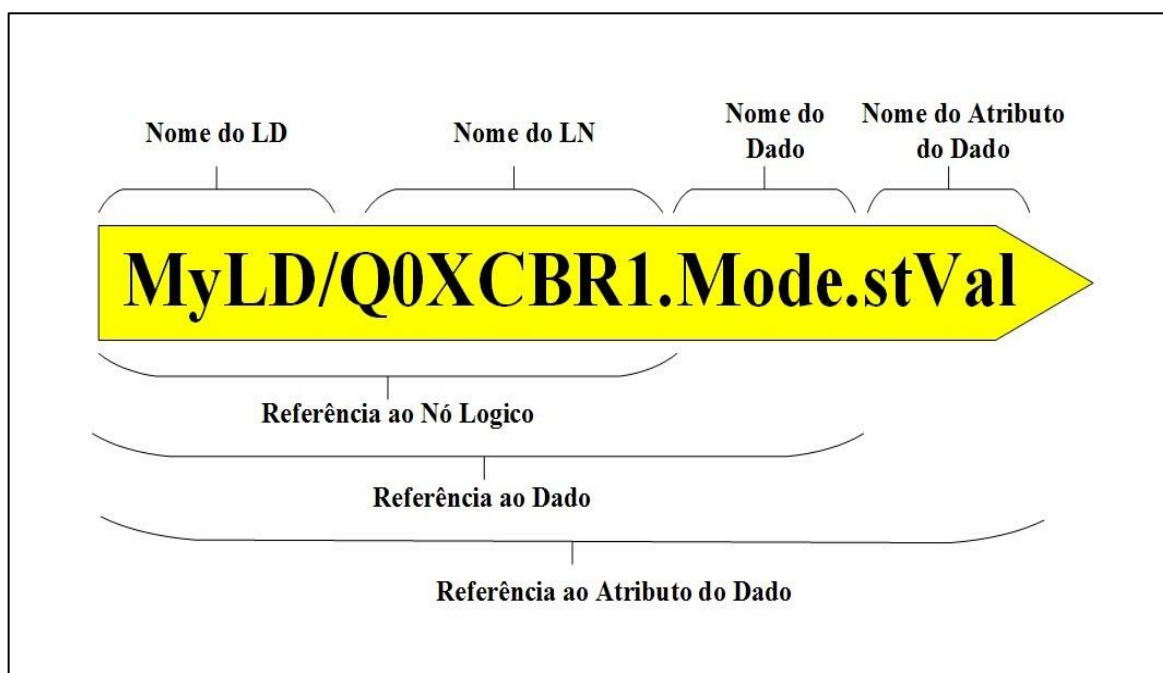
O padrão IEC 61850 diferencia os nomes de objeto das referências a objetos. Nomes de objeto identificam uma instância de uma classe em um nível hierárquico. A concatenação de todos os nomes de objeto forma a referência ao objeto, como por exemplo, “MyLD/Q0XCBR1.Mode.stVal”. Neste exemplo estão referenciados o LD (MyLD), o LN (Q0XCBR1), o nome do dado obtido (Mode), e o nome do atributo (stVal). A Figura 26 mostra a interpretação da concatenação de dados para o exemplo.

No protótipo, a camada CASF obtém os dados a partir do LN implementado pelos IEDs, através do caminho completo contendo o nome do objeto desejado. Esses dados são relacionados às medições de valores analógicos (tensão, corrente, etc.) e indicadores de estado dos equipamentos da subestação, como relés e sensores. Seguem alguns exemplos de objetos mapeados nos IEDs da subestação pelo protótipo:

- R\_52\_03CTRL/DJXCBR1.Pos.stVal
- R\_52\_01CTRL/DJGGIO1.SPCSO2.stVal
- R\_52\_04PROT/PTOC8.Beh.stVal

- R\_52\_01MEAS/MMXU1.A.phsA.cVal.mag.f
- R\_SOB\_T1CTRL/LLN0.Health.stVal

Figura 26 – Nome de objeto IEC 61850



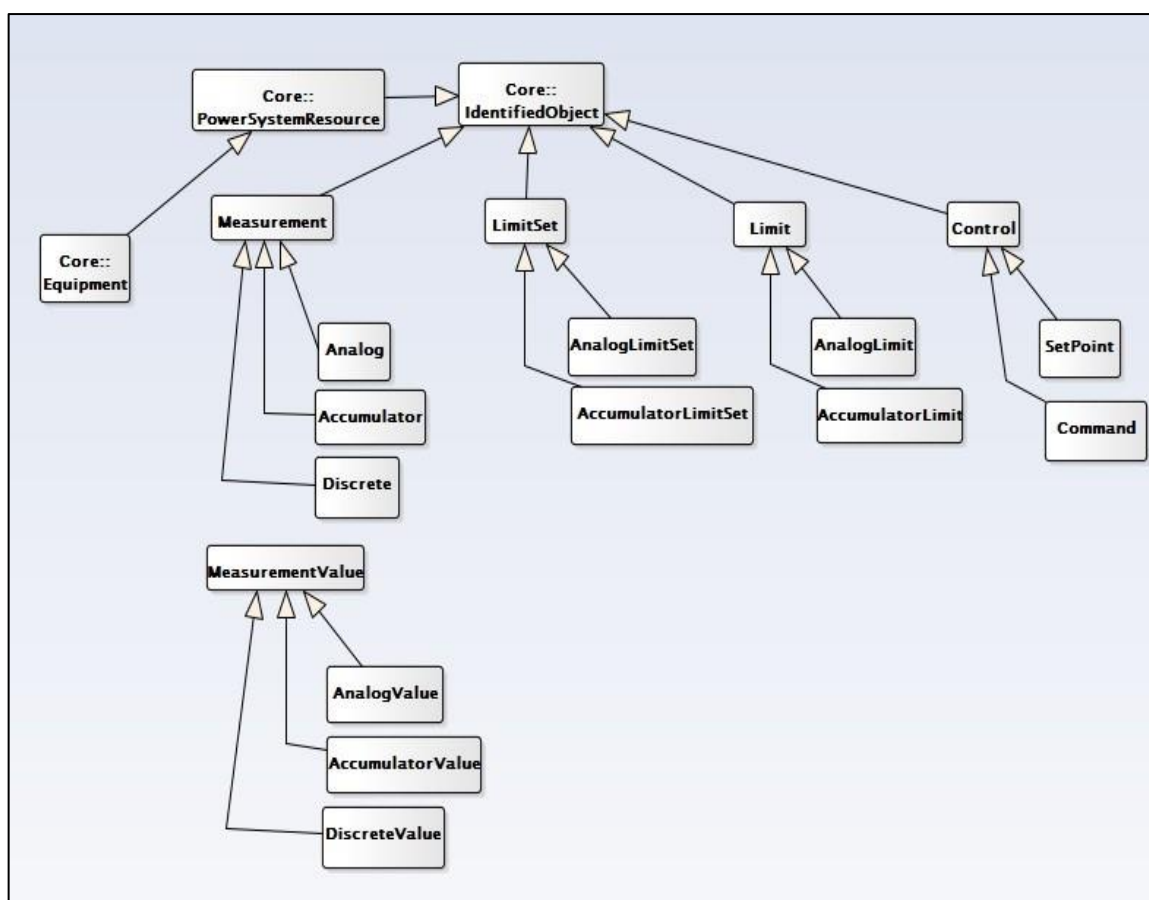
Fonte: adaptada de (IEC, 2011)

Para tratar dados desse tipo, o CIM define alguns conceitos abstratos, como por exemplo *Measurement*, que é uma maneira genérica para modelar dados de *status* e de valores analógicos, contida no pacote *Meas*. O Diagrama de Classes do Pacote *Meas* (diagrama *MeasurementInheritance*, CIM versão 15), que contém as classes e seus relacionamentos é apresentado na Figura 27.

Os objetos das classes *DiscreteValue* e *AnalogValue*, que são relacionados aos objetos da classe *MeasurementValue*, foram utilizados no protótipo para mapear as informações no CIM. Esse mapeamento foi realizado de maneira simplificada, utilizando os atributos existentes nas

classes quando possível e visando manter os documentos criados com o menor tamanho possível, pois há a preocupação com o desempenho da rede pela qual serão transmitidos.

Figura 27 – Diagrama de classe do pacote *Meas* (CIM versão 15)



Fonte: autor

Para realizar o mapeamento, foram seguidos os seguintes procedimentos:

- O `rdf:ID` (herdado da classe *IdentifiedObject* – pacote *Core*) foi gerado a partir da composição do nome do IED e do selo cronológico (*timestamp*) da obtenção do dado;
- O atributo *MeasurementValue.Value* foi usado para o valor propriamente dito;

- O atributo *MeasurementValue.Timestamp* contém o valor do *timestamp* em que a informação foi obtida;
- O atributo *MeasurementValue.MeasurementValueSource* contém a referência para o recurso CIM que obteve a informação;
- Para informar o caminho para obtenção da informação no padrão proposto pela IEC 61850 foi criado um novo atributo no modelo, chamado *MeasurementValue.PathName*;

A Figura 28 mostra como ficaria o CIM RDF para transmitir o *status* de um disjuntor, criado da maneira descrita acima.

De maneira similar, pode-se criar o RDF para tratar os valores analógicos, bastando apenas trocar a classe *DiscreteValue* pela classe *AnalogValue*.

Figura 28 – Trecho de CIM RDF para um valor digital

```
<cim:DiscreteValue rdf:ID="_nnnnnnnnnnnnnnnn">
  <cim:MeasurementValue.pathName>R_52_03CTRL/DJXCBR1.Pos.stVal</cim:MeasurementValue.pathName>
  <cim:MeasurementValue.Value>02</cim:MeasurementValue.Value>
  <cim:MeasurementValue.MeasurementValueSource rdf:resource="#_R_52_03CTRL"/>
</cim:DiscreteValue>
```

Fonte: autor

Uma unidade de aquisição de dados faz a leitura dos sensores que foram adicionados aos equipamentos da subestação. A camada CASF fornece as informações referentes à essa unidade seguindo a mesma padronização IEC 61850, permitindo assim que os dados obtidos

pelos sensores recebam o mesmo tratamento descrito acima. A norma prevê o uso de objetos genéricos para tratar dados de E/S genéricos. O LN GGIO é associado a esses objetos. Em alguns casos foi utilizado o LN GGIO, como por exemplo:

- R\_52\_03EXT/pdGGIO32776.SPCSO2.stVal – indica um defeito no canal ótico 1.
- TM1703CTRL/TR1GGIO1.SPCSO1.stVal – ruptura da membrana do transformador.
- TM1703MEAS/TR1GGIO2.AnIn5.mag.f – sensor de gases (O<sub>2</sub>)

Foram também utilizados outros LN relacionados ao protótipo, descritos na IEC 61850-7-4 (MMXN, YPTR, etc.), sendo que o mesmo mapeamento é factível em todos os casos.

