

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETRÔNICA  
TECNOLOGIA EM ELETRÔNICA ÊNFASE EM AUTOMAÇÃO INDUSTRIAL**

**MÁRCIO RAMOS BASSAI**

**APLICAÇÃO DE CHAVE SECCIONADORA (SF6) EM SISTEMAS  
*SMART GRID***

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**CURITIBA  
2016**

**MÁRCIO RAMOS BASSAI**

**APLICAÇÃO DE CHAVE SECCIONADORA (SF6) EM SISTEMAS  
*SMART GRID***

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado ao Curso Superior de Tecnologia Eletrônica Departamento Acadêmico de Eletrônica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, como requisito parcial para obtenção do título de Tecnólogo.  
Orientador: Prof. Dr. Valmir de Oliveira

CURITIBA  
2016

## **TERMO DE APROVAÇÃO**

MÁRCIO RAMOS BASSAI

### **APLICAÇÃO DE CHAVE SECCIONADORA (SF6) EM SISTEMAS *SMART GRID***

Este trabalho de conclusão de curso foi apresentado no dia 01 de novembro de 2016 como requisito parcial para obtenção do título de Tecnólogo em Eletrônica, ênfase em automação industrial, outorgado pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O aluno Márcio Ramos Bassai foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

---

Msc. Danilo Leal Belmonte  
Coordenador de Curso  
Departamento Acadêmico de Eletrônica

---

Prof. Esp. Sérgio Moribe  
Responsável pela Atividade de Trabalho de Conclusão de Curso  
Departamento Acadêmico de Eletrônica

#### **BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Msc. Joel Gonçalves Pereira  
UTFPR

---

Prof. Ubiradir Mendes Pinto  
UTFPR

---

Prof. Dr. Valmir de Oliveira  
Orientador - UTFPR

## RESUMO

**BASSAI, Márcio Ramos. Chave de Proteção e Operação com Carga (SF6) em Sistemas Smart Grid com Finalidade de Diminuição dos Índices DEC/FEC em Concessionárias de Energia Elétrica no Brasil.** 2016.66 f Trabalho de Conclusão de Curso – Departamento Acadêmico de Eletrônica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016.

A implementação das redes inteligentes é proporcionada pelo avanço das tecnologias de comunicações aplicadas nas redes de distribuição. Dessa forma otimizam a distribuição, melhorando a qualidade e trazendo benefícios aos consumidores. O uso de chaves de operação seccionadoras controladas por telecomando ou via programação, são equipamentos que aumentam a eficiência dos chaveamentos que são solicitados na rede de distribuição tornando os sistemas mais confiáveis e com maior qualidade. A chave com isolamento pelo gás SF6 apresenta alta confiabilidade pois trabalha com distâncias menores, podendo operar nos mais diversos ambientes proporcionando baixo índice de manutenção, além de automatizar elementos de rede distantes entre si. Nesse trabalho são apresentadas as vantagens do uso das redes *Smart Grid* em sistemas de controle de chaves seccionadoras. Como vantagens tendem a reduzir os índices DEC e o FEC e manter o sistema em operação, melhorando a qualidade na distribuição, alimentado por outras subestações dentro do perímetro urbano ou municípios da região metropolitana, viabilizando a criação de sistemas de gestão de energia que ofereçam benefícios tanto aos consumidores como às concessionárias.

Palavras Chave: *Smart Grid*. Chaves de Operação. Qualidade.

## ABSTRACT

**BASSAI, Márcio Ramos. Chave de Proteção e Operação com Carga (SF6) em Sistemas Smart Grid com Finalidade de Diminuição dos Índices DEC/FEC em Concessionárias de Energia Elétrica no Brasil.** 2016. 65 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Departamento Acadêmico de Eletrônica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016.

In this paper, we presented the advantages of the use of *Smart Grid* networks of switchgear control systems. The implementation of *Smart Grid* provided for the advancement of communications technologies applied in distribution networks. This optimize distribution, improving quality and bringing benefits to consumers. The use of isolator's operation keys controlled by remote control or programming, are devices that increase the efficiency of switching's that are required in the distribution network making more reliable and higher quality systems. The key insulated by SF6 gas is highly reliable because it works with smaller distances, can operate in many different environments providing low maintenance and automates remote network elements together. The advantages tend to reduce the DEC and FEC and maintain the system in operation, improving the quality of distribution, powered by other substations within the city or cities in the metropolitan region, enabling the creation of energy management systems that provide benefits both to consumers as to the concessionaires.

Keywords: *Smart Grid*. Operation keys. Quality.

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1- MODELO DO SISTEMA DE GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO UTILIZADOS ATUALMENTE NO BRASIL .....	18
FIGURA 2- ACRÉSCIMO ANUAL DE POTÊNCIA INSTALADA (MW) NO BRASIL ATÉ 2016. ....	19
FIGURA 3- COMPARATIVO DOS PARÂMETROS DEC E FEC NO BRASIL DE 1997 A 2014 .....	24
FIGURA 4 - RELIGADOR AUTOMÁTICO.....	26
FIGURA 5- CHAVE SECCIONADORA GÁS ISOLANTE (SF6).....	27
FIGURA 6 - MODELO DE SOFTWARE APRESENTADO PELO SCADA .....	29
FIGURA 7- ILUSTRATIVO DO SISTEMA SCADA.....	31
FIGURA 8 – EQUIPAMENTO COMERCIAL ALTERE V2 QUE POSSIBILITA A INCLUSÃO DOS RELIGADORES NO PROCESSO DE AUTOMAÇÃO.....	32
FIGURA 9-QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL AO LONGO DOS ANOS DE ACORDO COM OS ÍNDICES DEC E FEC. ....	35
FIGURA 10 - ESQUEMA COMPARATIVO ENTRE REDE ELÉTRICA PADRÃO (MODELO ATUAL) E REDES INTELIGENTES .....	36
FIGURA 11 - ESQUEMÁTICO SOBRE AS ETAPAS DE IMPLEMENTAÇÃO DE <i>SMART GRIDS</i> NOS ESTADOS UNIDOS .....	39
FIGURA 12- MODELO DE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS SMART GRID APLICADO AO BRASIL PROPOSTO PELO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA.....	41
FIGURA 13- CHAVE TRIPOLAR SOB CARGA A SF6 PARA MONTAGEM EM POSTE. ....	46
FIGURA 14 - ESTRUTURA DE CTC EM SISTEMA ECP CONFORME NORMATIZAÇÃO NTC 856 685 .....	47
FIGURA 15- ESQUEMÁTICO DO SISTEMA COORDENADO ENTRE RELIGADOR CTC COM TRÊS PULSOS.....	48
FIGURA 16- ESQUEMÁTICO DE ZONA DE PROTEÇÃO DE UM SECCIONADOR .....	48
FIGURA 17- CONFIGURAÇÃO DE MONTAGEM E ATUAÇÃO DE CTC .....	49
FIGURA 18- RELIGADORES AUTOMÁTICOS - MODELOS COMERCIAIS .....	49
FIGURA 19- CTC SEM TANQUE DE GÁS SF6.....	50
FIGURA 20- CHAVES DE MANOBRA SECCIONADORA UNIPOLAR E TRIPOLAR .....	50
FIGURA 21- CHAVE FUSÍVEL TIPO MZ COM BASE DE PORCELANA COM CARTUCHO PARA ELO FUSÍVEL .....	50
FIGURA 22- FUNCIONAMENTO DE CTC EM CASO DE FALTA TEMPORÁRIA DE ENERGIA.....	51
FIGURA 23 - FUNCIONAMENTO DE CTC EM CASO DE FALTA PERMANENTE DE ENERGIA .....	52
FIGURA 24- ILUSTRAÇÃO DE UMA REDE URBANA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. ....	55
FIGURA 25 - ILUSTRAÇÃO DE DEFEITO A 6KM DA FONTE.....	56
FIGURA 26- TOPOLOGIA DE REDE TIPO RADIAL UTILIZADA EM REDES RURAIS. ....	57
FIGURA 27-REGIÃO ATENDIDA NA CITAÇÃO DO DOCUMENTO. ....	58
FIGURA 28 FUSESAVER™ .....	59

## **LISTA DE TABELAS**

TABELA 1. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL EM 2015 (MW) .....	18
TABELA 2 INDICADORES MENSURADOS DE 2006 A 2015 NO BRASIL.....	35
TABELA 3- AMOSTRA REFERÊNCIA NÚMERO DE OCORRÊNCIAS COM FALTA DE ENERGIA PELO TEMPO DE ATENDIMENTO.....	54

## LISTA DE SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ABDI	Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CC	Corrente Contínua
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
COD	Centro de Operações de Distribuição
COPEL	Companhia Paranaense de Energia Elétrica
CTC	Chave Tripolar de Operação com Carga
DEC	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora
DIC	Duração de interrupção individual por unidade consumidora
DICRI	Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão
DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
ECP	Estação de Chaves em Poste
FEC	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora
FIC	Frequência de interrupção individual por unidade consumidora
FPI	Indicador de Corrente de Falta (Fault Circuit Indicators)
GWAC	<i>GridWise Architecture Council</i>
HFC	Híbrido Fibra-Coaxial ( <i>Hybrid fiber-coaxial</i> )
IEC	Comissão Internacional de Eletrotécnica ( <i>International Electrotechnical Commission</i> )
IED	Dispositivo Eletrônico Inteligente ( <i>Intelligent Electronic Devices</i> )
IHM	Interface Homem – Máquina
NTC	Norma Técnica COPEL
OSI	<i>Open Systems Interconnection</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RA	Religador Automático
RSI	Rede Secundária Isolada



RDA	Rede de Distribuição Aérea
RDC	Rede de distribuição Compacta – cabo protegido.
RDS	Rede de Distribuição Subterrânea
SC	Sistema de Comunicação
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SG	Rede Inteligente ( <i>Smart Grid</i> )
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TI	Tecnologia de Informação
UTR	Unidades Terminais Remota

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	11
1.1 TEMA .....	14
1.1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA .....	14
1.2 OBJETIVO .....	15
1.2.1 OBJETIVO GERAL .....	15
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	15
1.3 JUSTIFICATIVA .....	15
1.4 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS .....	16
<b>2. REFERÊNCIAL TEÓRICO</b> .....	17
2.1 O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO – VISÃO GERAL .....	17
2.2 SISTEMAS DE OPERAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO .....	20
2.3 INDICADORES DA QUALIDADE .....	22
2.4 EQUIPAMENTOS AUTOMATIZADOS .....	24
2.5 RELIGADORES AUTOMÁTICOS .....	25
2.6 CHAVES SECCIONADORAS .....	26
<b>3. SISTEMA SCADA</b> .....	28
<b>4. REDE INTELIGENTE (SMART GRIDS)</b> .....	33
4.1 O QUE SÃO SMART GRIDS? .....	33
4.3 VANTAGENS .....	37
4.4 MODELO AMERICANO .....	38
4.5 MODELO BRASILEIRO .....	40
4.6 POLÍTICAS DE INCENTIVO .....	42
<b>5 DESENVOLVIMENTO</b> .....	44
5.1 CHAVES TRIPOLARES COM CARGA POR TELECOMANDO .....	44
5.2 CHAVE TRIPOLAR DE OPERAÇÃO COM CARGA (CTC) .....	44
5.2.1 DESCRIÇÃO DE FUNCIONAMENTO DE CTC COM PROTEÇÃO .....	47
5.2.2 INTALAÇÃO DE CTC EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA .....	50
5.3 SIMULAÇÕES, ANÁLISES E CONSIDERAÇÕES .....	53
<b>6. CONCLUSÃO</b> .....	61
<b>REFERENCIAS</b> .....	63

## 1 INTRODUÇÃO

A existência da energia elétrica já era de conhecimento público desde o século XVIII, porém, houveram muitas dificuldades até conseguir sua incorporação ao dia a dia das pessoas e dos processos produtivos. O progresso mundial com uso da eletricidade foi impulsionado pelo surgimento de tecnologias para distribuição, que se desenvolveu rapidamente graças à demanda crescente de indústrias, mas sua primeira aplicação deu-se na iluminação pública (GOEKING, 2010).

Em 1882, o primeiro sistema instalado para vender energia elétrica para iluminação por lâmpada incandescente nos EUA começou a operar em Nova Iorque. Esse sistema funcionava em corrente contínua (CC) a três condutores, com tensões de 220 V/110 V, e alimentava uma carga total de 30 kW constituída por lâmpadas incandescentes. A segunda geração dos sistemas de fornecimento de energia elétrica foi implantada em corrente alternada surgiram na última década do século XIX, e ainda hoje é empregado primordialmente utilizam-se tecnologia analógica na execução das funções de medição, operação e proteção (BANDEIRA, 2012).

No Brasil, a evolução dos sistemas de distribuição também contou com o desenvolvimento da informática, que possibilitou o cálculo da demanda de grandes prédios em 1977, gerando arquivo de dados da distribuição, cadastro e classificação dos consumidores primários (GOEKING, 2010). Contudo, a padronização dos equipamentos utilizados na distribuição ocorreu em 1982 pelas normas ABNT NBR 5433 e ABNT NBR 5434 (substituídas em 2009 pela ABNT NBR 15688) da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), que estabelecia as alturas dos postes e a relação de materiais que compunham cada estrutura, dentre outras peculiaridades, tanto em redes rurais quanto urbanas. (COSTA *et al.*, 2010)

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) órgão regulamentador das concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil, foi criada no ano de 1996 e é responsável por determinar as regras mínimas de atendimento aos consumidores, através do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional). Os indicadores de qualidade e continuidade

de energia fornecida, estão entre as maiores preocupações das concessionárias, monitorados pelo órgão regulamentador através do FIC (Frequência de interrupção individual por unidade consumidora), DEC (Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora) e FEC (Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora) (ANEEL, 2016).

A continuidade do fornecimento é avaliada pela ANEEL através de subdivisões das distribuidoras, denominadas Conjuntos Elétricos. Existem limites para indicadores associados a cada conjunto, que podem ser consultados a seguir. Ressalta-se que o conjunto elétrico pode ter abrangência variada. Conjuntos grandes podem abranger mais de um município, ao mesmo tempo que alguns municípios podem possuir mais de um conjunto. (ANEEL, 2016)

Os limites dos indicadores DIC e FIC são definidos para períodos mensais, trimestrais e anuais. O limite do indicador DMIC é definido para períodos mensais. O limite do indicador DICRI é definido para cada interrupção em dia crítico. O assunto está regulamentado no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST.

As informações referentes aos indicadores de continuidade estão disponíveis na fatura de energia elétrica. Informações adicionais devem ser obtidas com a distribuidora.

A avaliação da qualidade de serviço de distribuição de energia está relacionada diretamente com a continuidade do serviço e tempo de restabelecimento. Falhas no fornecimento de energia elétrica, podem ocorrer devido a catástrofes naturais ou desligamentos programados, para manutenção preventiva ou obras de expansão do sistema elétrico. (ATLAS, 2016) São afetados pelos eventos, os grandes centros bem como em cidades com menor densidade populacional (FALCÃO, 2010).

Além das falhas no fornecimento há uma relevante quantidade de energia elétrica que é perdida nos sistemas de transmissão e distribuição, sendo maior na distribuição tem se a maior quantidade de perdas. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2016), as perdas na rede de distribuição elétrica são responsáveis por aproximadamente 15% da energia comprada pelas distribuidoras e apontando a necessidade de investimentos em infraestrutura, o que melhoraria a qualidade e a quantidade do fornecimento (ANEEL, 2008).

O COD (Centro de Operações de Distribuição), tem como função, gerenciar e coordenar as ações no sistema de distribuição. Através das informações mostradas na tela do SCADA bem como pela comunicação via rádio com os operadores de

campo, executam manobras nos alimentadores e ramais, afim de minimizar o desconforto causado por desligamentos programados ou involuntários, mantendo o fornecimento de energia elétrica ao maior número possível de consumidores. A ação, consiste em isolar apenas os circuitos danificados, quando há casos de emergências ou contingências<sup>1</sup>, mantendo a rede em operação através do chaveamento manual, feito por eletricitistas ou operadores de campo.

A automação das redes de distribuição surge como um recurso para reduzir os custos operacionais e diminuir o tempo de descontinuidade de fornecimento de energia elétrica (FALCÃO, 2010).

As chaves automatizadas, tem como finalidade suprir as necessidades de chaveamento de rede e manobras, sem a necessidade de se enviar equipes, para operação manual, fato que eleva custos operacionais, bem como demora no atendimento, prejudicando padrão de continuidade, determinado pelo órgão regulamentador (ALMEIDA, 2000).

Com o avanço do uso da tecnologia digital nos sistemas de fornecimento de energia elétrica, surgem as redes inteligentes - *Smart Grids* (SG), caracterizadas pelo uso intensivo de equipamentos digitais, de telecomunicações, de sensoriamento e operação remotos de instalações e de tecnologia de informação (TI), adicionalmente às instalações físicas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica existentes (BANDEIRA, 2012).

O principal diferencial é o significativo aumento da quantidade e da qualidade das informações relativas ao desempenho da rede, a disponibilidade dessas informações na própria rede.

Tendo em vista a possibilidade de restabelecer o sistema elétrico de determinado local de forma mais rápida e com maior segurança, aumentando, assim, o tempo de disponibilidade de energia para os clientes, bem como maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica. Dessa forma, os sistemas automatizados permitem um menor tempo de restabelecimento da energia elétrica. O uso da tecnologia *Smart Grid* promove melhorias na utilização final da energia, com medidas de eficiência energética, reduzindo a necessidade de novos projetos

---

<sup>1</sup> Contingência (PRODIST)

Perda de equipamentos ou instalações que provoca ou não violação dos limites operativos ou corte de carga. Resolução Normativa ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012 (Diário Oficial, de 19 abr. 2012, seção 1, p. 53), Módulos do PRODIST, Módulo 1 - Introdução.

de geração e transmissão, bem como a integração de projetos de energia renovável na rede (KAGAN, 2005).

As mudanças recentemente ocorridas no setor elétrico brasileiro e o contínuo crescimento do mercado de energia exigem investimentos para a melhoria dos padrões de qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias. Atualmente a quantidade de sistemas de manobra automatizados nas concessionárias e distribuição de energia elétrica brasileiras é extremamente baixa (ABRADEE, 2016).

As iniciativas existentes no Brasil para a automatização da distribuição, como na maior parte do mundo, referem-se a incentivos pontuais como o PROINFA (Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia) e consultas públicas da ANEEL sobre medição, tarifas e geração distribuída (GARCIA, 2012).

A implementação do sistema de automação de chaves e o monitoramento de rede, através do sistema *Smart Grid* tendem a reduzir o DEC e o FEC e manter o sistema em operação, alimentado por outras subestações dentro do perímetro urbano ou as vezes em outros municípios da região metropolitana (COSTA, 2010).

## **1.1 TEMA**

Estudo para implantação e instalação de chaves automatizadas em sistemas *Smart Grid* (SG).

### **1.1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA**

Este trabalho visa à especificação dos sistemas de automação de uma rede de distribuição urbana de 13,8kV, através de estudos e análise de tecnologias de automação de chaves tripolar de operação com carga, tipo SF6 de 15kV em redes áreas. Como objetivo de apontar melhorias na utilização de chaves automatizadas, com intuito de diminuir os níveis de DEC/FEC, reduzir a duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão (DMIC), as multas causadas por descontinuidade na prestação de serviço, aumento da

confiabilidade e receita da distribuidora, melhoria da imagem junto aos consumidores, atendendo as normativas da ANEEL.

O projeto refere-se a empresa de distribuição de energia elétrica operando no Brasil e o estudo e especificação de diferentes equipamentos de seccionamento para distribuição de energia elétrica e implantar o conceito de redes inteligentes voltadas a operação automatizada por telecomando através do COD.

## **1.2 OBJETIVO**

### **1.2.1 OBJETIVO GERAL**

Difundir utilização das chaves automatizadas, nos conjuntos de alimentadores de média tensão, situados na região metropolitana, com altos índices de tempo e frequência de desligamentos involuntários.

### **1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Análise sobre a tecnologia *Smart Grid* aplicada na distribuição de energia elétrica. Avaliar o ganho nos níveis de DEC/FEC ao utilizar chaves seccionadoras inteligentes. Levantar os equipamentos necessários para um projeto de rede de distribuição controlada por sistemas inteligentes.

## **1.3 JUSTIFICATIVA**

A constante evolução dos sistemas de automação visa o aumento de produtividade, maior conforto aos usuários do sistema, bem como a diminuição dos custos operacionais da empresa distribuidora de energia elétrica. O aumento da competitividade e as altas exigências estabelecida pelas agências reguladoras, bem como menores níveis de interrupção cobrados pelas indústrias, pelo comércio e

pelos consumidores residenciais, fazem da automação uma excelente proposta para renovações de contratos de concessão oferecidos pela ANEEL.

#### **1.4 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS**

O trabalho será realizado em duas etapas. A primeira consiste em estudar os aspectos referentes às arquiteturas, protocolos, topologias dos sistemas de chaves *Smart Grid*, além das definições dos órgãos reguladores e concessionárias. Além de mapear alimentadores que não possuem seletividade automatizada, coletar registros de tempo e frequência de desligamento e níveis de tensão, para parametrizar a qualidade de energia fornecida. A segunda análise será a comparação dos índices atuais, para verificar se atendem as definições dos órgãos reguladores às concessionárias.

Baseado nas informações coletadas e análise dos dados de antes de depois das melhorias de rede praticada pela concessionária, haverá a conclusão do estudo afim de comprovar a eficácia do sistema e a diminuição dos índices de interrupção e qualidade de energia.



## 2. REFERÊNCIAL TEÓRICO

### 2.1 O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO – VISÃO GERAL

O sistema elétrico brasileiro possui diversas peculiaridades e apresenta grande complexidade, pois a energia elétrica deve ser consumida no momento em que é produzida, pois no atual desenvolvimento tecnológico não é possível o armazenamento em grande escala de energia a um baixo custo. Por esse motivo, é necessária a interligação dos setores de geração, transmissão e distribuição (ALMEIDA, 2000). Neste sistema a energia sai de uma ponta para atender a outra, caracterizando o sistema como uma geração centralizada e uso de redes passivas de distribuição de energia elétrica. Dentre os custos totais de um sistema elétrico de potência, que é composto por geração, transmissão e distribuição, cerca de 40% correspondem ao sistema de distribuição (PRYSMIAN, 2011).

O sistema de distribuição é a parte dos sistemas de potência que está mais próximo da unidade consumidora, sendo encarregado de rebaixar o nível de tensão e distribuir a energia proveniente da transmissão para o consumidor individualizado. Em um sistema de distribuição, dois fatores são considerados para garantir os níveis de qualidade: tensão de suprimento (mantida em limites estreitos em relação a sua tensão nominal) e a continuidade de serviço (redução ao mínimo o número de desligamentos).

Os sistemas elétricos de potência existente no Brasil deve fornecer energia elétrica aos usuários, com a qualidade adequada, no instante em que for solicitada. A afirmação, abre margem para engenharia de pesquisa e expansão das concessionárias, desenvolver estudos relacionados a qualidade de energia bem como continuidade em seu fornecimento (KAGAN, 2005). A Figura 1 mostra um esquemático do modelo de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica no Brasil (HUGHES, 1983).

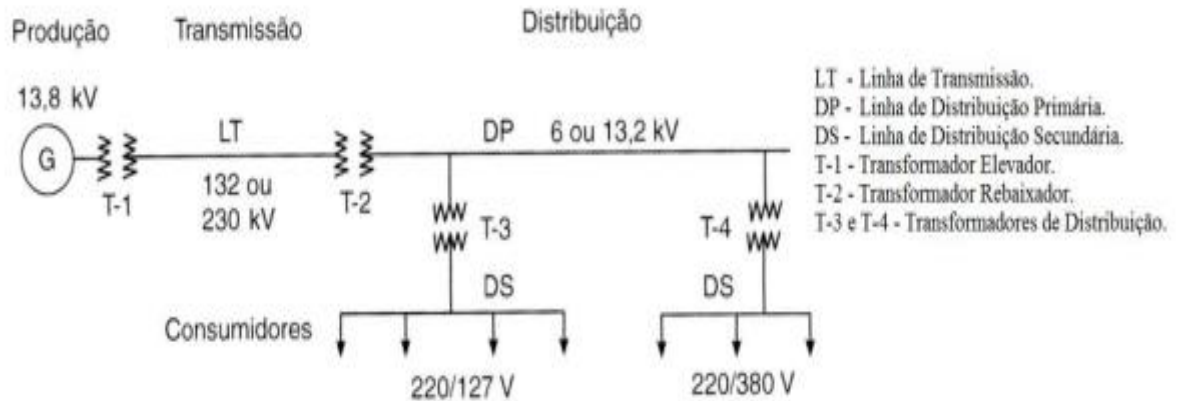


Figura 1- Modelo do Sistema de geração, transmissão e distribuição utilizados atualmente no Brasil

Fonte: Hughes, (1983)

O Brasil conta com uma matriz energética ampla, sendo as usinas hidrelétricas a mais explorada, com 62,8% seguida das usinas termelétricas com 28,2% conforme mostrado na tabela 1 com dados de 2015.

Tabela 1. Capacidade instalada de geração elétrica no Brasil em 2015 (MW)

Brazil electricity generation installed capacity (MW)								
	2010	2011	2012	2013	2014	Δ% (2014/2013)	Part. % (2014)	
<b>Total</b>	<b>113.327</b>	<b>117.136</b>	<b>120.974</b>	<b>126.743</b>	<b>133.913</b>	<b>5,7</b>	<b>100</b>	<b>Total</b>
Usinas Hidrelétricas	77.090	78.347	79.956	81.132	84.095	3,7	62,8	Hydropower Plants
Usinas Termelétricas	29.689	31.243	32.778	36.528	37.827	3,6	28,2	Thermoelectric Plants
PCH	3.428	3.896	4.101	4.620	4.790	3,7	3,6	SHP
CGH	185	216	236	266	308	15,8	0,2	CHG
Usinas Nucleares	2.007	2.007	2.007	1.990	1.990	0,0	1,5	Nuclear Power Plants
Usinas Eólicas	927	1.426	1.894	2.202	4.888	122,0	3,7	Wind Power Plants
Solar	1	1	2	5	15	200,0	0,0	Solar Power Plants

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) Potência Fiscalizada; Balanço Energético Nacional 2015; Elaboração: EPE

Nota: Considera-se a parte nacional de Itaipu (6.300 MW até o ano de 2006, 7.000 MW a partir de 2007)

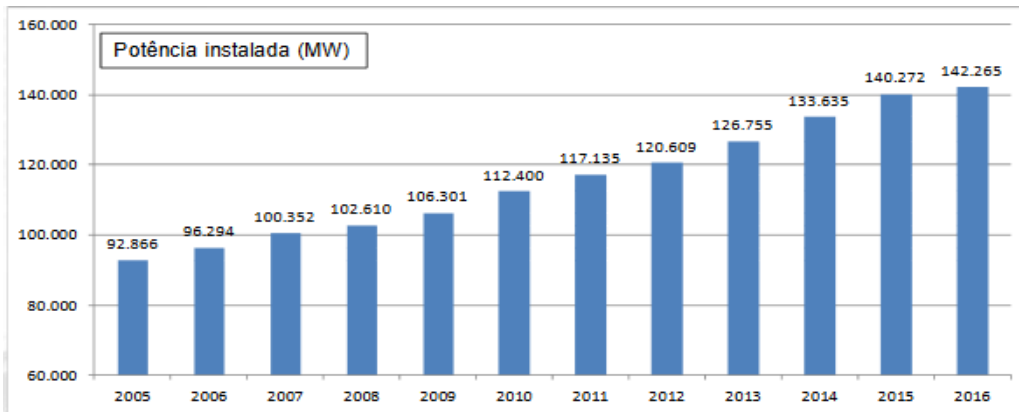
PCH: Pequena Central Hidrelétrica; CGH: Central Geradora Hidrelétrica

Nuclear: Queda de 17 MW observada em 2013, verificar Aneel - Resolução Autorizativa nº 3.334, de 14 de fevereiro de 2012 que estabeleceram a capacidade instalada da Usina Termonuclear Almirante Álvaro Alberto - Unidade I (Angra I).

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), (2016)

Mesmo com a predominância das hidrelétricas, desde de 2010 o uso de fontes alternativas de energia como solar e eólica vêm crescendo com altas variações na capacidade energética de um ano para o outro.

A capacidade de potência instalada no Brasil vem crescendo a cada ano como mostra a Figura 2.