#### **6.1.4.2. Qualidade da energia**

O módulo que implementa as funcionalidades e gera os indicadores de PQ processa os arquivos COMTRADE gerados pela UTQ, com o intuito de obter as informações necessárias para alcançar os resultados pretendidos. Segundo o padrão COMTRADE, para cada evento são gerados dois arquivos, um com as configurações e outro com os dados obtidos.

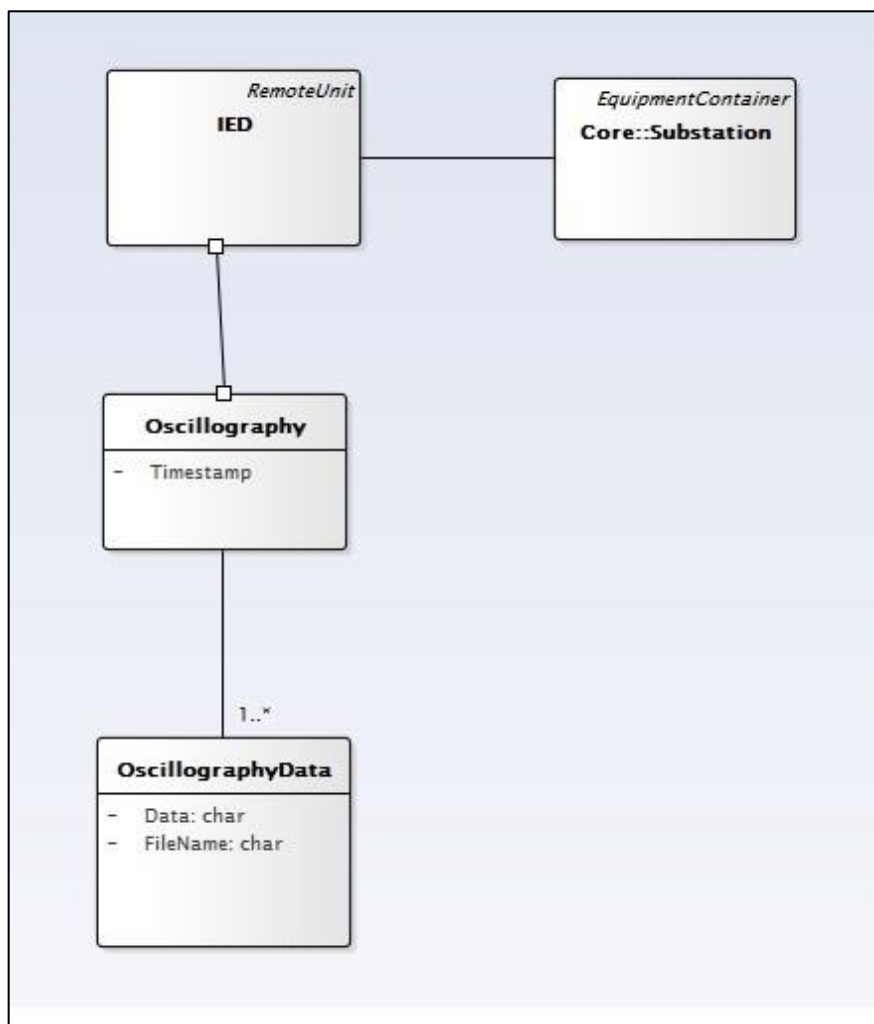
Neste projeto, visando melhorar o desempenho na troca de informação, decidiu-se transmitir os arquivos COMTRADE inteiros, encapsulando a informação neles contida em documentos XML. Para tanto, foi adicionado o pacote *Oscillography* no modelo CIM, cujas classes podem ser visualizadas na Figura 29. Os arquivos COMTRADE (configuração e dados) estão relacionados a um registro de oscilografia, que por sua vez foi gerado por um IED.

O RDF gerado para a transmissão da informação vai conter referências à subestação e ao IED responsável pela geração do arquivo COMTRADE, além dos arquivos propriamente ditos (nome e dados).

Outra característica dessa implementação é permitir que, caso seja necessário, algoritmos de compressão de dados sejam aplicados aos arquivos antes de sua transmissão.



Figura 29 – Classes adicionadas ao modelo



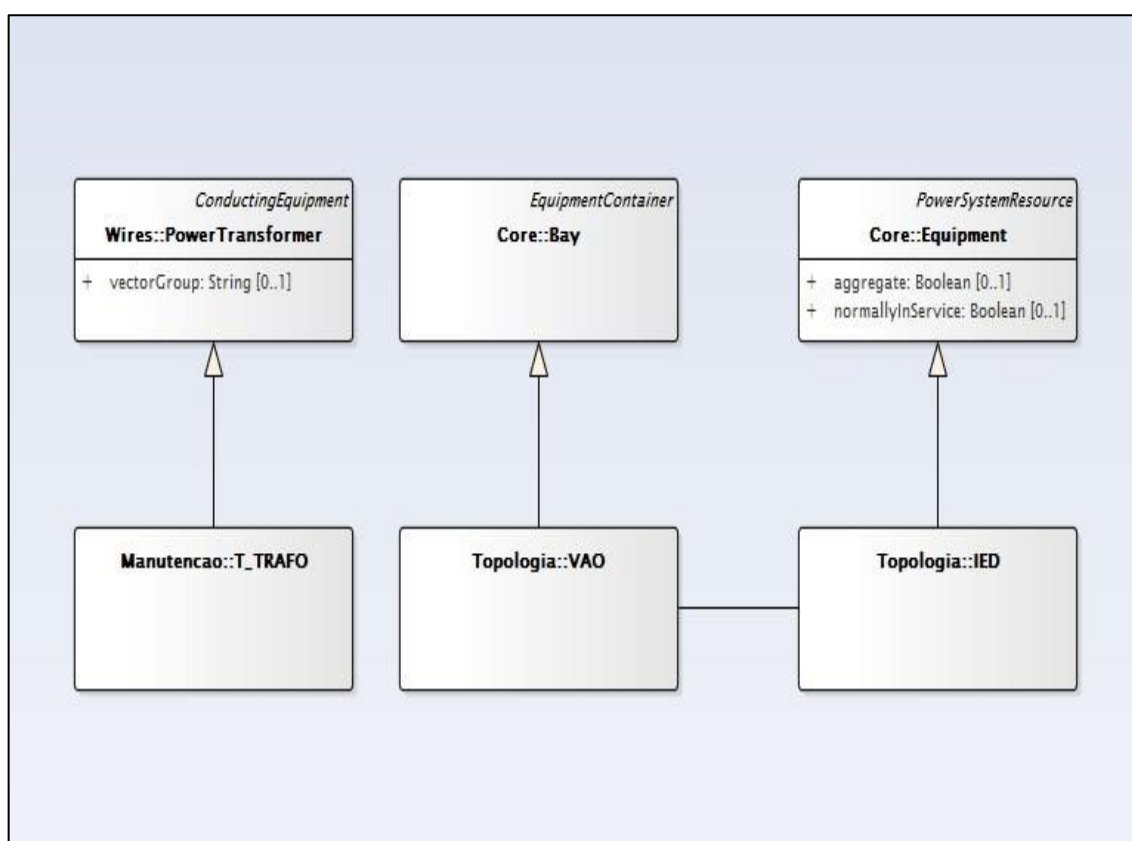
Fonte: autor

### 6.1.4.3. Tabelas auxiliares

A implementação realizada utiliza tabelas auxiliares para armazenar informações relacionadas ao seu funcionamento (inteligência local na subestação), como dados cadastrais sobre os equipamentos, usuários autorizados a acessar o sistema, valores calculados a partir das medições, etc. Essa característica permite que o modelo também possa ser adotado em subestações que não implementem o IEC 61850.

Quanto à sincronização periódica das informações contidas nessas tabelas com o centro de controle, optou-se por realizar o envio dos dados através de um RDF XML, modelado de maneira similar aos objetos CIM. Para isso, foi criado um pacote para conter essas informações, com seus objetos estendendo os do CIM sempre que possível (como por exemplo, os objetos *bay*, *substation*, etc.). A Figura 30 ilustra essa associação.

Figura 30 – Relacionamento entre classes



Fonte: autor

No caso, os pacotes Topologia e Manutenção foram adicionados ao modelo, com suas classes herdando os atributos das classes CIM, e acrescentando os atributos utilizados no projeto e que não possuem correspondência no modelo. Essa é uma forma de se documentar os

relacionamentos em documentos UML, sem gerar grandes alterações no modelo CIM. O mesmo procedimento foi realizado para os demais objetos utilizados.

## **6.2. Implementações de *software***

### **6.2.1. Plataforma de desenvolvimento**

A plataforma Java (ORACLE CORP., 2016) foi escolhida para o desenvolvimento dos módulos de *software*, devido a algumas de suas características, descritas a seguir.

A tecnologia Java é projetada para suportar aplicativos que podem ser implantados em ambientes heterogêneos. Em tais ambientes, as aplicações devem ser capazes de executar em uma variedade de arquiteturas de *hardware*. Dentro desta variedade de plataformas de *hardware*, as aplicações devem ter a capacidade de serem executadas nos mais variados sistemas operacionais e interoperar com múltiplas interfaces de linguagem de programação.

Para acomodar a diversidade de ambientes operacionais, o compilador da linguagem Java gera “*bytecodes*” - um formato intermediário neutro projetado para transportar o código de forma eficiente para múltiplas plataformas de *hardware* e *software*. A natureza interpretada da tecnologia Java resolve tanto o problema da distribuição dos módulos executáveis, quanto as questões envolvendo versionamento, uma vez que um mesmo *bytecode* Java será executado em qualquer plataforma. Os programas Java são os mesmos em todas as plataformas - não existem incompatibilidades de tipos de dados nas várias arquiteturas de *hardware* e *software*.

A máquina virtual Java (JVM) é a especificação de uma máquina abstrata para a qual compiladores Java podem gerar o código *bytecode*. Implementações da JVM para plataformas de *hardware* e *software* específicos, fornecem a implementação concreta da máquina virtual, sendo que a implementação da máquina virtual Java em novas arquiteturas é uma tarefa relativamente simples, desde que a plataforma de destino atenda aos requisitos básicos.

Para o desenvolvimento do protótipo foi utilizada a tecnologia Java EE (do inglês, *Enterprise Edition*), que é direcionada ao desenvolvimento de aplicações corporativas e para internet. Ela

oferece o suporte necessário para o desenvolvimento do *software* proposto, incluindo bibliotecas para o desenvolvimento de serviços web.

O desenvolvimento do protótipo foi realizado com o auxílio de um ambiente de desenvolvimento integrado (IDE). Neste caso optou-se por utilizar o ambiente Eclipse, por apresentar algumas vantagens, que incluem a não necessidade de compra de licença, pois trata-se de um projeto de *software* livre, além de oferecer uma grande quantidade de *plug-ins* para auxílio ao desenvolvimento de *software*. Estas características atendem a necessidade do projeto, além de facilitarem e otimizarem o processo de desenvolvimento do protótipo.

### **6.2.2. Armazenamento da informação**

Para o seu funcionamento, os módulos de *software* desenvolvidos armazenam informações em tabelas criadas em um sistema gerenciador de banco de dados relacional (SGBDR). Da maneira que a modelagem foi feita, qualquer solução que implemente um SGBDR pode ser utilizada, desde que atenda aos requisitos de desempenho impostos pelas características da solução implementada.

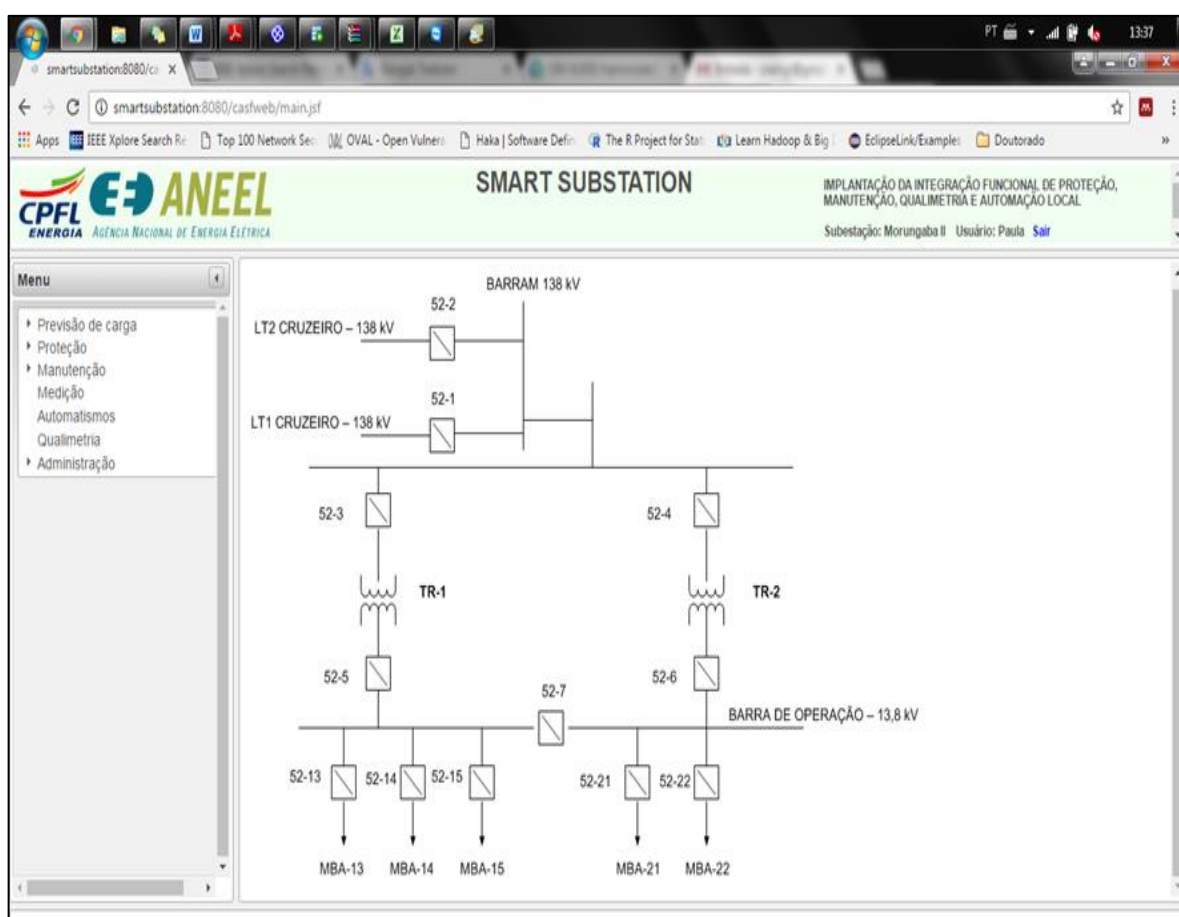
### **6.2.3. Aplicação WEB**

Uma aplicação foi desenvolvida para realizar a interface às funcionalidades implementadas, integrando as informações obtidas pela camada CASF, bem como as armazenadas nas tabelas do banco de dados. Ela pode ser acessada pela web, através de um *browser* comum, sendo que os usuários previamente cadastrados para acesso ao sistema devem identificar-se para poder acessar as funcionalidades implementadas. O processo de autenticação é realizado através da verificação da senha fornecida no momento do acesso.

A Figura 31 mostra a página inicial da aplicação implementada, recebida pelos usuários após a sua autenticação junto ao sistema e a seleção da subestação com a qual deseja trabalhar. Nela é mostrado o diagrama unifilar da subestação à qual o usuário está conectado.

Através do menu de opções, situado na lateral esquerda das páginas do sistema durante toda a navegação, é possível acessar as funcionalidades relacionadas à proteção, qualimetria, manutenção, etc. A Figura 32 ilustra o acesso à função Qualimetria, com a opção para visualização das distorções harmônicas.

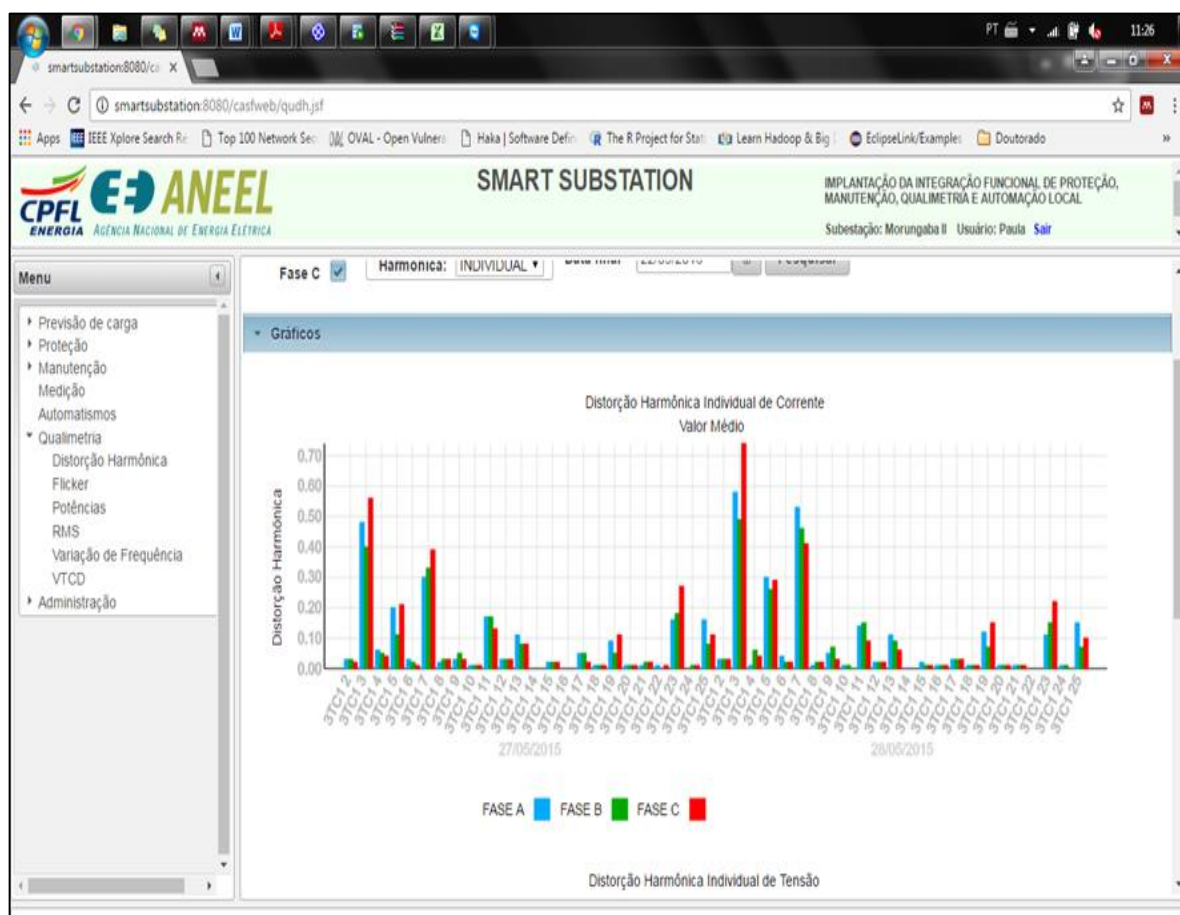
Figura 31 – Tela inicial da aplicação implementada



Fonte: autor

Páginas similares são visualizadas quando são feitas solicitações para acessar as demais funcionalidades implementadas pelo protótipo, sendo que os usuários da ferramenta não devem encontrar dificuldades em obter a informação desejada.