**Figura 2- Acréscimo Anual de potência Instalada (MW) no Brasil até 2016.**  
**Fonte: Banco de Informações de Geração (2016)**

Com a finalidade de diminuir as perdas por efeito joule, a energia é transmitida a níveis elevados de tensão (755 kV, 500kV, 230kV, 138kV, 88kV, 69kV), e ao chegar às subestações de rebaixamento de tensão, são adequadas à distribuição de média tensão, seja urbana (13,8kV ou 23kV) ou rural (23kV ou 34,5kV). A distribuição é feita por diversos alimentadores radiais ou anelares. Para atendimento do consumidor de baixa tensão, são utilizados transformadores que rebaixam a média tensão para 127/220V ou 220/380V para trechos urbanos e 127/254V ou 220/440V para consumidores rurais (ANUÁRIO ESTATÍSTICO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Atualmente a rede de baixa tensão, é projetada com cabos tipo multiplexado, isolado (RSI), tanto para áreas urbanas quanto nas rurais com objetivo de eliminação de furtos ou perdas não técnicas. Nas redes de média de média tensão é evitado projetos para (RDA), com cabo nu, opta-se por (RDC) com cabo tipo protegido, com a finalidade de diminuição de desligamentos involuntários oriundos do contato entre arborização e os cabos. De acordo com Segatto (2008) o sistema convencional “está exposto a todas as influências do meio (tempestade, raio, ventania, acúmulo de poeira, excesso de umidade, depósito de salitre em ambiente litorâneo, arborização, etc.)”, fatos que justificam a maior aplicação de recursos para rede compacta protegida.

Redes subterrâneas, são projetadas somente em áreas com alta densidade de construções e circulação de pessoas, devido a seu custo proibitivo, tanto de implantação como de manutenção.

## **2.2 SISTEMAS DE OPERAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO**

O segmento de distribuição se caracteriza como o segmento do setor elétrico dedicado à entrega de energia elétrica para um usuário final. Como regra geral, o sistema de distribuição pode ser considerado como o conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam, geralmente, em tensões inferiores a 230 kV, incluindo os sistemas de baixa tensão.

O gerenciamento e operação da rede elétrica é conduzido em instalações específicas denominadas de Centro de Operação da Distribuição (COD), que concentram a operação das subestações, bem como da rede de distribuição de energia, de uma região, de modo a garantir o suprimento de energia ao consumidor. A definição da operação de um sistema de distribuição tem “como desígnio básico, manter os consumidores abastecidos de energia elétrica segundo padrões adequados de continuidade, qualidade e economia ” (ELETROBRÁS, 1982).

Atualmente, o Brasil possui 63 concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, além de um conjunto de permissionárias (cooperativas de eletrificação rural que passaram pelo processo de enquadramento como permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica). Para tanto, o COD deve oferecer recursos que permitam no caso de ocorrência de falha, promover sua localização, isolamento do defeito e restabelecimento do fornecimento, no menor tempo possível. Para casos de manutenções programadas ou para isolar defeitos decorrentes de anomalias elétricas, como desastres naturais, sua função é promover a transferência da carga entre circuitos objetivando afetar o menor número de consumidores (CRISPINO et al., 1998).

O núcleo de um sistema de automação é denominado de sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) em virtude de suas funções de coleta de dados e atuação sobre os equipamentos no campo. Este sistema que integra

computação e comunicação para prover monitoramento remoto e controle remoto de equipamento dentro de subestações ou de campo (ELETROBRAS, 1982)

A proteção de um sistema elétrico de potência é realizada por circuitos de proteção que são basicamente comandados através de relés. A principal função desses relés é localizar e identificar defeitos da maneira mais exata possível e realizar o disparo de alarmes, sinalizações e ser for o caso, promover a abertura de disjuntores ou religadores de modo a isolar o defeito, informando e alertando o sistema de operação, mantendo as demais cargas do sistema em operação normal sem ônus ou perturbações a sua normalidade (KINDERMANN, 2005). A proteção de sistemas elétricos de potência é realizada por relés, de acordo com Kindermann (2005) “Os relés são sensores que, estrategicamente colocados no sistema efetuam a proteção do mesmo”.

Algumas propriedades são dependentes para o correto desempenho da proteção, sendo classificadas pela seguinte ordem: seletividade, confiabilidade, velocidade, sensibilidade, economia. Conforme exposto por Kindermann (2005) entre as várias variantes do sistema estudado é importante destacar o tempo de segurança. No estudo das variáveis acima mencionadas o tempo de segurança atua como uma espécie de garantia ou folga de tempo para garantir que não ocorra atuação não desejada de equipamentos a montante do equipamento protetor. Esse tempo também chamado de tempo de coordenação pode variar de acordo com o tipo de equipamento utilizado e é informado pelo fabricante. Os projetistas e engenheiros costumam utilizar para relés eletromecânicos tempos a partir de 0,4 segundos e superior a 0,2 segundos para relés digitais microprocessados (SOUZA, 2008).

A Utilização em conjunto dos IEDs, (*Intelligent Electronic Devices*), FPIs, (*Fault Circuit Indicators*), trocando informações através de uma rede de comunicação, proporciona que o SCADA receba os dados necessários para auxiliar o operador do COD a tomar decisões. As redes de comunicação podem ser *links* através de satélite, *links* de rádio, cabos metálicos ou fibras óptica. (PIRES, 2004, pg.2)

Denomina-se IED como qualquer dispositivo que incorpore um ou mais processos com a capacidade de receber e enviar dados para uma fonte externa, conforme IEC 61850-1 (MACKIEWICZ, 2006).

Para prover as aplicações de automação da distribuição, os sistemas de automação devem ser constituídos de sensores e transdutores, equipamentos de manobra, banco de capacitores automatizados e reguladores de tensão. De acordo com Falcão (2010) é desejável que a automação e o controle apresentem um comportamento “*self-healing*” ou seja, auto regenerável ou auto recuperável que pode restaurar as falhas na rede de energia elétrica de maneira automática.

### 2.3 INDICADORES DA QUALIDADE

De acordo com Pazzini (2002) a qualidade do serviço e entrega do produto “eletricidade” está diretamente relacionada a operação, manutenção e gerenciamento do sistema elétrico. A distribuição tem um papel fundamental para qualidade da energia, pois afeta diretamente as atividades dos consumidores, gerando insatisfação e reclamações às concessionárias de energia.

A regulação da distribuição da energia, sob a ótica da qualidade do serviço, tem dois principais marcos: o primeiro é a Portaria do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE (46/1978), responsável por implementar a regulação do controle da continuidade do fornecimento de energia, e a Resolução ANEEL (24/2000) responsável pela adequação da regulação da continuidade ao novo contexto institucional. Todos indicadores deverão ser calculados para períodos de apuração mensais, trimestrais e anuais.

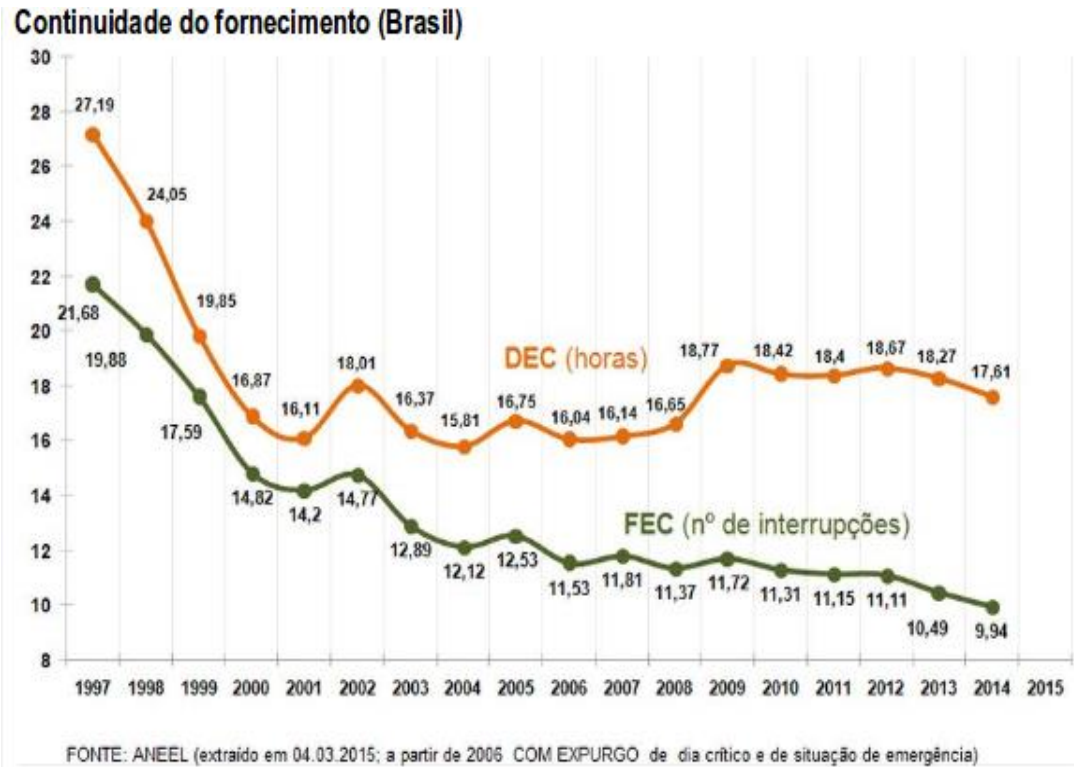
Com a criação do PRODIST, no final de 2008, as concessionárias passaram a responder por uma série de índices e indicadores que refletem a qualidade do serviço prestado. PRODIST são documentos que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Os principais indicadores são classificados como individuais e coletivos (ANEEL, 2016). Os Indicadores Individuais são indicadores destinados a aferir a qualidade do serviço prestado diretamente as unidades consumidoras e indica quanto tempo e quantas vezes uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica durante um período considerado. Já os Indicadores Coletivos indicam o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica e quantas vezes em média houve interrupção no fornecimento de energia em um determinado intervalo de tempo.

Tanto a ANEEL quanto os consumidores podem avaliar a qualidade do serviço prestado bem como o desempenho do sistema elétrico por meio do cálculo dos indicadores de continuidade (ATLAS, 2016)

Os indicadores DIC (Duração de interrupção individual por unidade consumidora) e FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) são definidos para períodos mensais, trimestrais e anuais. O limite do indicador DMIC (Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão) é definido para períodos mensais. O limite do indicador DICRI (Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão) é definido para cada interrupção em dia crítico. De acordo com a normatização a concessionária deverá informar por escrito, em até 30 (trinta) dias, ou sempre que solicitado pelo consumidor o indicador DIC e FIC de forma clara e autoexplicativa, os padrões mensais definidos do indicador. (PRODIST, 2012)

É a partir do DEC e do FEC que a ANEEL estabelece os indicadores individuais de continuidade. DEC mede o tempo que um grupo de consumidores ficou sem energia e o FEC indica a quantidade de vezes que ocorreu interrupção no fornecimento. Periodicamente, a ANEEL estabelece limites para esses indicadores a serem observados pelas distribuidoras a cada Revisão Tarifária. (ANEEL, 2016)

A Figura 3 mostra um gráfico comparativo sobre a continuidade do fornecimento de energia elétrica no Brasil, para isto leva em conta os parâmetros DEC e FEC, o período apresentado segue de 1997 até 2015. O histórico do setor elétrico brasileiro mostra uma evolução das distribuidoras no sentido de aumento da eficiência e melhora na prestação dos serviços, porém os resultados ainda não são satisfatórios, o número de interrupções e horas sem energia são extremamente altos comparando ao valor da tarifa média no Brasil que é uma das mais caras do mundo. No Brasil, em 2012 o quilowatt-hora (kWh) custava US\$ 0,254 nos EUA o preço era de US\$ 0,133 (RICCIARD, 2012) atualmente, estes valores tendem a ser maiores.



**Figura 3- Comparativo dos Parâmetros DEC e FEC no Brasil de 1997 a 2014**

Fonte: ANEEL Informações Técnicas – Qualidade na Distribuição de Energia Elétrica (2014)

## 2.4 EQUIPAMENTOS AUTOMATIZADOS

SILVA (2007) descreve que um sistema pode ser considerado automatizado se for composto pelas seguintes partes:

- Elementos de controle: circuito elétrico responsável por combinar as informações de entrada do sistema (sensores, botoeiras) programáveis.
- Elementos de comando: São os dispositivos que acionam os elementos de trabalho (válvulas, relés e contadores).
- Elementos de trabalho: São os componentes do sistema (motores, cilindros, aquecedores) que transformam a energia consumida em outras formas de energia (mecânica e térmica).
- Elementos de sinal: componentes que informam o andamento do processo ao elemento de controle como os sensores.



O sistema automatizado depende principalmente dos sensores e de acordo com Thomazini (2008): “Sensores são dispositivos sensíveis a alguma forma de energia, seja ela luminosa, térmica, cinética, entre outras, relacionando informações sobre uma grandeza que precisa ser medida”. Existem sensores com diversas formas de acionamento: por contato, óptico, físico, magnético, entre outros.

A crescente automatização dos sistemas de distribuição possibilita alterações na configuração da rede, usando manobras dos dispositivos de seccionamento, viabilizando ações que permitam operar o sistema sempre da melhor forma reduzindo as perdas e melhorando os níveis de carregamento e de tensão.

Já os supervisórios são sistemas de automação industrial que utilizam tecnologias de computação e comunicação em representações gráficas para monitoração e controle de processos industriais, efetuando coleta de dados em ambientes complexos e demonstrando diversas condições do processo (SILVA, 2005).

## **2.5 RELIGADORES AUTOMÁTICOS**

Mamede (2011) define: “Religadores automáticos são equipamentos de interrupção da corrente elétrica dotados de uma determinada capacidade de repetição em operações de abertura e fechamento de um circuito, durante a ocorrência de um defeito”.

Sempre que uma unidade de proteção do religador é sensibilizada por uma corrente de defeito e depois de transcorrido o tempo especificado na sua curva característica de operação, o religador operará, e abrirá o circuito” (SILVA et al., 2010). Por isto são amplamente utilizados para efetuar a proteção da saída dos alimentadores e desta forma proteger as linhas ao longo do alimentador, pois permitem que os defeitos transitórios sejam eliminados sem a necessidade de deslocamento de uma equipe de manutenção para percorrer o circuito (MAMEDE, 2011).

A Figura 4 mostra o religador automático utilizado em sistemas de distribuição de energia em concessionárias do Brasil. Religadores trifásicos combinam comprovada confiabilidade do tempo controlado eletronicamente e interruptores de

falha a vácuo com os benefícios da baixa manutenção dos dispositivos isolados com dielétrico sólido. Os religadores são concebidos para o funcionamento trifásico automático ou manual fornecendo proteção de sobrecorrente para sistemas avariados com interrupção simétrica das 3 fases, para o modelo apresentado.



**Figura 4 - Religador automático.**

Fonte: G & W ELÉTRIC (2016)

## **2.6 CHAVES SECCIONADORAS**

Silva, Pereira e Mantovani (2010) definem chaves seccionadoras como equipamentos ativos na arquitetura das redes de distribuição pois permitem controlar a interrupção do fornecimento de energia em casos de faltas permanentes ou então intervenções de manutenção preventiva.

Chave seccionadoras, tiveram sua designação normalizada pela ABNT, nas NBR's 6935/85 e 7571/85. Conforme a norma NBR 6935, uma chave seccionadora pode ser caracterizada como:

*“Um dispositivo mecânico de manobra capaz de abrir e fechar um circuito elétrico quando uma corrente de intensidade desprezível é interrompida ou restabelecida. Também é capaz de conduzir correntes sob condições normais do circuito e, durante um tempo especificado, correntes sob condições anormais, como curto-circuito”.*

A Figura 5 mostra um modelo de chave seccionadora usadas atualmente no sistema de distribuição.



**Figura 5- Chave seccionadora gás isolante (SF6).**

**Fonte: Autor**

### 3. SISTEMA SCADA

Para o desenvolvimento de um processo de implantação das redes inteligentes há necessidade da elaboração de alguns procedimentos essenciais: instalação da infraestrutura de dispositivos inteligentes, de comunicação, integração e interoperabilidade, disponibilização de ferramentas analíticas e otimização operativa (FALCÃO, 2010).

Para existir a comunicação entre equipamentos de forma segura, é necessário um protocolo de comunicação de dados controlando o endereçamento e garante a integridade das informações. De acordo com Garrofé (2003) para caracterização dos protocolos quanto suas funções, há um modelo de referência: OSI (*Open Systems Interconnection*) que descreve como uma informação proveniente de uma aplicação em um computador trafega através da rede até a outra aplicação.

Atualmente, são mais usados sistemas de comunicação, controle e software, como o SCADA que utiliza os principais protocolos para a comunicação entre equipamentos de distribuição baseados em protocolos Modbus e DNP3 (BOYER, pg.11, 2004).

SCADA é um acrônimo que é formado a partir das primeiras letras do termo *Supervisory Control And Data Acquisition* e em determinados processos significa uma grande economia e ganho de eficiência. Os sistemas SCADA são mais modernos e estão sempre conectados a computadores (o que permite o controle do sistema na ausência um operador). No sistema de distribuição, o qual possui equipamentos geograficamente distantes, o SCADA é responsável pela integração dos principais componentes, como a estação mestre, Unidades Terminais Remotas (UTR), Sistema de Comunicação (SC) e a Interface Homem - Máquina (IHM) (MAMEDE, 2011).

O objetivo principal dos sistemas SCADA é fornecer uma interface de alto nível do operador com o processo informando-o "em tempo real" de todos os eventos de importância da planta (CASELLA, 2014). O sistema de supervisão tem no mínimo três funções básicas:

Supervisão: Funções de monitoramento dos processos como gráficos, relatórios;

Operação: Ligar/desligar equipamentos, alterar o modo de funcionamento dos equipamentos;

Controle: Pode ser dividido em Controle Direto Digital (DDC) ou Controle Supervisório.

A Figura 6 apresenta um exemplo de um sistema SCADA.

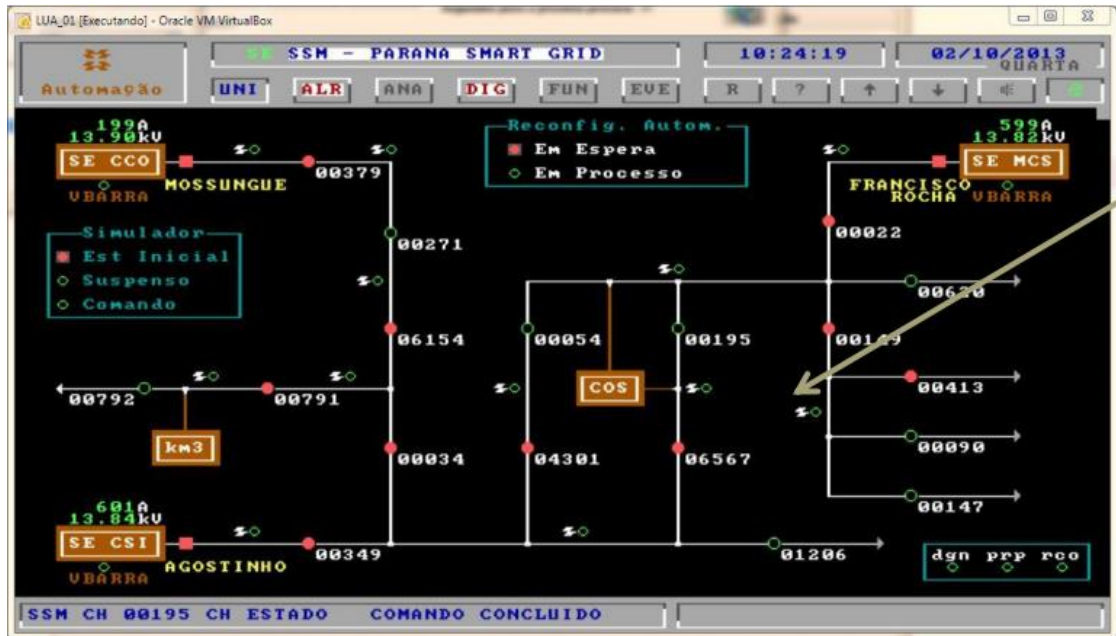
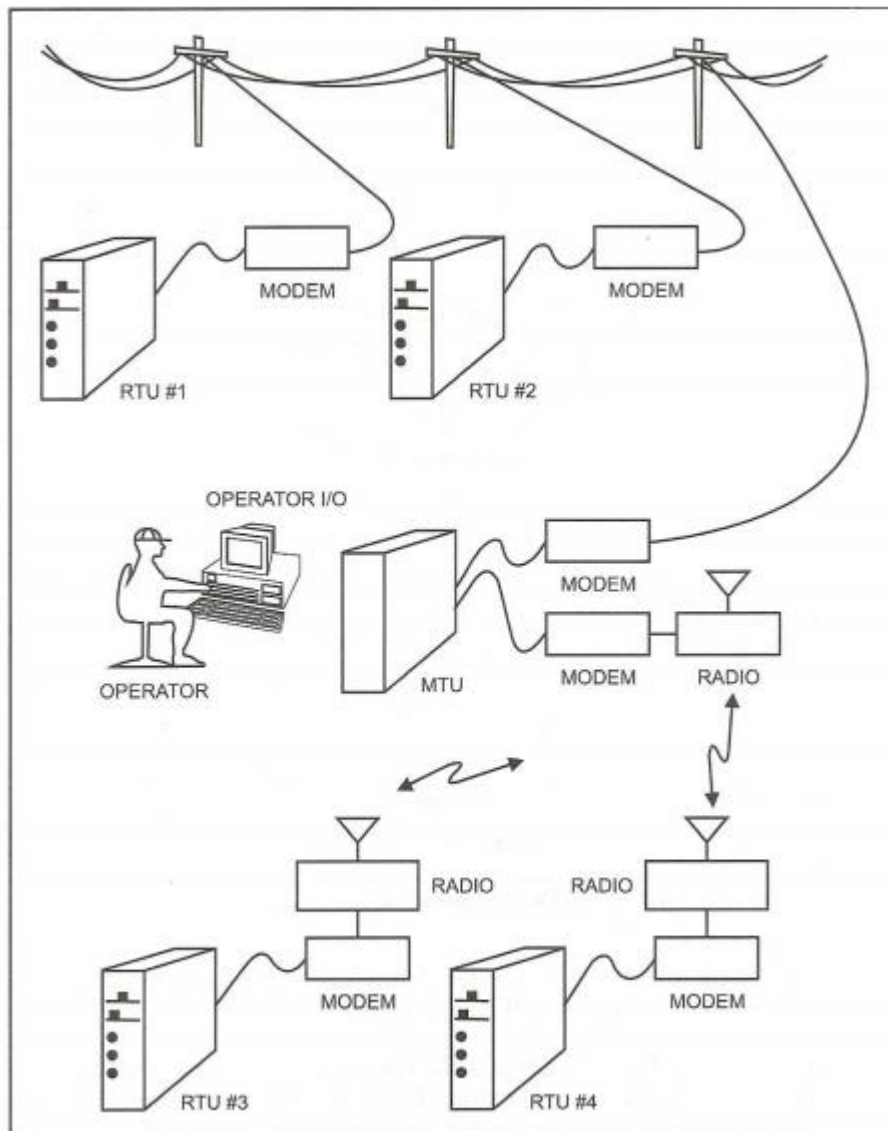


Figura 6 - Modelo de software apresentado pelo SCADA  
Fonte: COPEL DISTRIBUIÇÃO (2013)

O controle e automatização são efetuados por um sistema SCADA, que suporta todas as operações realizadas assegurando a configuração remota da rede elétrica. Cada alimentador está equipado com um dispositivo de medição universal, proporcionando um grande conjunto de medições elétricas. Os recursos de barramento de interface e de campo (Modbus) dos dispositivos de medição universais permite a comunicação de dados de medição e sua incorporação. (GOUVEIA et al., 2015). Modbus é o protocolo utilizado para a comunicação em controladores lógicos programáveis (CLP). Utilizado na aquisição dos sinais, convertem parâmetros físicos tais como velocidade, nível de água e temperatura, para sinais analógicos e digitais legíveis pela estação remota e também efetua comandos em atuadores. Os meios de comunicação são, pela porta serial e rede ethernet. O padrão de comunicação é por *polling* ou seja, *Master/Slave*. O controle das comunicações é efetuado pela estação central, *Master* através de *polling* sequencialmente aos dados de cada estação remota, *Slave* que tem como função

apenas responder após receber um pedido da estação central. A simplicidade da comunicação em *half-duplex* faz com que o processo de aquisição de dados e detecção de falhas seja fácil, sem colisão de dados no tráfego de rede e estações remotas não inteligentes. O ponto negativo é a incapacidade das estações remotas reportarem situações à estação central (SILVA; GONÇALVES; SALVADOR, 2005).

A Figura 7 elenca todos os elementos, numa configuração típica de rede. Os dois meios muito comuns de comunicação que inclui a fibra ótica ou cabos elétricos, na configuração poste a poste ou enterrados, que pode ser da própria concessionária ou de uma linha telefônica pública e até a banda de 2,4GHz, faixa aberta de rádio. Nos dois casos, é necessário um modem, que modula e demodula o sinal no transmissor (BOYER, 2004, p.43).



**Figura 7- Ilustrativo do sistema SCADA**  
**Fonte: BOYER, (2004)**

Muitos equipamentos comerciais vêm sendo desenvolvidos para realizar a interface com o sistema SCADA. Com representantes no Brasil, a empresa Lupa Tecnologia desenvolveu uma plataforma denominada o sistema de Atualização Tecnológica de REligadores (ALTERE) que possibilita transformar um religador hidráulico em um equipamento com controle microprocessado, investindo somente 20% do custo de um religador novo. Além de monitoramento da tensão elétrica e aviso a concessionária em caso de falta de energia, no equipamento a comunicação ocorre através do protocolo DNP3.0 que facilita a comunicação com SCADA através de porta ETHERNET e serial RS-232, a configuração local é através de USB frontal.

O sistema de recomposição automática utiliza unidade lógica programável pelo usuário e driver DNP3.0 do tipo mestre/escravo que permite integração com qualquer equipamento do mesmo protocolo. A detecção da falta é realizada via curvas padrão ou curvas de usuário, além de possuir abertura automática coordenada com o religador (função de seccionador).



**Figura 8 Equipamento comercial ALTERE V2 que possibilita a inclusão dos religadores no processo de automação.**

Fonte:Disponível em:< <http://www.lupatecnologia.com.br/energia.html>> Acesso em 16 nov 2016



## 4. REDE INTELIGENTE (*SMART GRIDS*)

### 4.1 O QUE SÃO *SMART GRIDS*?

O conceito de *Smart Grid* (SG) passou a ser usado a partir do artigo "*Toward a Smart Grid*" por Amin e Wollenberg (2005), que definem como "Uma infraestrutura de rede elétrica em larga escala caracterizada por segurança, agilidade e resiliência/robustez que enfrenta novas ameaças e condições não previstas".

As *Smart Grids* surgiram como uma resposta a uma necessidade de modernizar a rede de eletricidade, tornando-a mais sustentável e melhorando o fornecimento de energia. O uso desta tecnologia refere-se a uma rede de geração, que integra tecnologia da informação na rede de energia existente, para otimizar eficiência energia através de uma troca bidirecional de informação entre fornecedores e consumidores em tempo real (SILVA, 2007).

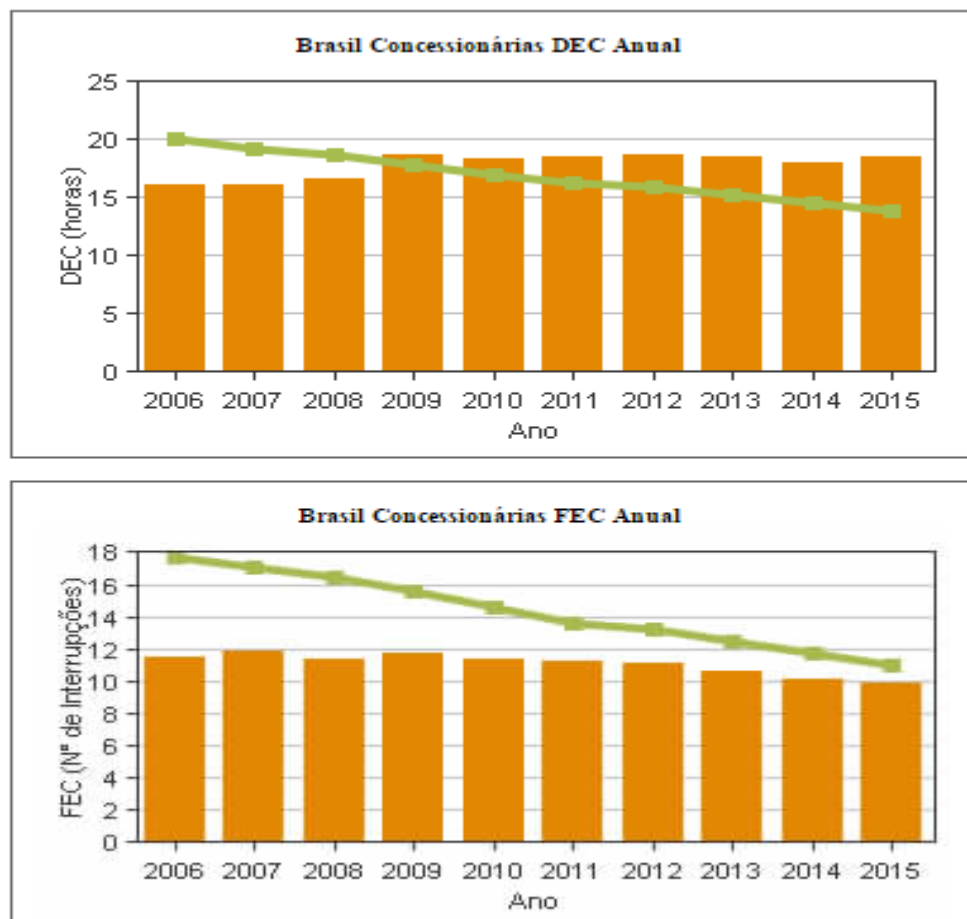
As *Smart Grids* são estruturas mais autônomas, podendo melhorar a eficácia e eficiência do fornecimento de energia, usando a infraestrutura existente e minimizando a necessidade de construir mais usinas e subestações.