Figura 32 – Distorção Harmônica (Qualimetria)



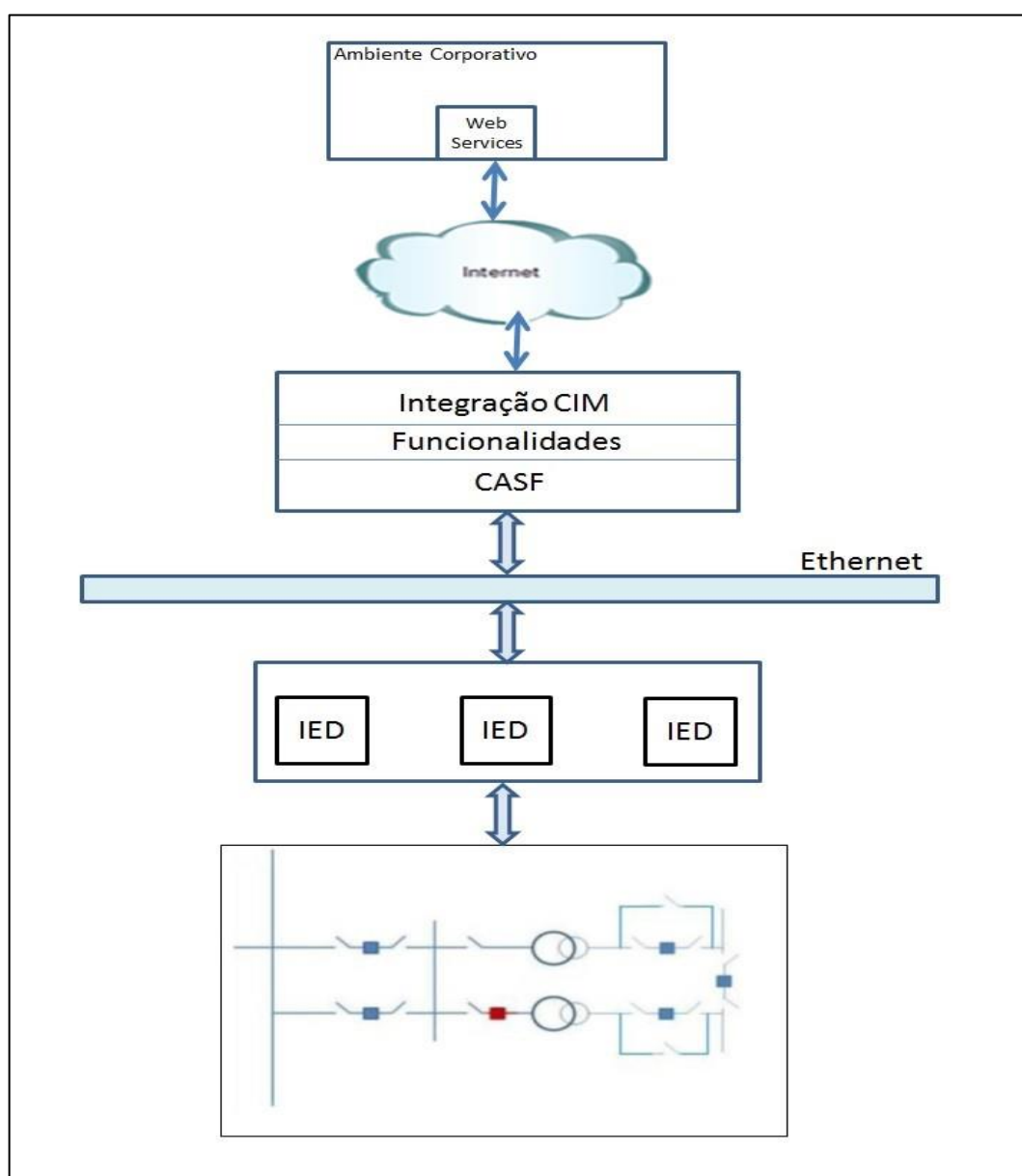
Fonte: autor

#### 6.2.4. Envio das informações

Visando manter as funcionalidades do sistema operando, mesmo quando uma ou mais conexões com as subestações forem interrompidas, o centro de controle possui uma base de dados centralizada, na qual vai armazenar as informações coletadas nas subestações. As informações coletadas a partir dos dispositivos de campo e das tabelas auxiliares armazenadas no banco de dado local das subestações são enviadas de forma automatizada ao centro de controle para serem replicadas no banco de dados corporativo do DMS. Isso se dá através da

utilização de Web Services e de padrões internacionais, como o IEC 61970. O esquema da integração com a chamada aos Web Services está ilustrado na Figura 33.

Figura 33 – Integração através de Web Services RESTful



Fonte: autor

Na subestação Morungaba II da CPFL o sistema desenvolvido no protótipo obtém as informações utilizadas pelas aplicações que implementam o conceito de subestação

inteligente (*Smart Substation*) segundo o padrão proposto na norma IEC 61850 (item 6.1.3). As aplicações do DMS precisam para, seu funcionamento, acessar as informações armazenadas nas subestações ou, quando isso não for possível, utilizar as informações em uma base de dados central, que precisa estar sincronizada, com as informações provenientes dos aplicativos e dispositivos locais da subestação.

#### **6.2.4.1. Web Services RESTful**

Para realizar a sincronização das informações das subestações com o centro de controle, o protótipo desenvolvido utiliza chamadas a Web Services RESTful, que recebem as informações encapsuladas em documentos CIM RDF XML. Dessa forma, a integração, além de utilizar padrões internacionais para a troca de dados, permite que no futuro, se a concessionária optar pelo uso do conceito de barramento de integração (ESB), as informações utilizadas neste sistema sejam facilmente integradas às novas implementações.

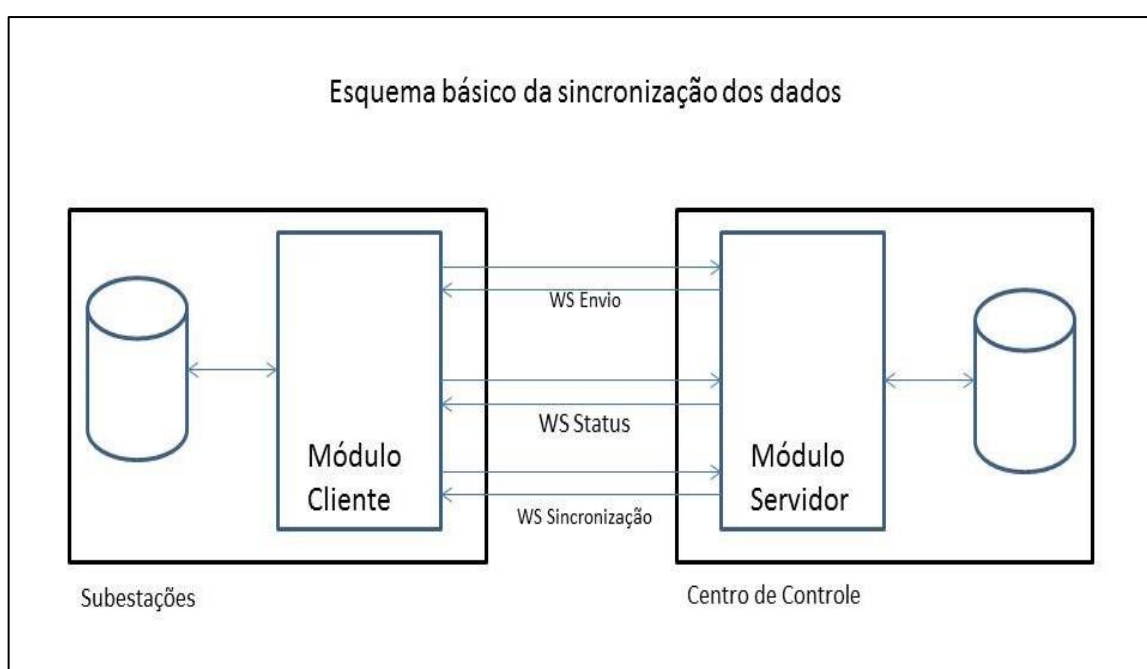
A opção por manter os serviços centralizados nos computadores da sede da empresa, no DMS, o torna um ponto de convergência para as informações, com todas as subestações que venham a operar dentro do conceito implementado enviando os dados aos Web Services sem a necessidade de usar o conceito de barramento corporativo (ESB). Dessa forma, a aplicação que faz o envio das informações precisa saber apenas o URI dos serviços implementados. Essa implementação funciona de maneira similar ao modo *publish/subscribe*, quando apenas as informações desejadas e que sofreram alguma alteração são enviadas. Os mesmos serviços podem ser utilizados (chamados) por todas as subestações que implementem o conceito *Smart Substation*, pois a escalabilidade é uma característica dessa arquitetura.

Outra possibilidade seria considerar as subestações como provedores de informação através de Web Services nelas instalados. Nesse caso, o centro de controle teria que manter os endereços de todos os serviços implementados nas subestações, ou para que isso fosse evitado, a implementação teria que adotar o conceito de ESB. Essa possibilidade pode ser considerada em desenvolvimentos futuros.



Os serviços ficam instalados no módulo da aplicação que é executado no centro de controle (servidor), e atendem as solicitações oriundas das subestações (clientes) para realizar a integração. A Figura 34 mostra o esquema da troca de informações para sincronização dos dados através dos Web Services.

Figura 34 – Esquema básico dos Web Services



Fonte: autor

Um dos serviços (WS Envio) é responsável por permitir ao DMS receber as informações obtidas pela camada CASF encapsuladas em documentos CIM RDF XML, validá-las e armazená-las no banco de dados corporativos. Como as subestações muitas vezes ficam em locais afastados, a rede de comunicações para a transmissão nem sempre tem a qualidade desejada, e o serviço pode ter problemas durante o envio. Nesses casos, quando o serviço não consegue realizar o envio, seja por quedas na comunicação, atrasos na transmissão ou outras circunstâncias, as informações são gravadas em uma tabela do banco de dados local da subestação para que sejam enviadas através de um outro serviço.

Para tanto, um módulo do aplicativo executando na subestação é responsável por verificar, de tempos em tempos, se há dados para serem transmitidos que se encontram gravados na tabela auxiliar, e enviá-los em blocos através de chamadas a outro Web Service (WS Sincronização), responsável por receber esses dados, validá-los e armazená-los na base de dados corporativa.

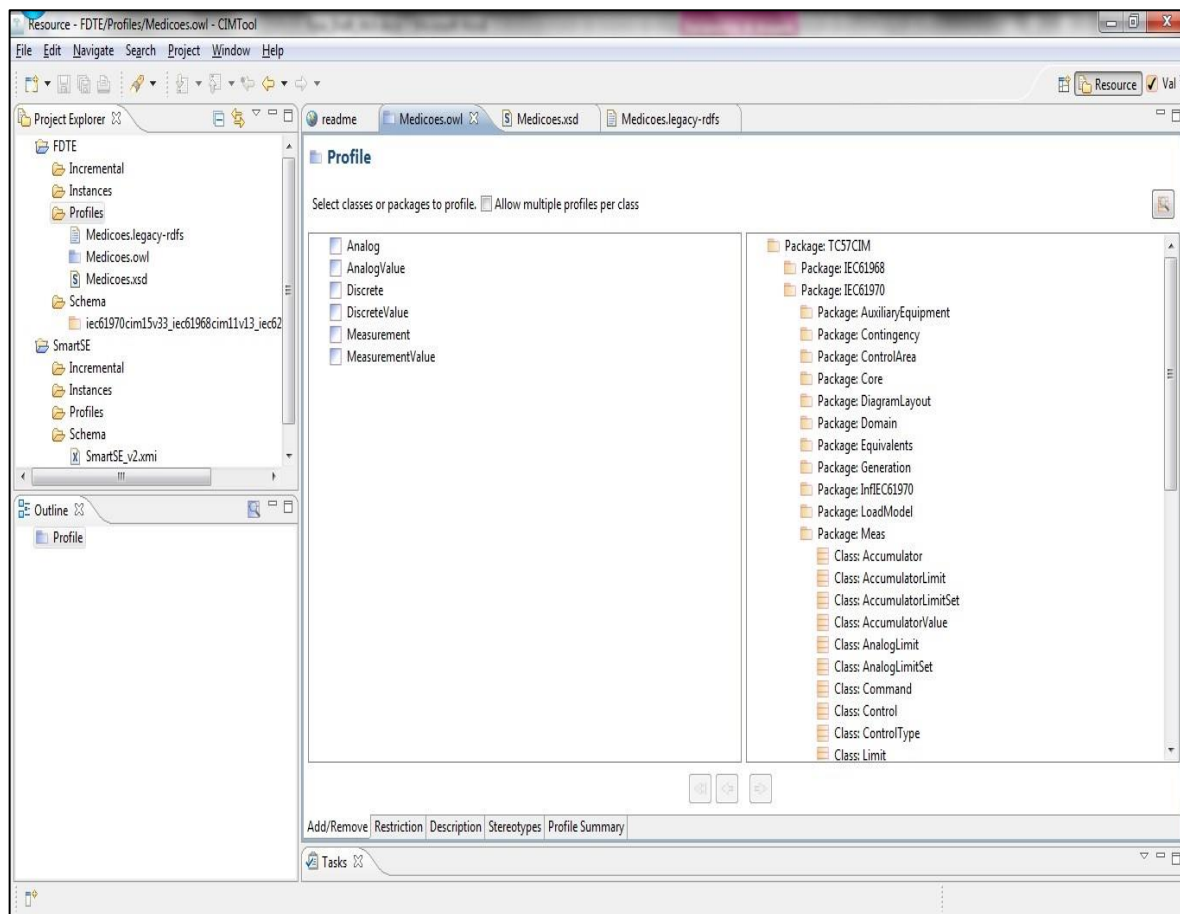
Outra função executada por esse módulo é a integração dos dados armazenados nas tabelas auxiliares do banco de dados local da subestação. Para isso, um Web Service é chamado (WS Status), retornando informações que permitam retomar o processo de envio de dados a partir da última sincronização realizada, de maneira que apenas os dados gerados/inseridos depois da execução anterior sejam enviados, em blocos, para o Web Service de sincronização (WS Sincronização).

Sempre que uma chamada aos serviços é realizada, um código de retorno é enviado ao aplicativo chamador da subestação, indicando se o processamento do documento XML foi realizado com sucesso ou se houve algum erro durante o processo. Em caso de erro em chamadas ao “WS Envio”, o sistema irá realizar os procedimentos descritos acima, gravando a informação na tabela auxiliar para posterior retransmissão. Se os erros forem relacionados a chamadas ao “WS Sincronização”, o documento enviado será descartado e o processo será interrompido, sendo reiniciado no próximo ciclo de sincronização.

Como os Web Services têm o controle das solicitações enviadas pelas subestações, é possível gerar informações que possibilitem a criação de um relatório, para cada uma das subestações, contendo erros resultantes das inserções/alterações de dados, além de alertas em caso de ser verificado o não recebimento de requisições de uma determinada subestação dentro de um período de tempo pré-determinado.

A definição do conteúdo a ser enviado pode ser realizada com a ajuda de uma ferramenta *open source* chamada CimTool, que auxilia o processo de criação de perfis CIM para a troca de mensagens, além dos XML Schema e do RDF Schema relacionados. A Figura 35 mostra a tela da ferramenta CimTool. É possível ao usuário da ferramenta escolher os pacotes e classes que serão adicionados a um determinado perfil.

Figura 35 – Criação de perfis e de RDFS para as mensagens trocadas.



Fonte: autor

Através do uso dessa ferramenta é possível criar, a partir das definições de objetos do modelo, perfis de mensagens, selecionando apenas os objetos necessários para determinada integração, e a partir daí os arquivos XSD e RDFS são automaticamente criados. A Figura 36 mostra o RDFS que foi criado através da ferramenta CimTool utilizando os objetos da classe *Meas* do CIM (Analog, AnalogValue, Discrete, DiscreteValue, Measurement, MeasurementValue). O uso da ferramenta pode ser bastante útil quando for necessário definir e documentar o conteúdo das mensagens previstas para serem trocadas entre aplicações através de esquemas (XSD ou RDFS).

Figura 36 – RDFS gerado pela ferramenta CimTool

```

<?xml version="1.0"?>
<rdf:RDF
  xmlns:rdf="http://www.w3.org/1999/02/22-rdf-syntax-ns#"
  xmlns:dc="http://purl.org/dc/elements/1.1/"
  xmlns:owl="http://www.w3.org/2002/07/owl#"
  xmlns:msg="http://langdale.com.au/2005/Message#"
  xmlns:cims="http://iec.ch/TC57/1999/rdf-schema-extensions-19990926#"
  xmlns:uml="http://langdale.com.au/2005/UML#"
  xmlns:rdfs="http://www.w3.org/2000/01/rdf-schema#"
  xmlns:xsd="http://www.w3.org/2001/XMLSchema#"
  xml:base="http://iec.ch/TC57/2010/CIM-schema-cim15" >
  <rdf:Description rdf:about="#Package_Meas">
    <cims:belongsToCategory rdf:resource="#Package_IEC61970"/>
    <rdfs:comment>Contains entities that describe dynamic measurement data exchanged between applications.</rdfs:comment>
    <rdfs:label>Meas</rdfs:label>
    <rdf:type rdf:resource="http://iec.ch/TC57/1999/rdf-schema-extensions-19990926#ClassCategory"/>
  </rdf:Description>
  <rdf:Description rdf:about="#Analog">
    <rdfs:subClassOf rdf:resource="#Measurement"/>
    <cims:belongsToCategory rdf:resource="#Package_Meas"/>
    <rdfs:comment>Analog represents an analog Measurement.</rdfs:comment>
    <rdfs:label>Analog</rdfs:label>
    <rdf:type rdf:resource="http://www.w3.org/2000/01/rdf-schema#Class"/>
  </rdf:Description>
  <rdf:Description rdf:about="#DiscreteValue">
    <rdfs:subClassOf rdf:resource="#MeasurementValue"/>
    <cims:belongsToCategory rdf:resource="#Package_Meas"/>
    <rdfs:comment>DiscreteValue represents a discrete MeasurementValue.</rdfs:comment>
    <rdfs:label>DiscreteValue</rdfs:label>
    <rdf:type rdf:resource="http://www.w3.org/2000/01/rdf-schema#Class"/>
  </rdf:Description>
  <rdf:Description rdf:about="#AnalogValue">
    <rdfs:subClassOf rdf:resource="#MeasurementValue"/>
    <cims:belongsToCategory rdf:resource="#Package_Meas"/>
    <rdfs:comment>AnalogValue represents an analog MeasurementValue.</rdfs:comment>
    <rdfs:label>AnalogValue</rdfs:label>
    <rdf:type rdf:resource="http://www.w3.org/2000/01/rdf-schema#Class"/>
  </rdf:Description>

```

Fonte: autor

## 7. TESTES E CONSIDERAÇÕES SOBRE O PROTÓTIPO

Este capítulo contém a descrição dos testes realizados no sistema implementado, considerando aspectos, como:

- Comportamento das funcionalidades implementadas;
- Resultado do processamento realizado pelos algoritmos; e
- Comportamento do sistema na ocorrência de problemas de comunicação com o centro de controle.

Também serão tratados outros assuntos relacionados ao projeto e ao desenvolvimento do protótipo, e que não foram abordados nos capítulos anteriores.