Esta tecnologia é formada a partir da criação de uma nova infraestrutura de distribuição de energia elétrica, permite o desenvolvimento, a modernização da capacidade instalada, a aplicação de tecnologias da comunicação, informática e eletrônica nas gerações distribuídas. Logo, o objetivo das redes inteligentes é o de otimizar o controle e a operação das redes elétricas junto ao uso de medidores eletrônicos, monitorando o consumo e demanda em tempo real (PARMENTER; HURTADO, 2008).

Sistemas que operam *full-time* são, nos dias de hoje, necessários pois as atividades industriais, comerciais, serviços médicos, devem ter fornecimento de energia ininterrupta e de qualidade. Conceito baseado em sistemas que operam em rede, tipo anel, eliminando a configuração antiga que se baseava em ramificação, com apenas uma fonte de fornecimento de energia (KINDERMANN, 2005)

A motivação para implantação de um sistema *Smart Grid* nas concessionárias, se baseia na regulamentação da ANEEL, bem como nos prejuízos financeiros que a falta do fornecimento de energia causa a sociedade.

A Figura 9 informa que não houve melhoras significativas, para o período da amostragem de 10 anos, no Brasil, sinalizando a necessidade de implementações de alguma tecnologia que diminua ou restrinja o número de interrupções, que conforme tabela 2, foi de 10 interrupções mensais, com um tempo estimado de 18 horas sem a disponibilidade da energia elétrica por mês, causando insatisfação e prejuízos financeiros aos brasileiros. O relatório do TCU TC 006.734/2003-9 identifica que o apagão de 2001 causou diminuição do crescimento econômico que no ano de 2000 era de 4,3%, diminuindo para 1,3% em 2001. O impacto financeiro causado foi de R\$45,2 bilhões de reais, suficiente para construção de 6 usinas como a Jirau (ANUÁRIO ESTATÍSTICO DE ENERGIA ELETRICA, 2015).



Os indicadores estratificados só estão disponíveis a partir de 2010

**Figura 9-Qualidade da energia elétrica no Brasil ao longo dos anos de acordo com os índices DEC e FEC.**

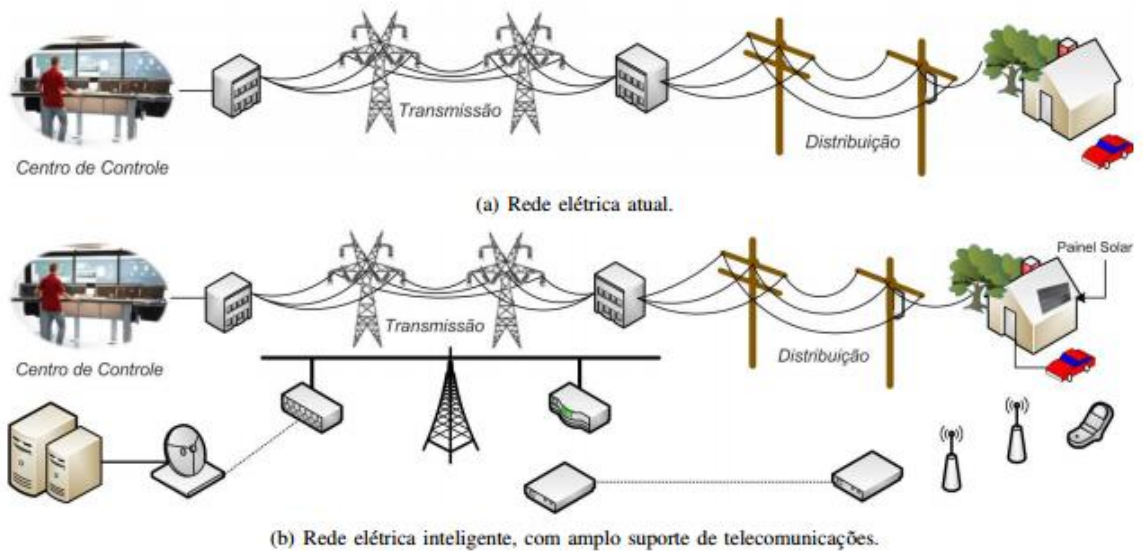
**Tabela 2 Indicadores mensurados de 2006 a 2015 no Brasil**

BRASIL - ANUAL - CONCESSIONÁRIAS										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DEC APURADO (horas)	16,04	16,14	16,65	18,77	18,42	18,61	18,78	18,49	18,03	18,61
DEC LIMITE (horas)	20,05	19,28	18,68	17,86	17,01	16,23	15,87	15,19	14,58	13,94
FEC APURADO	11,53	11,81	11,37	11,72	11,31	11,21	11,17	10,60	10,08	9,87
FEC LIMITE	17,63	17,03	16,44	15,63	14,54	13,61	13,19	12,47	11,77	11,03
Nº DE CONSUMIDORES	58.628.809	60.707.992	63.298.530	65.480.801	66.999.221	69.035.906	71.143.243	73.280.998	75.321.870	77.183.184

Os indicadores são passíveis de alterações após fiscalização da ANEEL.

**Fonte: ANEEL, Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC), 2015**

Desde o ano de 2000 até os dias de hoje, houve mudança de comportamento da sociedade, que passou a exigir dos fabricantes, produtos que consumam cada vez menos energia e com maior eficiência, mas também tornou-se mais intolerante a falhas no sistema de distribuição de energia. Como mostrado na Figura 10 que compara os sistemas de distribuição atual com os inteligentes a evolução nos sistemas de automação e telecomunicações, faz do *Smart Grid* a melhor alternativa, para o momento pois será possível distribuir mais energia, devido um melhor gerenciamento da cadeia produtiva de energia elétrica nas fases de geração, transmissão e distribuição. O sistema deverá ser planejado para ser imune às violações de segurança, impedindo que *hackers* manipulem o sistema criando pânico à sociedade através de ataques terroristas, falhas humanas ou mecânicas e a catástrofes naturais (MAMEDE, 2011).



**Figura 10 - Esquema comparativo entre rede elétrica padrão (modelo atual) e redes inteligentes**

Fonte: Almeida, (2000)

Uma tentativa abrangente de definição do conceito da expressão *Smart Grid*, apresentada por Hughes (1983), é:

“A expressão *Smart Grid* pode ser entendida como a sobreposição dos sistemas unificados de comunicação e controle, à infraestrutura de energia elétrica existente, para prover a informação correta para a entidade correta (equipamentos de uso final, sistemas de controle de T&D, consumidores, etc.), no instante correto, para tomar a decisão correta”.

Basicamente, é um sistema que otimiza o suprimento de energia, minimizando perdas de várias naturezas, é auto recuperável (*self-healing*), e possibilita o surgimento de uma nova geração de aplicações energeticamente eficientes (HUGHES, 1983).

## 4.2 CARACTERÍSTICAS DAS SMART GRIDS

Os recursos de *Smart Grid* permitem a integração com microgeração distribuída, na geração de energia, usando fontes alternativas tais como: fotovoltaico, eólica, veículos elétricos, entre outros. Interligar-se com medidores inteligentes de energia, água, gás. Permitir controle, para unidades consumidoras, através de dispositivos móveis ou portáteis. O preço será regulamentado ao

consumidor final, escolhendo o fornecedor que atenda suas necessidades financeira, bem como qualidade do produto oferecido.

Um dos maiores desafios a ser vencido, no momento, é a barreira das comunicações, e para administrar tantos dispositivos, a capacidade de tráfego e acesso aos dados deve ser rápida e eficiente, os sistemas devem ser calculados com redundância afim de atender a demanda. (FALCÃO, 2010)

Além de uma rede robusta, e com alta velocidade de comunicação, há o fato de que deve haver um protocolo que se comunique com todos os dispositivos independente do fabricante e da idade do dispositivo. A principal proposta é adoção do IEC 61850. Este é um padrão internacional desenvolvido pelo Comitê Técnico TC57 da IEC (*International Electrotechnical Commission*) que suporta comunicação automatizada, corroborando para o *smart grid* ao fazer integrações entre sistemas, como monitoramento, proteção, medição e controle. (SILVA, 2005)

A implantação do conceito *Smart Grid* (SG) implica grandes mudanças na operação e planejamento de sistemas de distribuição, particularmente em redes baixa tensão. Silva, (2005) afirma que as principais características das redes elétricas Inteligentes são:

- Sistemas de medição centralizada baseados na utilização de medidores inteligentes e redes de comunicação de dados que permitem uma comunicação bidirecional entre as empresas e os clientes;
- Sensores, atuadores e controladores inteligentes distribuídos ao longo da rede que permitirão a reconfiguração da mesma automaticamente em caso de falhas nos componentes
- O tempo de interrupção do fornecimento de energia será reduzido.
- Facilidade de conexão e desconexão à rede elétrica de geradores de pequeno e médio porte e dispositivos armazenadores de energia.

### **4.3 VANTAGENS**

Os interesses e vantagens na introdução da *Smart Grid* variam nas diversas regiões do mundo. Na Europa, a preocupação fundamental é com a integração de fontes renováveis de energia. Nos Estados Unidos, os objetivos principais são, além da conexão de fontes renováveis, o gerenciamento da demanda, a eficiência

energética e a segurança da operação. No Brasil, a força motriz para *Smart Grid* é a confiabilidade da rede e a redução das perdas não técnicas de energia (ELETROBRAS, 1982).

De acordo com Bandeira (2012) no Brasil, assim como em outros países em desenvolvimento, os principais motivos para a implantação de *Smart Grids* são a redução de perdas comerciais advindas do furto de energia e de fraudes em medidores.

A grande vantagem de um sistema em anel, está na oportunidade de instalação de diversas chaves automatizadas, que permitirá manobrar sentido de fluxo de corrente, evitando trechos problemáticos, mantendo a unidade consumidora sempre energizada, e com qualidade de fornecimento exigida pela ANEEL (KINDERMANN, 2005).

A nova tecnologia compreende toda a cadeia do setor elétrico desde a geração até a comercialização, tanto para o segmento residencial, quanto comercial, industrial e agrega como inovação ao setor o monitoramento em tempo real, a transparência dos dados, auto recuperação do sistema, maior participação do consumidor, fornecimento de energia de melhor qualidade com objetivo de redução de falhas (ABRADEE, 2016)

Foram identificados, segundo o relatório de estudo sobre *Smart Grid* elaborado pelo Grupo de Trabalho elencado pelo Ministério de Minas e Energia, os seguintes benefícios para o Brasil:

- Postergação de investimentos na expansão das redes;
- Postergação de investimentos em expansão e geração;
- Redução de perdas técnicas na transmissão e distribuição
- Redução de perdas não-técnicas;
- Formação de conhecimento nacional;
- Melhoria na qualidade dos serviços prestados;
- Criação de novos mercados

#### **4.4 MODELO AMERICANO**

Os líderes da indústria americana criaram o GWAC (GridWise Architecture Council), que é conselho responsável (embora não seja um órgão regulamentador)

para modelar os princípios para a arquitetura de *Smart Grids*, para que seja inteligente e com plena interação com o sistema elétrico de potência (SEP), com a finalidade de padronizar procedimentos de interoperabilidade entre todos os componentes da rede. O sistema se baseia em oito camadas principais e o GWAC, não determina as regras, apenas faz sugestões baseadas no amplo conhecimento em sistemas *Smart Grids* de seus engenheiros, como apresentado pela Figura 11.



**Figura 11 - Esquemático sobre as etapas de implementação de *Smart Grids* nos Estados Unidos**

Fonte: Silva et al., (2010)

Silva et al., 2010 apresenta os objetivos principais de cada uma das oito camadas que permitiram a implementação eficaz de um sistema *Smart Grid* nos Estados Unidos:

- Política Econômica (Regulamentação) - Objetivos políticos e econômicos incorporados na política e regulamentação.

- **Objetivos de Negócio:** Objetivos estratégicos e tático compartilhados entre negócios.
- **Processos de Negócio:** Alinhamento entre os processos de negócio e os procedimentos operacionais.
- **Contexto do Negócio:** Ter conhecimento dos negócios relacionados com uma interação específica.
- **Compreensão semântica:** A compreensão dos conceitos contidos na mensagem das estruturas de dados.
- **Interoperabilidade Sintática:** Realizará a compreensão da estrutura dos dados nas mensagens enviadas entre os sistemas.
- **Interoperabilidade de Rede:** Mecanismo para realizar a troca de informações entre os múltiplos sistemas através de várias redes.
- **Conectividade Básica:** Mecanismo para estabelecer conexões físicas e lógicas entre os sistemas.

O alto nível de interoperabilidade deve-se pela configuração das oito camadas, permitindo maior flexibilidade entre elas e os diversos níveis de interações propostas pelas *Smart Grids*. Como exemplo, é citado a conectividade, entre as redes 3G, Fibra Ótica, Wi-Fi, Ethernet, Satélite, tendo a interoperabilidade de comunicar-se entre si e com os sistemas de gerência e operação das *Smart Grids*.

As camadas físicas dos equipamentos, assim como os softwares responsáveis pela codificação e transmissão dos dados, fazem parte das camadas inferiores do modelo proposto. Essas camadas estão as funcionalidades de negócios, como os protocolos de comunicação e aplicações. Neste sistema, cada camada depende da camada logo abaixo dela. Através dessas camadas, é formado o modelo de uma arquitetura para *Smart Grid* (LAMIN, 2013).