### 7.1. Testes realizados

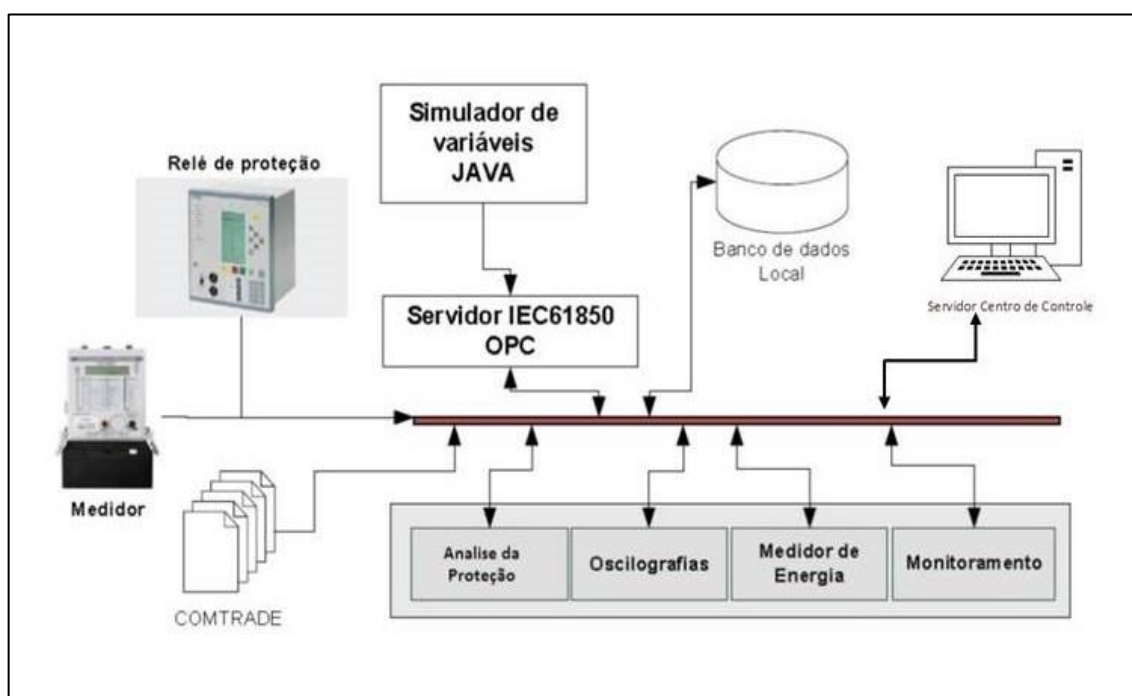
Vale, primeiramente, ter em conta que, quando os testes de integração do protótipo implementado foram realizados, a subestação Morungaba II ainda não estava energizada. Por esta razão, os testes iniciais ocorreram em laboratório, utilizando uma plataforma de testes (ilustrada na Figura 37) que permitiu uma simulação do ambiente operacional da subestação Morungaba II, composta pelos seguintes itens:

- Relés de proteção da mesma marca e modelo utilizados no protótipo;
- *Software* de simulação desenvolvido em Java, simulando todas as variáveis (digitais e analógicas) provenientes de outros relés e de equipamentos da subestação;
- Servidor IEC61850/OPC (o mesmo adquirido para o protótipo);
- Computador para simular o servidor do centro de controle; e
- Programas desenvolvidos para o protótipo.

Além disso, para a realização dos testes envolvendo as funcionalidades implementadas, as variáveis foram configuradas no simulador de forma a apresentar um comportamento

semelhante ao encontrado em uma subestação de distribuição. As análises compreenderam um processo de depuração, determinado por um ciclo de verificação dos valores obtidos, processamento dos algoritmos implementados e correção dos problemas encontrados. O processo, portanto, caracterizou-se por uma repetição dos testes visando o aperfeiçoamento do sistema até que os resultados fossem considerados adequados, isto é, que estivessem em conformidade com o comportamento esperado das implementações.

Figura 37 – Plataforma de testes



Fonte: autor

Os testes envolvendo a integração das informações, com chamadas aos serviços web utilizaram um computador simulando o servidor corporativo, no qual foram instalados os Web Services e demais componentes necessários para tratar os dados recebidos. O processo de realização de testes e depuração de eventuais erros encontrados foi feito da mesma forma que os testes envolvendo as demais funcionalidades. No final do processo, as chamadas aos

serviços e o envio das informações também apresentaram resultados adequados. Vale ressaltar que a rede de comunicação de dados usada para os testes possui características de disponibilidade e velocidade de transmissão diferentes das encontradas no enlace de comunicação da subestação com o centro. Por isso foram provocados intencionalmente atrasos no envio das respostas e quedas na conexão, visando testar também as situações de contorno utilizadas quando há problemas no envio dos dados.

Com a subestação energizada foi possível avaliar o sistema sob vários aspectos, pois os dados coletados são realmente da subestação, podendo ocorrer alguma situação não simulada pelo *software* usado nos testes. Esses aspectos incluem, mas não estão limitados a:

- O desempenho do sistema;
- A ocorrência de erros e problemas durante o tratamento das informações;
- Erros nos algoritmos que foram desenvolvidos para implementar as funcionalidades;
- Problemas na comunicação com os Web Services.

## **7.2. Considerações**

Nos itens a seguir serão feitas algumas considerações a respeito do sistema desenvolvido para o protótipo, relacionadas a aspectos como segurança, desempenho e demais alternativas para a implementação.

### **7.2.1. Segurança**

O protótipo descrito neste trabalho implementa funcionalidades relacionadas às subestações de distribuição, conectando-as ao Smart Grid. Como consequência da implementação de novas tecnologias de Smart Grid, surgem novas ameaças, vulnerabilidades e requisitos, muitas vezes vinculados à interação com a infraestrutura computacional existente e ao uso das redes de comunicação.

O protocolo IEC 61850 foi projetado para a troca de informação em alta velocidade, de forma confiável e eficiente na automação de subestações. O padrão tem alto grau de segurança de forma nativa. No entanto, não abrange todos os aspectos de segurança, como por exemplo, ataques cibernéticos. (ELGARGOURI; VIRRANKOSKI; ELMUSRATI, 2015)

O NIST possui um grupo de trabalho focado em segurança cibernética que recentemente liberou um guia abrangente para a segurança do Smart Grid (THE SMART GRID INTEROPERABILITY PANEL, 2010). Segundo esse documento, a segurança do Smart Grid está baseada em três princípios básicos:

1. Disponibilidade – Significa garantir que a informação possa ser obtida sempre que for necessário, isto é, que esteja sempre disponível para quem precisar dela no exercício de suas funções. A indisponibilidade da informação prejudica diretamente a operação das empresas.
2. Integridade – Significa garantir que a informação armazenada ou transferida está correta, protegida contra modificações indesejadas, e é apresentada corretamente para quem a consulta. A integridade garante a autenticidade e a irretratabilidade da informação.
3. Confidencialidade – Significa garantir que a informação não será conhecida por pessoas que não estejam autorizadas para tal. Isso é importante para evitar a divulgação não autorizada de informações, espionagem, etc.

O documento também descreve estratégias para se assegurar que a informação contida no Smart Grid tenha os níveis de segurança adequados, podendo servir como um ponto de partida para empresas que queiram implementar segurança no Smart Grid.

No que diz respeito às normas internacionais, principalmente aquelas que foram tratadas neste trabalho, o grupo de trabalho 15 (WG15) do comitê técnico 57 (TC57) do IEC elaborou uma série de normas – IEC 62351 – cujo escopo é a segurança da informação para operações de controle do sistema de potência. Seu objetivo principal é desenvolver normas para a segurança dos protocolos de comunicação definidos pelo TC57 (séries: IE IEC 60870-5, IEC 60870-6, IEC 61850, IEC 61970 e IEC 61968). Algumas partes da norma ainda estão em desenvolvimento.



Os protocolos da norma IEC 61850 são tratados pela IEC 62351-6 (IEC, 2007d). Os protocolos da IEC 61850 são *peer-to-peer* que usam datagramas *multicast* na rede da subestação e não são roteáveis. O protocolo principal, GOOSE, foi originalmente projetado para relés de proteção em que as mensagens devem ser transmitidas entre os IEDs no prazo de 4 milissegundos. Dado estes requisitos rigorosos de desempenho, o uso de criptografia ou outras medidas de segurança que possam afetar o desempenho e as taxas de transmissão não são aceitáveis. Por causa disso, a autenticação é a única medida de segurança incluída como um requisito pela norma.

Uma outra parte da norma vai tratar da segurança de arquivos XML, e poderá ser utilizada para transmissões envolvendo CIM e SCL.

Durante o desenvolvimento do protótipo não foi avaliada a possibilidade de se implementar medidas de segurança mais abrangentes, como aquelas apontadas por resultados de testes de intrusão. Uma avaliação rigorosa sobre como essas medidas afetam o desempenho dos protocolos deve ser realizada para que esses mecanismos de segurança sejam utilizados.

Os serviços web do protótipo se comunicam com a aplicação da subestação através da Internet, o que pode expor a rede da subestação a ataques cibernéticos, como espionagem dos dados trafegados, análise do tráfego, modificação de mensagens, etc.

O protótipo implementado faz uso de alguns mecanismos, listados a seguir, para mitigar os riscos originados por essas ameaças:

- A transmissão dos dados para o centro de controle implementada e descrita neste trabalho utiliza o conceito de VPN (do inglês, *Virtual Private Network*), que possibilita a criação de uma rede de comunicações privada, utilizando para isso uma infraestrutura de rede pública, como por exemplo, a Internet. Algoritmos de criptografia são utilizados para que os atributos de confidencialidade, autenticação e integridade sejam garantidos durante a troca de informação nessa rede. Essa rede virtual privada foi disponibilizada pela concessionária segundo os padrões por ela adotados.
- Os Web Services RESTful podem ser implementados com a utilização do HTTPS, que também implementa criptografia na comunicação de dados.

- O modelo implementado não prevê o envio de dados e/ou controles para as subestações. Dessa forma, diminui-se o risco de mensagens de controle serem enviadas de forma mal-intencionada.

Outros mecanismos também podem ser avaliados, como por exemplo: uso de autenticação, e configuração do *firewall* para aceitar exclusivamente mensagens originadas no endereço físico do computador da subestação.

### **7.2.2. Características do protótipo**

Foram escritas mais de 14.000 linhas de código em linguagem Java para o desenvolvimento das funcionalidades envolvendo a integração de informação descritas neste trabalho.

Novas funcionalidades podem facilmente ser adicionadas às já implementadas no protótipo, utilizando os mesmos dados, ampliando funcionalidades existentes, ou mesmo obtendo dados de novos sensores e/ou equipamentos. Isso é inerente à arquitetura definida neste trabalho. Uma implementação possível é o envio de imagens da subestação para serem analisadas no centro de controle, seja por aplicações ou por operadores. Essas imagens poderiam ser relacionadas aos vãos dos disjuntores, áreas de segurança, etc.

O desempenho da implementação mostrou-se satisfatório durante a realização dos testes. Entretanto, a subestação utilizada no protótipo pode ser considerada de pequeno porte quando comparada a outras subestações da concessionária. Caso seja decidido estender o uso do sistema para subestações de maior porte, devem ser realizados novos testes de desempenho, visando a realização de ajustes e o dimensionamento do sistema e da infraestrutura utilizada.

Houve a necessidade de implementação de uma alternativa para o envio dos dados em caso de ocorrerem problemas de transmissão durante o envio dos dados para o Web Service. Essa alternativa utiliza um módulo que é executado de tempos em tempos e reenvia (em lote) as informações cujas transmissões apresentaram problemas. O resultado dessa implementação se mostrou satisfatório durante os testes.

Um módulo de *software* adicional pode ser desenvolvido para realizar o monitoramento dos pedidos tratados pelos Web Services e para verificar a disponibilidade dos serviços, além da qualidade das transmissões na rede de comunicação. Para isso, uma boa alternativa é implementar um espelhamento do tráfego (*sniffer*) entre os serviços web e os clientes, para que a comunicação possa ser analisada por um componente externo (ANSARI; RAJEEV; CHANDRASHEKAR, 2002), sendo possível armazenar os logs de *requests/responses* e avaliar o desempenho de o serviço.

### **7.2.3. Outras implementações possíveis**

A concessionária não possui arquivos SCL que descrevam a topologia da subestação. Esses arquivos poderiam ter sido utilizados como fonte de informação para a criação de um documento CIM RDF XML contendo a topologia da subestação. Em (REIN JUNIOR, 2006) há a descrição de uma metodologia para fazer o mapeamento das informações contidas em arquivos SCL para objetos CIM. Sendo assim, é possível desenvolver um módulo para tratar da criação de documentos CIM RDF XML contendo a topologia da subestação, e transmitir estes documentos através de chamadas ao mesmo Web Service já implementado, de acordo com as necessidades das concessionárias.

O modelo de integração com Web Services na subestação pode ser uma opção a ser testada, principalmente para avaliar se o desempenho é adequado quando utilizando redes com baixa taxa de transferência de dados. Nesse caso, deve-se pensar na utilização de serviços SOAP e do conceito de barramento corporativo (ESB). O uso desse modelo pode trazer mais robustez para as soluções implementadas. Também é possível utilizar serviços SOAP e manter os Web Services no centro de controle.

A arquitetura permite que o sistema desenvolvido no protótipo seja instalado em ambientes de alta disponibilidade, caso a concessionária assim desejar. O uso desses ambientes tem por objetivo tornar o sistema resistente a falhas, na maior parte das vezes utilizando redundâncias de *hardware* e *software* para atingir os objetivos. Como consequência, também é possível que seja feito o balanceamento de carga entre os serviços redundantes, permitindo a realizações de ajustes minimizando o consumo de recursos e otimizando o desempenho.

O protótipo também trata de informações armazenadas em formato binário, sobretudo as relacionadas às funções de qualimetria e oscilografia. Para enviar esses dados binários através de documentos XML, que são baseados em informações do tipo texto, é realizada uma codificação dos dados para base64 (Encode64) antes de inseri-los nos documentos XML. O Web Service, por sua vez, precisa decodificar essa informação antes de inseri-la no banco de dados do Centro de Controle. Essa codificação traz aumento no tamanho do documento XML, e por isso há um parâmetro que limita o tamanho das mensagens enviadas, e deve ser dimensionado visando obter o melhor desempenho na comunicação.

Por ser auto descritiva, a XML se torna redundante, o que gera mais informações para serem transferidas e armazenadas, exigindo mais recursos dos sistemas computacionais. Nesses casos, a compressão de documentos XML pode ser interessante.

## 8. CONCLUSÕES

A tecnologia da informação e comunicação (TIC) robusta, aberta e com um nível de segurança satisfatório tem grande importância na implementação de Smart Grid com sucesso. Graças à TIC, as redes do futuro podem ser mais inteligentes, de modo a melhorar a confiabilidade, segurança e eficiência do sistema elétrico através da troca de informações, geração distribuída, fontes de armazenamento, participação ativa do consumidor final, etc.

Na medida em que as empresas queiram garantir que seus investimentos sejam duradouros, vale considerar que o uso de padrões também se torna necessário. Para tal, o uso de tecnologias que sigam normas e interfaces padrões pode garantir a portabilidade, interoperabilidade, escalabilidade e interconectividade entre elas. Com os seus dados definidos de forma bem especificada e não ambígua, as companhias do setor elétrico evitam custos de se manter várias definições para a mesma informação, e assim viabilizar projetos que envolvam a integração (e extensão) de aplicações.

O protótipo desenvolveu o conceito de subestação inteligente através de uma camada de acesso aos dados dos IEDs e os disponibiliza no padrão IEC 61850 para as aplicações e transferência da informação ao DMS através de Web Services, com características que atendem aos requisitos, de portabilidade, interoperabilidade, escalabilidade, disponibilidade e desempenho. Esses requisitos são pretendidos quando se desenvolve soluções duradouras e outros são impostos pelas próprias características do negócio.

Através da utilização de uma interface consolidada acessada através de um único ponto, a concessionária, ao adotar o modelo proposto, tem condições de realizar a operação das subestações de distribuição com mais eficiência e economia.

A expansão na utilização do sistema seja pela adição de novos módulos de *software* (com novas funcionalidades ou estendendo as já existentes), ou pela sua adoção por outras subestações da concessionária, pode ocorrer de forma gradual, sem que sejam necessárias modificações no que já está implementado. Isso permite à concessionária planejar os investimentos nesse sentido, além de poder aliar a decisão a questões estratégicas da empresa.

A migração de funções do DMS para a subestação, através da inteligência local implementada na subestação de distribuição, se mostrou viável do ponto de vista tecnológico, possibilitando a integração das informações geradas na subestação com as aplicações do centro de operação da concessionária. As funcionalidades desenvolvidas, ligadas à proteção, monitoramento, automação e qualidade da energia, tiveram desempenho adequado e mostraram ser possível que a automação de subestações disponha de informações de alto nível para a tomada de decisão.

A integração do modelo de dados entre os protocolos envolvidos, e o envio das informações ao DMS através dos Web Services mostrou que dados de tempo real, sobretudo as medições envolvendo valores analógicos, e também aqueles que refletem mudanças na topologia da subestação (mudanças de estado), podem ser obtidos junto aos IEDs, formatados de acordo com o CIM e transmitidos da subestação para o centro de controle. O formato das mensagens utilizando o CIM se mostrou adequado para o envio da informação para o DMS, e também pode ser utilizado para outras aplicações de uso corporativo, como ERP, CRM, etc.

Já existem iniciativas dos órgãos internacionais para realizar a harmonização entre os modelos de dados das normas IEC 61850 e IEC 61970. Com um modelo unificado, os resultados obtidos por iniciativas como a apresentada neste trabalho serão ainda mais expressivos.

Para que a arquitetura proposta seja adotada pelas concessionárias de uma maneira abrangente, se faz necessário um estudo mais aprofundado envolvendo as questões de segurança do Smart Grid, além de testes e ajustes visando garantir o desempenho adequado.

Por fim, a implementação do conceito de subestação inteligente tem como consequências a possível redução de custos, melhor desempenho em operação e manutenção, além de aumento na confiabilidade. A operação de uma subestação inteligente é mais flexível e adaptável às mudanças nas condições de operação, sendo, portanto, mais adequada ao conceito de Smart Grid, que apresenta condições operacionais mais complexas. E conforme as questões práticas vão se resolvendo, o conceito de subestação inteligente passa a desempenhar um papel mais importante nos projetos futuros envolvendo novas subestações.

### **8.1. Continuidade da pesquisa**

Uma vez que ao implementar a arquitetura proposta neste trabalho, a concessionária passa a receber mais informação originada nas subestações, e que dependendo do porte da concessionária (considerando a quantidade de consumidores atendidos, a quantidade e tamanho das subestações) a quantidade de informação gerada pode ser muito grande, uma continuação factível para este trabalho é a investigação sobre as possibilidades para armazenamento dos dados obtidos utilizando soluções que implementem o conceito de *Big Data* (conjuntos de dados muito grandes e/ou complexos).

Pesquisas envolvendo a utilização de algoritmos de mineração de dados e análise, relacionamento de eventos, identificação de padrões, análise preditiva, etc., também podem indicar uma continuação para este trabalho. Esses algoritmos, que podem associar as informações obtidas nas subestações com outras informações corporativas, podem ser utilizados para melhorar a tomada de decisões dentro das concessionárias.

## REFERÊNCIAS

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - PRODIST – Procedimentos de Distribuição, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, Rev 6. Brasília: ANEEL, 2015.

ANSARI, S.; RAJEEV, S. G.; CHANDRASHEKAR, H. S. Packet sniffing: a brief introduction. *IEEE Potentials*, v. 21, n. 5, p. 17–19, dez. 2002.

BECKER, D. Harmonizing the International Electrotechnical Commission common information model (CIM) and 61850. **Technical Report...** Palo Alto: EPRI, 2010.

BIEBERSTEIN, N. et al. Service-oriented architecture compass : business value, planning, and enterprise roadmap. *IBM Press*, 2006.

CARNEIRO, J. C.; BRITTES, J. L. P.; JARDINI, J. A. Substation power transformer risk management: Reflecting On reliability centered maintenance and monitoring. In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION: LATIN AMERICA CONFERENCE AND EXPOSITION (T&D-LA), 6. 2012 IEEE/PES. **Proceedings...** Montevideo, Uruguai: IEEE, 2012

BARRAZA-BARRAZA, D.; LIMON-ROBLES, J.; BERUVIDES, M.G. Opportunities and Challenges in Condition-Based Maintenance Research. In: INDUSTRIAL AND SYSTEMS ENGINEERING RESEARCH CONFERENCE, 2014. **Proceedings...** Montreal, Canada: IISE, 2014

ELGARGOURI, A.; VIRRANKOSKI, R.; ELMUSRATI, M. IEC 61850 Based Smart Grid Security. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRIAL TECHNOLOGY (ICIT). **Proceedings...** Sevilha, Espanha: IEEE, 2015

EPRI - ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. IntelliGrid Common Information Model Primer. **Technical Report...** Palo Alto: EPRI, 2013.