#### **4.5 MODELO BRASILEIRO**

No Brasil, o Ministério de Minas e Energia, após encontros realizados com entidades americanas, sugere o modelo conforme exposto na Figura 12 onde é mostrado em forma de pirâmide em que a base é sustentada pela política



governamental. As diversas áreas de mercado que poderão compor a estrutura de um programa brasileiro de redes inteligentes.



**Figura 12- Modelo de implementação de sistemas Smart Grid aplicado ao Brasil proposto pelo Ministério de Minas e Energia**  
 Fonte: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2006)

Na base da pirâmide está o governo, como órgão regulador e mantenedor das normas e leis necessárias para o andamento do programa (SG).

A camada de Financiabilidade e Regulação têm como objetivo criar incentivos fiscais e investimentos por parte do governo, para que seja possível a implantação de novas empresas que irão instalar equipamentos se custo adicionais aos consumidores. Quanto a Regulação, cabe a ANEEL, definição das regras de aplicabilidade do sistema tanto para os consumidores, quanto para as concessionárias de energia elétrica, de telefonia, de saneamento e de fornecimento de gás, afim de haver competitividade e diminuição de tarifas (MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, 2016).

Para camada de infraestrutura, o desafio é ainda maior, pois a barreira de atualização tecnológica, talvez seja a mais difícil devido ao baixo nível tecnológico das redes atuais versos ao alto grau tecnológico imposto pelas *Smart Grids*. Estudos devem ser direcionados para que a atualização tecnológica nesta camada, sejam eficientes e duradoura afim de evitar que a cada avanço da tecnologia, todo o

parque de equipamentos deva ser substituído por estar obsoleto. Os novos sistemas devem ser intercambiáveis e padronizados e com possibilidade de receber *upgrade*.

Na camada de Evolução da Cadeia de negócios, o destaque está para os prestadores de serviços que consigam atender demanda de tecnologias consideradas como modernas para os dias atuais, mas que estará presente num futuro próximo, como carros elétricos, geração descentralizada, microgeradores. Enfatiza-se que deverá existir presença da Política Governamental afim de coibir práticas de monopólio e corrupção que possam lesar a sociedade (SILVA, 2010).

A revolução dos serviços mostra como o novo modelo deve beneficiar o cidadão, através do conforto, obtenção de dados em tempo real quanto ao consumo dos serviços contratados das concessionárias, satisfação com a menor possibilidade de falta de energia e também o conhecimento de estar utilizando energia limpa, não poluidora e poder vender o excedente que foi gerado em sua residência através de micro geração. A concessionária também irá se beneficiar por saber que fraudes afetarão menos os seus lucros, e que furtos de energia elétrica serão praticamente nulo após a implantação dos medidores eletrônicos (PARMENTER; HURTADO, 2008).

Na última camada, encontram-se os usuários dos serviços, os consumidores finais da pirâmide energética. Nota-se uma semelhança muito expressiva entre a arquitetura nacional e a americana, muda-se os termos, mas no final até por influência americana e resultado dos estudos realizados pelo Ministério de Minas e Energia, o Brasil pretende seguir numa mesma linha de raciocínio.

A infraestrutura deve ser considerada como um dos campos mais importantes para a implantação das *Smart Grids*, seguido pelo sistema de automação que deve ser bem planejado.

#### **4.6 POLÍTICAS DE INCENTIVO**

As iniciativas existentes no Brasil, como na maior parte do mundo, referem-se a incentivos pontuais (como o PROINFA, Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia) e consultas públicas da ANEEL sobre medição, tarifas e geração distribuída.

No Congresso Nacional brasileiro, alguns projetos relacionados às redes inteligentes foram aprovados em 2012: Projeto de Lei nº 3.337/2012 e Projetos de Lei do Senado nº 608/2011 e nº 84/2012 (SENADO FEDERAL, 2016).

Há o destaque de iniciativas da Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial - ABDI, que é ligada ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior – MDIC. A ABDI tem promovido ações para reunir governo, empresas de energia elétrica, agências reguladoras e instituições de pesquisa e desenvolvimento para discussão voltada à prospecção de ações para subsidiar eventual implantação de novas políticas industriais brasileiras (SANTOS, 2016).

O projeto Cidades do Futuro, iniciou em 2009 e foi finalizado em 2014, foi implementado com o intuito de desenvolver um modelo funcional para *Smart Grid*, para se obter uma metodologia para subsidiar a decisão de implantação em larga escala de projetos. Durante este período foram realizadas a instalação de cerca de cinco mil medidores inteligentes, com a capacidade para leitura, corte e religamento operados remotamente; a implantação de 46 pontos de automação com software *self-healing*, para otimizar o processo de operação do sistema na reconfiguração da rede; a implantação de várias mídias de comunicação para testes, tais como: rede de fibra óptica, rádios 400 MHz, gateways, sistema celular, rede HFC (*Hybrid fiber-coaxial*), satélite; e a instalação de 66 painéis fotovoltaicos conectados à rede para estudo dos impactos de sua utilização nas redes da CEMIG (MOREIRA, 2014).

No Paraná, a COPEL possui um projeto denominado “PARANÁ SMART GRID” que é uma iniciativa do Governo do Estado e da Copel e se propõe a realizar aplicações de elementos de Redes Elétricas Inteligentes, as *Smart Grids* - na Distribuição de Energia, com o estabelecimento de um piloto em área de alta densidade de carga e visibilidade, através de demonstração dos sistemas atualmente em implantação e de testes de conceitos para antecipação de aplicações futuras. O projeto atende cerca 1000 consumidores e conta com 42,4 km de rede, a abrangência é do bairro Bigorrião em Curitiba e o Projeto está vinculado ao programa "*Smart Energy Parana*", definido no Decreto Estadual n. 8842/2013. Contempla também medição compartilhada com Compagás e Sanepar (REDES INTELIGENTES DO BRASIL, 2016).

## **5 DESENVOLVIMENTO**

### **5.1 CHAVES TRIPOLARES COM CARGA POR TELECOMANDO**

Chaves tripolares com carga são capazes de suportar operações de abertura e fechamento até o valor de sua corrente de interrupção nominal, que possam normalmente ocorrer no sistema de distribuição e capaz de suportar e estabelecer correntes de curto-circuito, isolada em gás hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>) (GARCIA, 2012)

O hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>) é um gás transparente, inodoro, não inflamável e quimicamente estável. É um isolador elétrico muito bom e pode efetivamente extinguir arcos elétricos nos aparelhos de alta e média tensão (ABNT, 2016). A possibilidade de vazamento, ainda que pequena, é uma preocupação para os ambientalistas, pois (SF<sub>6</sub>) é um gás do efeito estufa e seu subproduto é cancerígeno. Em países com leis ambientais severas, as chaves (SF<sub>6</sub>) ao ar livre são proibidas (ABNT, 2016)

### **5.2 CHAVE TRIPOLAR DE OPERAÇÃO COM CARGA (CTC)**

As chaves de operação seccionadoras motorizadas já dotadas de telecomando ou por procedimentos pré-determinados via programação, são equipamentos que aumentam a eficiência dos chaveamentos que são solicitados na rede de distribuição (NORTHCOTE-GREEN, J. 2006). As chaves de manobra devem possuir a capacidade de manobra em carga e de operação telecomandada. Para realizar as operações com carga, este dispositivo de seccionamento deve ser dotado de método de interrupção semelhante ao dos encontrados nos disjuntores. Para operação com carga, de uma maneira geral, os dispositivos de chaveamento/seccionamento dependem de um método de interrupção de corrente (NORTHCOTE-GREEN, J. 2006). Um dos sistemas mais utilizados para a extinção do arco elétrico é a isolação pelo gás SF<sub>6</sub>, pelo fato de trabalhar com distâncias menores, reduzindo o tamanho do equipamento final. Em aplicações como a rede de

distribuição aérea, a utilização destas chaves montadas em postes, tem apresentado alta confiabilidade operando em climas adversos e proporcionando baixo índice de manutenção. (FERREIRA, 2009)

As chaves tipo SF6, tem como objetivo, possibilitar automatizar elementos de rede não muito próximos entre si. O conjunto citado será denominado como Estação de Chaves em Poste - ECP. A iniciativa e fatores que motivaram as distribuidoras a instalar CTC's está na vantagem de se utilizar o conceito de seccionamento de rede em circuitos curtos, com a finalidade de se facilitar manobras de operação de rede, proporcionar infra estrutura para automação incluindo telecomando, diminuindo a atuação *in-loco*, reduzindo custos de operação em tempo real das concessionárias, fatos que diminuem o DEC/FEC aumentando o conforto dos consumidores, que para casos de falta de energia, a mesma seja restabelecida em curto espaço de tempo, em comparação ao método do seccionamento manual. As ECP's padrão, serão montadas afim de facilitar a transferência de carga entre alimentadores, fonte principal, chaveando rede entre fontes secundárias e primárias de forma automática. Cada circuito poderá contar com várias CTC's, e com dois ou três religadores automáticos que estariam conectados à saída das subestações que atendem uma determinada localidade ou cidade, melhorando a qualidade de energia fornecida, bem como dos indicadores de DEC/FEC. De acordo com um dos fabricantes a chave tripolar sob carga a SF6 para montagem em poste é projetada para satisfazer as exigências crescentes das concessionárias de energia, provendo segurança, baixa manutenção, longa vida útil e um dispositivo econômico para executar manobras em redes de distribuição aérea. Podem ser fornecidas nas versões: manual, preparada para futura automação ou então automática com caixa de controle e dispositivo para operação remota em 15kV; 25,8kV; 36kV. A Figura 13 mostra um dos modelos da chave disponíveis no mercado.



**Figura 13- Chave tripolar sob carga a SF6 para montagem em poste.**

**Fonte: Arteche (2016)**

Uma Estação de Chave em Poste, pode ser instalada tanto em áreas urbanas como rurais. Conforme determina a NTC 856685, uma CTC deve ser montada em paralelo com seccionadoras unipolares *bypass*, de operação manual, afim de facilitar a remoção, bem como sua manutenção. Deve ser previsto em projeto, a instalação de um conjunto de para-raios nas estruturas adjacentes, afim de minimizar os danos causados pelas descargas atmosféricas. O sistema de aterramento deve ser interligado a central de telecomando e a mesma deve ser energizada com tensão de 127V, advinda sempre da fonte principal, entrada da chave. A unidade de comando deve ser instalada a 4 metros de altura, em relação ao solo, afim de evitar vandalismo. A Figura 14 mostra como esta estrutura deve ser realizada de acordo com a normatização vigente (NTC 856685, COPEL).

A definição de Mamede (2011) para CTC: “São equipamentos de proteção cuja utilidade está voltada para instalação em redes áreas de distribuição com a função de seccionar terminantemente determinado trecho do ramal alimentador, quando ocorre uma falta a jusante da instalação e também quando a interrupção é executada por um equipamento de retaguarda.”

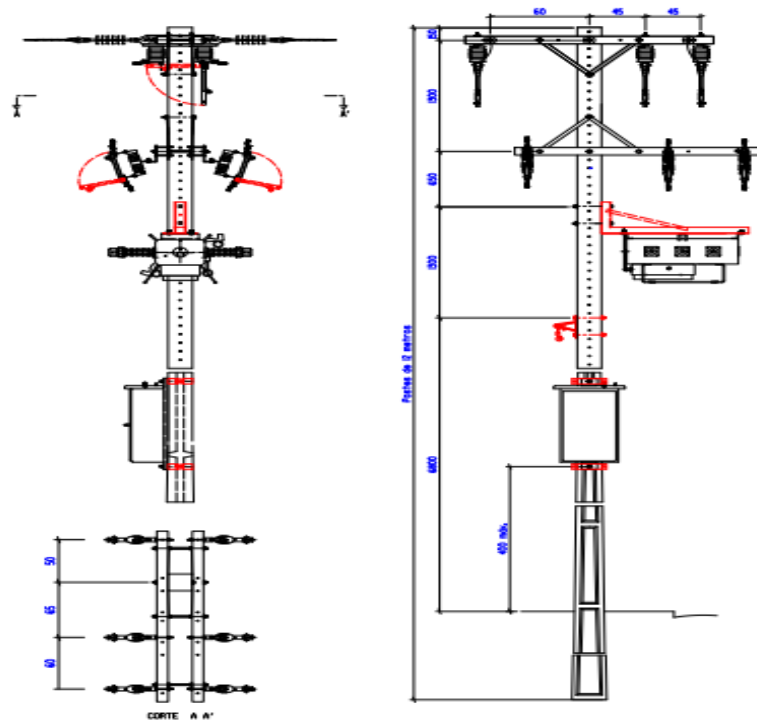


Figura 14 - Estrutura de CTC em sistema ECP conforme normatização NTC 856 685  
 Fonte: (COPEL DISTRIBUIÇÃO, 2016)

### 5.2.1 DESCRIÇÃO DE FUNCIONAMENTO DE CTC COM PROTEÇÃO

CTC's são chaves de proteção que tem como princípio, interromper um circuito que apresente defeito, automaticamente. São equipamentos que não possuem a capacidade de interromper circuitos energizados em condições anormais de funcionamento, por isso devem ser instalados após os religadores automatizados, para que estes ao "sentir" o aumento abrupto de corrente, interrompam o circuito, dando início a contagem de três interrupções e abrindo o circuito, com a finalidade de isolar o circuito defeituoso.

Na Figura 15, Almeida (2000) demonstra graficamente o funcionamento e a coordenação entre o religador automático e a CTC.

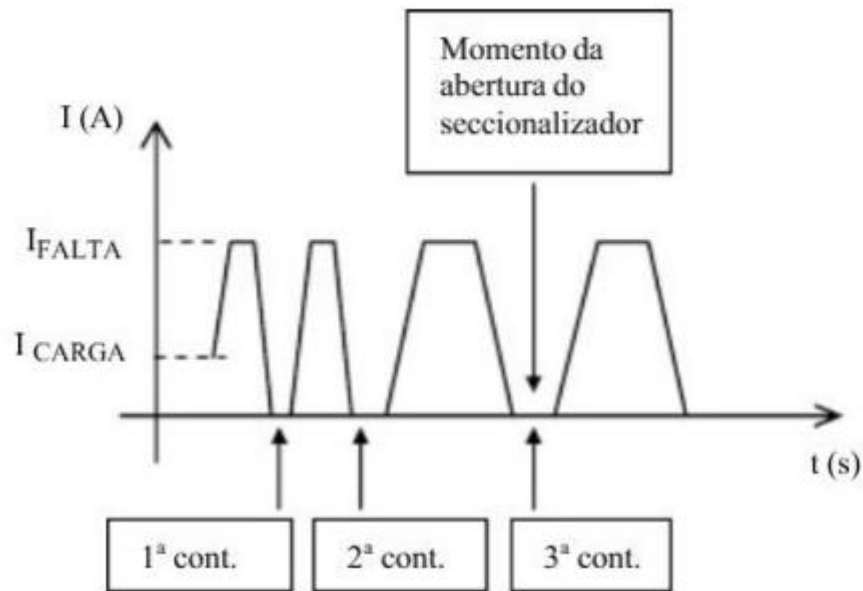


Figura 15- Esquemático do sistema coordenado entre religador CTC com três pulsos.  
Fonte: Almeida (2000)

A zona de proteção de um seccionador fica dentro da zona de proteção de um religador automatizado e pode ser verificado conforme Figura 16.