FAN, J.; BORLASE, S. The evolution of distribution. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 7, n. 2, p. 63–68, 2009.

FARHANGI, H. The path of the smart grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 8, n. 1, p. 18–28, 2010.

FDTE - FUNDAÇÃO PARA O DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO DA ENGENHARIA. Levantamento das necessidades de monitoramento da SE. *Relatório Técnico*. São Paulo, Brasil: FDTE, 2012.

FIELDING, R. Architectural Styles and the Design of Network-based Software Architectures. Thesis (PhD). Irvine: University of California Irvine, 2000.

FOWLER, M.; SCOTT, K. *UML Essencial: Um breve guia para a linguagem-padrão de modelagem de objetos*. 3. ed. Porto Alegre, Brasil: Ed. Bookman, 2005.



FREI, C.; PREISS, O.; KOSTIC, T. Method and system for bi-directional data conversion between IEC 61970 and IEC 61850. *Patent: US7949947 B2*, 24 mai. 2011

GALLAGHER, P. D. NIST framework and roadmap for smart grid interoperability standards. **Technical Report...** USA: NIST, 2014.

GOLDFARB, C. F.; PRESCOD, P. *The XML Handbook - 5th Edition*. 5. ed. Prentice Hall, 2003.

HUANG, Q. et al. Smart Substation: State of Art and Future Development. *IEEE transaction on Power Delivery*, v. 8977, n. c, p. 8, 2015.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Draft IEC 61850 Communication Networks and Systems in Substations Part 7-2: Basic communication structure for substations and feeder equipment – Abstract communication service interface (ACSI)., 2001.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61970 – Energy Management System Application Programming Interface (EMS-API) – Final Draft International Standard. Part 301: Common Information Model (CIM) Base, v 10.4, 2003.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61970-401: Energy management system application program interface (EMS-API) - Part 401: Component interface specification (CIS) framework, 2005.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61970-404 : Energy management system application program interface (EMS-API) - Part 404: High Speed Data Access (HSDA), 2007a.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61970-407 : Energy management system application program interface (EMS-API) - Part 407: Time Series Data Access (TSDA), 2007b.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61970-405 : Energy management system application program interface (EMS-API) - Part 405: Generic Eventing and Subscription (GES), 2007c.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 62351-6 - Power systems management and associated information exchange – Data and communications security – Part 6: Security for IEC 61850, 2007d.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61970-403 : Energy management system application program interface (EMS-API) - Part 403: Generic data access, 2008.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850-6 - Communication networks and systems in substations – Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs, 2009.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC Smart Grid Standardization Roadmap. Genebra, Suíça: IEC, 2010a. Disponível em: <[http://www.iec.ch/smartgrid/downloads/sg3\\_roadmap.pdf](http://www.iec.ch/smartgrid/downloads/sg3_roadmap.pdf)>. Acesso em: 15/08/2016.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850-7-2 Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-2: Basic information and communication structure - Abstract communication service interface (ACSI), 2010b.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850-7-3 Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-3: Basic communication structure – Common data classes, 2010c.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. EC 61850-7-4 Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-4: Basic communication structure - Compatible logical node classes and data object classes, 2010d.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61850-7-1 - Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-1: Basic communication structure - Principles and models, 2011.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC/TR 62357 Power systems management and associated information exchange - Part 1: Reference architecture. [s.l.] IEC, 2012.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61968-100, Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management - Part 100: Implementation profiles, 2013.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 62325-301:2014 Framework for energy market communications - Part 301: Common information model (CIM) extensions for markets, 2014.

IEEE - INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. C37.111-1999 - IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems. 1999.

IEEE - INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. C37.232-2011 - IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME). 2011.

IEEE - INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Smart Grid Conceptual Model. Disponível em: <<http://smartgrid.ieee.org/ieee-smart-grid/smart-grid-conceptual-model>>. Acesso em: 1 fev. 2015.

JARDINI, J. A. *Sistemas elétricos de potência: automação*. São Paulo, Brasil: [EPUSP], 1997.

KIM, D. et al. QVT-Based Model Transformation to Support Unification of IEC 61850 and

- IEC 61970. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 29, n. 2, p. 598–606, 2014.
- JING, S. et al. A novel whole-view test approach for onsite commissioning in smart substation. In: PES GENERAL MEETING | CONFERENCE & EXPOSITION, 2014 IEEE. **Proceedings...** Washington, USA: IEEE, 2014
- KOSTIC, T.; PREISS, O.; FREI, C. Towards the formal integration of two upcoming standards: IEC 61970 and IEC 61850. In: LARGE ENGINEERING SYSTEMS CONFERENCE ON POWER ENGINEERING, 2003. **Proceedings...** [s.l.]: IEEE, 2003
- LENDAK, I. et al. RESTful web services and the Common Information Model (CIM). In: ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION (ENERGYCON), 2010 IEEE INTERNATIONAL. **Proceedings...** Manama, Bahrain: IEEE, 2010
- MERCURIO, A.; DI GIORGIO, A.; CIOCI, P. Open-Source Implementation of Monitoring and Controlling Services for EMS/SCADA Systems by Means of Web Services — IEC 61850 and IEC 61970 Standards. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 24, n. 3, p. 1148–1153, jul. 2009.
- OFFICE OF ELECTRIC TRANSMISSION AND DISTRIBUTION. Grid 2030: A national vision for electricity's second 100 yearsEnergy. **Technical Report...** USA: United States Department of Energy, 2003.
- OMG. OMG UNIFIED MODELING LANGUAGE SPECIFICATION: UML – MARCH 2003 – VERSION 2.5 – FORMAL. Disponível em: <<http://www.omg.org/spec/UML/2.5>>. Acesso em: 18 nov. 2015.
- OPC FOUNDATION. Unified Architecture Specification. Disponível em: <<https://opcfoundation.org/developer-tools/specifications-unified-architecture>>. Acesso em: 21 jun. 2016.
- ORACLE CORP. Java Message Service 2.0. Disponível em: <<https://jcp.org/aboutJava/communityprocess/final/jsr343/index.html>>. Acesso em: 7 jan. 2015.
- ORACLE CORP. Java Software. Disponível em: <<https://www.oracle.com/br/java/index.html>>. Acesso em: 20 mar. 2016.
- PAUTASSO, C.; ZIMMERMANN, O.; LEYMANN, F. Restful web services vs. “big”web services: making the right architectural decision. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON WORLD WIDE WEB, 17. **Proceedings...** Beijing, China: IW3C2, 2008
- PRADEEP, Y. et al. CIM and IEC 61850 integration issues: Application to power systems. In: IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. **Proceedings...** Calgari, Canadá: IEEE, 2009.
- PREISS, O.; KOSTIC, T. Unified Information Models in Support of Location Transparency for Future Utility Applications. In: ANNUAL HAWAII INTERNATIONAL CONFERENCE ON SYSTEM SCIENCES (HICSS'06), 39. **Proceedings...** Hawaii, USA: IEEE, 2006

REIN JUNIOR, O. Um modelo de integração entre os padrões IEC 61850 e IEC 61970 (CIM/XML). Dissertação (Mestrado). São Paulo, Brasil: Universidade de São Paulo, 2006.

REIN JUNIOR, O. et al. Web Services for Smart Grid Data Integration. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONDITION MONITORING, DIAGNOSIS AND MAINTENANCE - CMDM 2013. **Proceedings...** Bucareste, Bulgária: CIGRE, 2013

RODRIGUEZ, A. RESTful Web services: The basics. Disponível em: <<https://www.ibm.com/developerworks/webservices/library/ws-restful/>>. Acesso em: 22 abr. 2016.

SANTODOMINGO, R.; RODRIGUEZ-MONDEJAR, J. A.; SANZ-BOBI, M. A. Ontology Matching Approach to the Harmonization of CIM and IEC 61850 Standards. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON SMART GRID COMMUNICATIONS, 1. **Proceedings...** Gaithersburg, USA: IEEE, 2010.

THE SMART GRID INTEROPERABILITY PANEL. Security Working Group, Guidelines for smart grid cyber security, NISTIR 7628, 2010.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. the SMART GRID. *Communication*, v. 99, p. 48, 2010.

VARGA, E. et al. Applicability of RESTful web services in control center software integrations. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INNOVATIONS IN INFORMATION TECHNOLOGY, IIT 2011. **Proceedings...** Abu Dhabi, Emirados Árabes: IEEE, 2011

VINOSKI, S. REST eye for the SOA guy. *IEEE Internet Computing*, v. 11, n. 1, p. 82–84, 2007.

W3C - WORLD WIDE WEB CONSORTIUM. Resource Description Framework (RDF) Model and Syntax Specification. Disponível em: <<https://www.w3.org/TR/1999/REC-rdf-syntax-19990222/>>. Acesso em: 1 jul. 2016.

W3C - WORLD WIDE WEB CONSORTIUM. Extensible Markup Language (XML) 1.0 (Third Edition) – W3C Recommendation 04 February 2004. Disponível em: <<http://www.w3.org/TR/2004/REC-xml-20040204/>>. Acesso em: 18 nov. 2015a.

W3C - WORLD WIDE WEB CONSORTIUM. XML Schema Part 0: Primer Second Edition – W3C Recommendation, 28 October 2004. Disponível em: <<http://www.w3.org/TR/2004/REC-xmlschema-0-20041028/>>. Acesso em: 19 nov. 2014b.

W3C - WORLD WIDE WEB CONSORTIUM. Web Services Architecture. Disponível em: <<https://www.w3.org/TR/ws-arch/>>. Acesso em: 20 mar. 2016c.

W3C - WORLD WIDE WEB CONSORTIUM. Web Services Architecture Usage Scenarios. Disponível em: <<https://www.w3.org/TR/ws-arch-scenarios/>>. Acesso em: 20 mar. 2016d.

W3C - WORLD WIDE WEB CONSORTIUM. OWL - Semantic Web Standards. Disponível em: <<https://www.w3.org/OWL/>>. Acesso em: 1 jun. 2016.

W3C - WORLD WIDE WEB CONSORTIUM. RDF Schema 1.1. Disponível em: <<https://www.w3.org/TR/rdf-schema/>>. Acesso em: 1 jul. 2016.