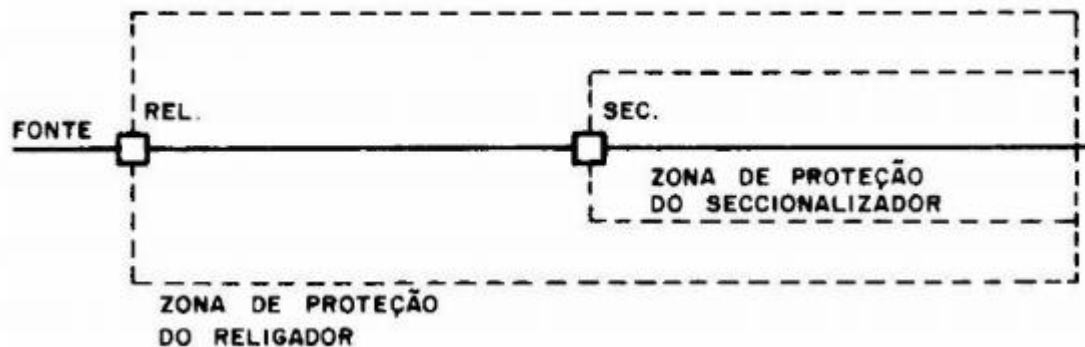
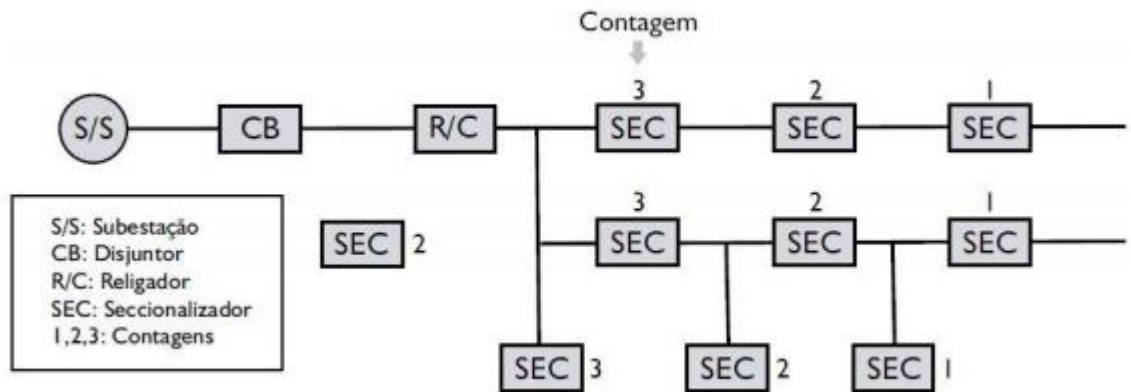


Figura 16- Esquemático de Zona de Proteção de um Seccionador  
Fonte: Leme *et al.*, (2013)

Um religador automatizado, pode ter em sua zona de proteção, diversas CTC's, e a quantidade de contagens de falta, para atuação, será menor para a CTC mais afastada do religador automatizado (RA), e maior para a mais próxima, fato que limita a três CTC's por ramal por (RA). A Figura 17, mostra a configuração para ligação de CTC's a RA para um melhor aproveitamento do circuito.





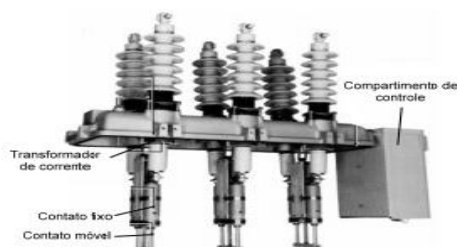
**Figura 17- Configuração de montagem e atuação de CTC**  
**Fonte: Artech (2016)**

Mesmo sem a capacidade de extinção da corrente de falta, CTC's são capazes da interrupção do fornecimento de energia se o seu valor nominal for atingido, ou para alguns modelos quando a corrente atingir 200% de sua nominal. Em condições normais podem ser operados com ou sem carga, diferentemente das seccionadoras unipolares manual (SU), que somente podem ser operadas sem carga, somente com tensão (FERREIRA, 2009).

As Figuras 18, 19, 20 e 21, mostram respectivamente modelos de religadores automáticos (RA), chaves tripolares com carga (CTC), chaves sem tanque a gás (SU) e Chave Fusível/Lâmina.



**Figura 18- Religadores Automáticos - Modelos Comerciais**  
**Fonte: Ferreira, (2009)**



**Figura 19- CTC sem tanque de gás SF6**

Fonte: Ferreira, (2009)



**Figura 20- Chaves de Manobra Seccionadora unipolar e tripolar**

Fonte: Ferreira, (2009)



**Figura 21- Chave Fusível tipo MZ com base de porcelana com cartucho para elo fusível**

Fonte: MAURIZIO (2016)

### **5.2.2 – INSTALAÇÃO DE CTC EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA**

A CTC é recomendada para instalação em pontos onde a corrente de operação é alta, para se utilizar elo fusível ou lâmina desligadora 200A, e a coordenação torna-se insuficiente ao objetivo do estudo. É recomendado para longos ramais, setores com excesso de arborização ou consumidores que não podem ficar muito tempo sem fornecimento de energia elétrica, como é o caso de aviários, produtores de fumo, produtores de laticínios, entre outros.

A coordenação para instalação da CTC, deve ser observada a corrente de curto circuito disponível no ponto escolhido para instalação, para que não ultrapasse os mínimos e máximos suportados pelo sensor ou bobina do equipamento. Há vantagens claras que atribuem à CTC, vantagens indiscutíveis em relação a seccionadora unipolar, chave fusível e lamina desligadora, pois em caso de falta, as três fases são desligadas, evitando problema de falta de fase e queima de

equipamentos sensíveis, a CTC pode ser utilizada como chave de manobra com carga, além da possibilidade de ajustes independentes para operação fase/terra, proporcionando desligamento da rede em casos de cabo rompido a jusante de sua instalação (SILVEIRA *et al.*, 2011)

### 5.2.3 DIMENSIONAMENTO E COORDENAÇÃO DO CIRCUITO

Em circuitos que contemplam chave fusível, há necessidade de coordenação, onde é analisado as curvas características corrente x tempo para rompimento do elo em caso de curto circuito ou sobrecorrente. Para instalação do CTC ou RA essas curvas não são utilizadas visto que o CTC, ao ser percorrido por uma corrente maior que seu valor de *set point* ou por corrente de falta ele inicia a contagem para que o circuito seja bloqueado ao fim da terceira contagem. O religador automático também é sensibilizado para esta situação vindo a proteger os circuitos que se encontram em sua retaguarda. Analisando o funcionamento do CTC durante a falta temporária ou curto circuito transitório, o RA realiza o primeiro religamento automático, a corrente se normaliza e o CTC, volta a sua condição inicial, conforme ilustrado na Figura 22.

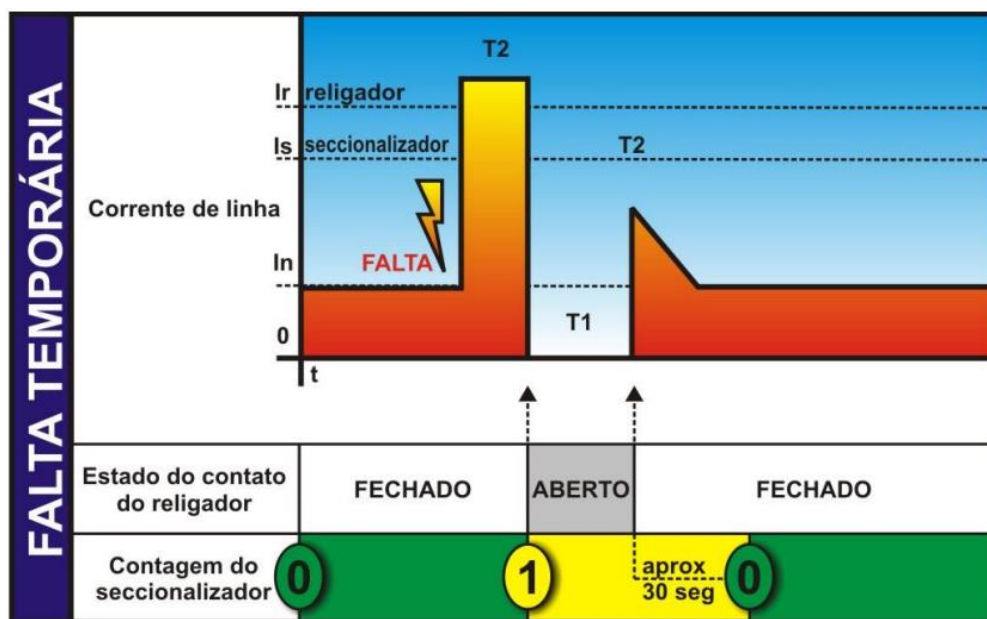


Figura 22- Funcionamento de CTC em caso de falta temporária de energia  
Fonte: Silveira *et al.*, (2011)

Para casos curto circuito permanente, no terceiro religamento automático haverá a abertura de circuito, ou seja o CTC ficará com os contatos em aberto, até que o comando manual seja efetuado através do COD.

A Figura 23 ilustra o funcionamento do CTC durante uma falta permanente.

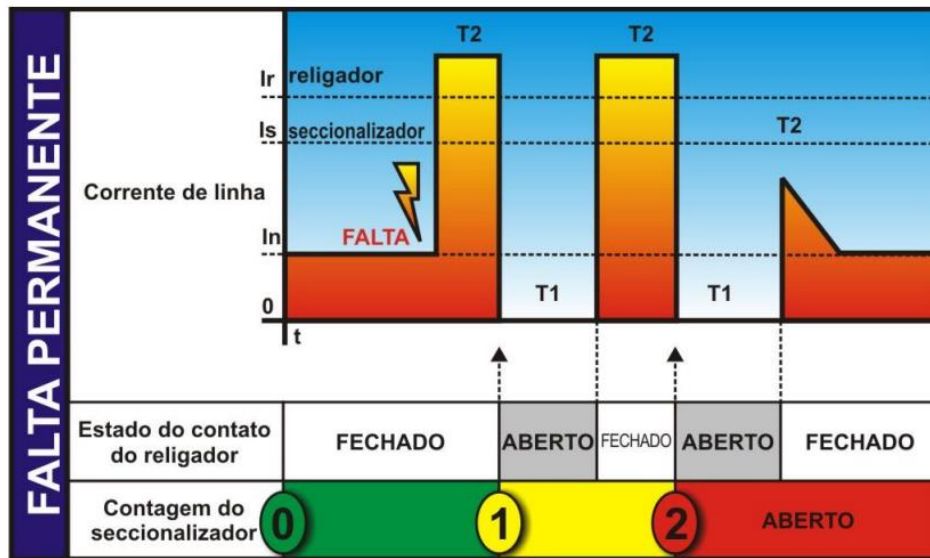


Figura 23 - Funcionamento de CTC em caso de falta permanente de energia  
Fonte: Silveira *et al.*, (2011)

Silveira *et al.*, (2011) descrevem alguns requisitos principais de coordenação entre o RA e o CTC para que os sistemas funcionem de forma automática:

- A corrente de curto circuito dentro da zona de proteção, deve ser maior que a corrente ajustada mínima do CTC.
- O RA deve “sentir” a corrente mínima dentro da zona de proteção.
- O CTC deve ser ajustado para uma operação a menos que o RA ou CTC a sua retaguarda.
- A corrente de disparo do CTC deve ser 0,8 vezes a corrente de *pick-up* do (RA) para surtos em fase/fase ou fase/terra. Deve obedecer as constantes de 1,6 vezes a corrente da bobina série para modelos com acionamento hidráulico ou 1 vez a corrente do resistor série do sensor de fase, para os eletrônicos.
- Operações impróprias podem ocorrer com CTC caso esteja conFigurado pela corrente mínima do RA, tal fato ocorre caso não esteja instalado o sensor fase/terra do CTC.

- CTC é projetado para coordenar operações nas três fases, sendo prejudicial ao equipamento quando ocorre abertura não simultânea das três fases pelo RA. Como resposta o CTC mudará de estado, abrindo o circuito devido a interpretação incorreta de falta de fase.

### 5.3 SIMULAÇÕES, ANÁLISES E CONSIDERAÇÕES

O atendimento às ocorrências emergenciais é avaliado por meio de indicadores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras. Esses indicadores são apurados mensalmente pelas distribuidoras para cada conjunto de unidades consumidoras, e são expressos em minutos. Os indicadores disponíveis são:

- Tempo Médio de Preparação (TMP)
- Tempo Médio de Deslocamento (TMD)
- Tempo Médio de Execução (TME)
- Número de Ocorrências Emergenciais (NUMOCORR)
- Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia Elétrica (NIE).

O TMP é o valor médio correspondente ao tempo de preparação das equipes de emergência, para o atendimento às ocorrências emergenciais verificadas em determinado conjunto de unidades consumidoras. Já o TMD mensura o tempo de deslocamento médio dessas equipes até o local de atendimento. Para uma melhor análise dos índices de atendimento, temos a Tabela 3, comparativa, referenciando conjuntos de alimentadores de uma determinada região. É possível observar que o número de emergências (NIE) diminuiu de um ano para o outro, no conjunto “Colombo” de 104 para 64, por outro lado o tempo médio de deslocamento (TMD) subiu de 35,95 para 42,89 e o tempo de preparação (TMP) aumentou de 51,33 para 64,19, mostrando que a automação nas áreas urbanas resolveu parcialmente o problema. Os consumidores dos alimentadores situados nas áreas urbanas automatizadas sofreram menos com a indisponibilidade de energia elétrica. Em contra partida, é possível deduzir que os alimentadores situados em regiões com pouca infraestrutura, ou seja, áreas onde a automação dos alimentadores ainda é

precária e depende unicamente dos técnicos eletricitas para manobrar os alimentadores, enquanto são efetuados os reparos pelas equipes de manutenção, ficaram um tempo maior sem poder utilizar do conforto que a energia elétrica oferece. A tabela 3 apresenta o tempo médio de atendimento a ocorrências em março 2015 e março 2016 em municípios da região metropolitana de Curitiba.

**Tabela 3- Amostra referência número de ocorrências com falta de energia pelo tempo de atendimento.**

Tempos médios de atendimento													
COPEL-DIS- Março / 2015							COPEL-DIS- Março / 2016						
Conjunto	Código	NIE	NUMOCORR	TMD	TME	TMP	Conjunto	Código	NIE	NUMOCORR	TMD	TME	TMP
Colombo	14590	104	371	35,95	30,74	51,33	Colombo	14590	64	177	42,89	27,34	64,19
Pinhais	14581	27	190	20,77	25,15	51,68	Pinhais	14581	90	232	24,60	24,26	45,72
Piraquara	14579	57	202	26,67	24,50	57,95	Piraquara	14579	71	178	26,80	22,22	45,67
Quatro Barras	14578	95	340	34,84	28,89	63,54	Quatro Barras	14578	90	248	36,65	27,01	58,25

**Fonte:** Disponível em <http://www.aneel.gov.br/tempo-de-atendimento-as-ocorrencias>  
**Acesso em 09 de setembro de 2016**

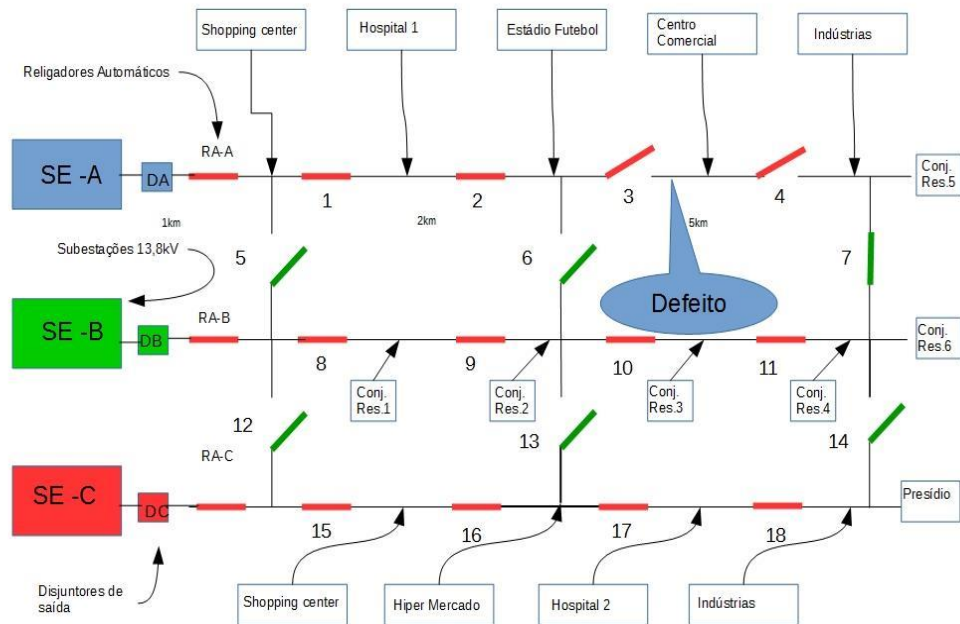
Para um melhor entendimento, é mostrado nas Figuras 24 e 25, exemplos simplificados de redes de distribuição, onde o objetivo é ilustrar, que onde há a possibilidade de interligações, devido a quantidade disponível, torna-se mais fácil executar manobras via automação pelo COD.

A resolução de Nº 414, seção XII Art. 46, permite a realização de manobras para o remanejamento de carga, desde que feito de forma automática e invisível aos olhos dos consumidores, com foco na qualidade de energia elétrica fornecida. Baseado neste conceito, as redes de distribuição situadas em áreas densamente povoadas, que exigem infraestrutura robusta e inteligente para manter a qualidade de vida da sociedade.

É ilustrado na Figura 24, a configuração de 3 alimentadores, originado de 3 subestações diferentes com 6 possibilidades de chaveamento, fato que oferece maior qualidade no fornecimento de energia elétrica, visto que é utilizado chave tripolar de carga para interromper e isolar circuitos problemáticos bem como encontrar uma nova rota para o fluxo de corrente. Existem muitos estudos que



### Configuração De alimentadores Condição Normal de Operação



**Figura 25 - Ilustração de defeito a 6km da fonte**  
**Fonte: Autor**

Na simulação, conforme apresentado pela Figura 25, temos uma situação onde o defeito está localizado no trecho entre as chaves 03 e 04, identificado pelo COD a abertura da CTC 03 por defeito (curto circuito fase/fase ou fase/neutro, falta de fase) é efetuado o bloqueio de operação via mesa de operações. É enviado comando de fechamento da CTC 07, que passa de “normalmente aberta” para o estado de “fechada”. A CTC 04 também deve ser aberta, afim de isolar o trecho que apresentou o defeito. Os consumidores que eram atendidos pela subestação “A” (SE-A), passaram a ser atendidos pela outra subestação, sem notar as manobras efetuadas na linha de MT e para este caso apenas o centro comercial ficou sem fornecimento de energia. O tempo para essa operação é de minutos, se for executado via automação, caso contrário a mesma operação poderia levar horas. Os reparos na rede serão efetuados pelas equipes de manutenção o mais breve possível.

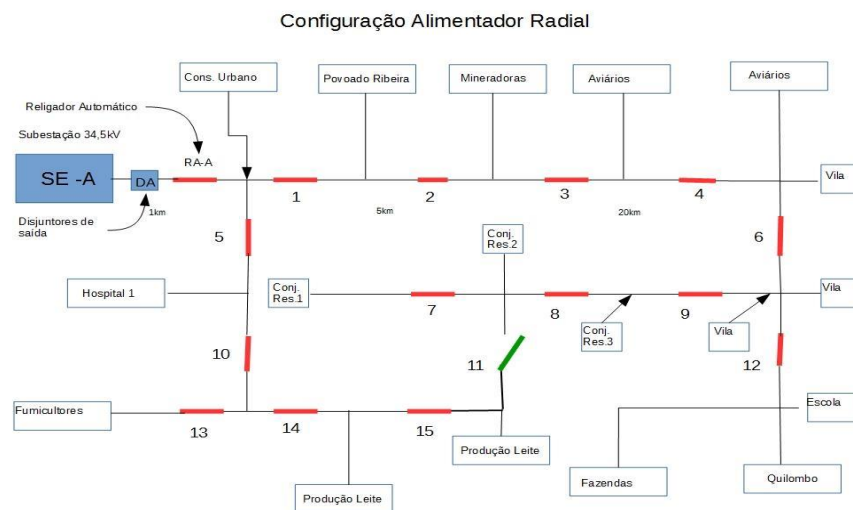
Situação análoga será apresentada para redes de distribuição, de topologia tipo ramal radial, amplamente utilizada na periferia das cidades e em zonas rurais.



Essa topologia não permite interligações e se permitem, são escassas e num número infimamente inferior a de possibilidades de interligação face ao relevo acidentado, bem como as distâncias entre os povoados, chácaras e fazendas.

Carvalho (2006) descreve os sistemas radiais: “por ter somente um caminho entre o consumidor e o alimentador de distribuição (subestação)”. Este tipo de sistema é um dos mais utilizado para redes de distribuição por apresentarem um menor custo, além também de possuírem maior simplicidade no seu planejamento, construção e operação. Existem alguns problemas técnicos onde os ramais apresentam quedas de tensão elevadas visto que estão localizados nos pontos mais distantes do ponto principal, além de problemas de carregamento críticos em determinados locais em pontos mais próximos à subestação de suprimento

Na Figura 26 é possível verificar o modelo de rede de distribuição de MT para uma determinada localidade distante 70km do centro da Capital.



**Figura 26- Topologia de rede tipo radial utilizada em redes Rurais.**  
**Fonte: Autor.**

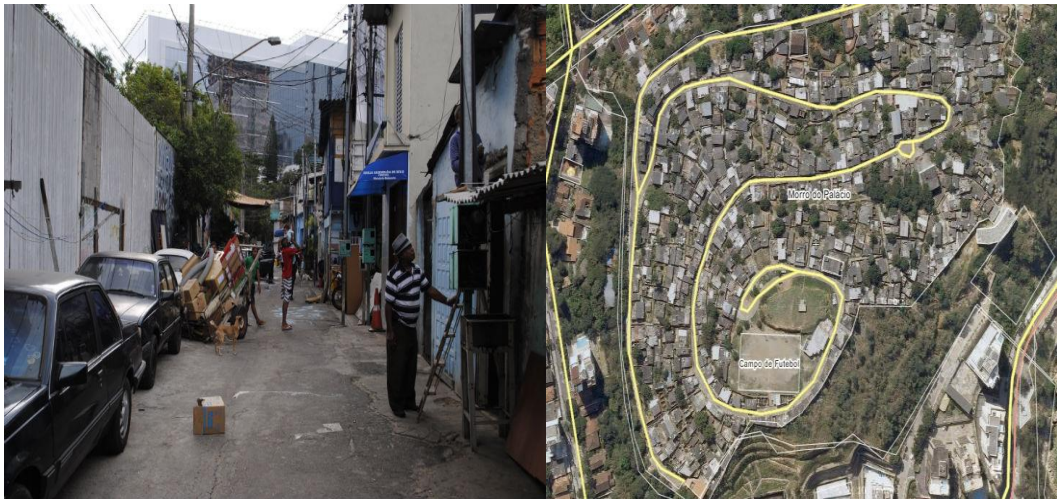
Observa-se que nesta configuração, há apenas uma opção de manobra, pois a mesma encontra-se dentro do perímetro urbano deste município. O tipo de rede construída para esse exemplo compreende rede de média tensão de 34,5kV na configuração monofásica, com retorno por terra, ou seja os transformadores de saída da subestação estão ligados na configuração estrela aterrado. (IRVING, 2003)

Nesta configuração os consumidores são atendidos por transformadores 19,5kV mono bucha, com tensão de secundário 127/254 V. Com isso os projetos

tornam-se mais fáceis de execução pois é necessário apenas um fio energizado para conectar consumidores dispostos a grandes distâncias. O problema desta configuração está na seletividade dos elementos fusíveis que tendem a não abrir a proteção a não ser que tenha contato fase/terra. (GRANDE; CORVACAN, 1979)

Baseado na análise dos indicadores do conjunto “Colombo” citado na Tabela 3 podemos afirmar que o motivo que elevou o tempo de atendimento à falta de energia elétrica, está no deslocamento dos técnicos eletricitas para atender solicitações de falta de energias nas comunidades da periferia desta região. A distância entre as unidades consumidoras eleva o tempo de atendimento de minutos, como mostrado na tabela acima, para horas e dependendo do tipo de problema, talvez dias.

A Figura 27 tem por objetivo mostrar as dificuldades de atendimento na região mencionada no conjunto Colombo, onde a cidade de Tunas do Paraná faz parte das estatísticas. Os locais são de difícil acesso para as equipes, o que eleva o tempo de atendimento para aquelas regiões.



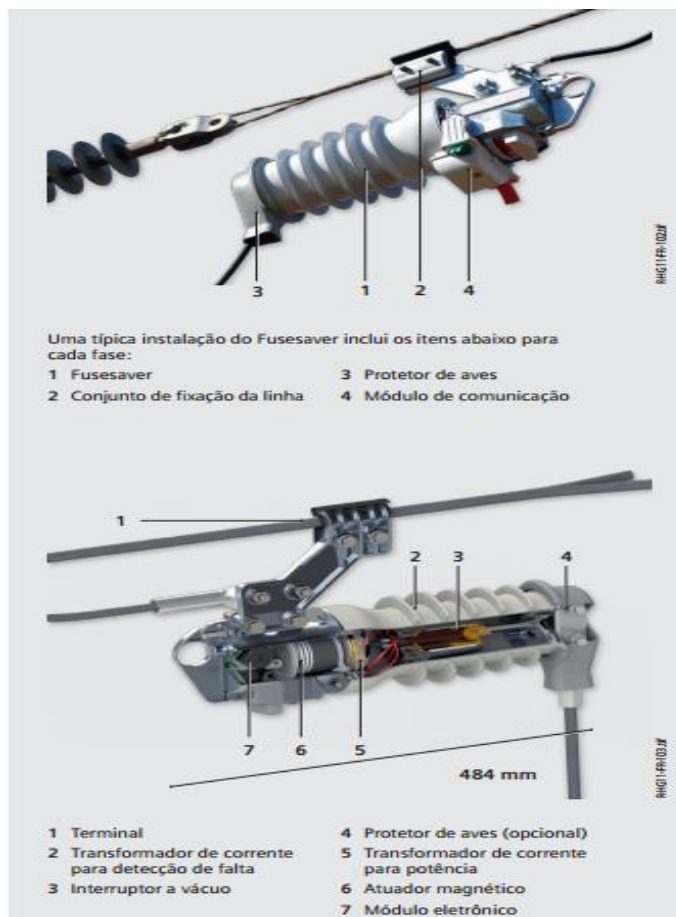
**Figura 27-Região atendida na citação do documento.**

**Fonte:** <https://www.google.com.br/maps/@24.968262649.0377518,5988m/data=!3m1!1e3>  
> Acesso: 10 set 2016

Há empresas desenvolvendo novas tecnologias, para tentar diminuir substituição de elos fusíveis, preservando-os para atuar somente em casos de curto circuito ou ruptura de cabo. O dispositivo de proteção denominado “*Fusesave 3AD8r*” da empresa Siemens, estão disponíveis no mercado para essa finalidade.

O Fusesaver™, o disjuntor a vácuo externo de média tensão (MV) mais rápido do mundo, é a solução mais econômica para otimizar a confiabilidade enquanto minimiza os custos operacionais das redes rurais de MV de linhas aéreas (SIEMENS, 2015)

A Figura 28 mostra o dispositivo e a possibilidade de montagem diretamente no cabo. Deverá ser instalado entre a chave fusível e a carga, conforme determina o catálogo do fabricante, e tem por finalidade evitar que o elo fusível se rompa quando houver contato entre galhos de árvores e a rede energizada, pois ele abre seus contatos, permanecendo aberto conforme o tempo que o instalador programou, através de rede sem fio na faixa de 2,4GHz e aplicativo fornecido pelo fabricante. O seu módulo de comunicação não tem ação sobre o SCADA, devido a curta distância de operação de seu sistema, ser de apenas 20 metros.



**Figura 28 Fusesaver™**

**Fonte: SIEMENS, 2015 pg.7**

Sendo assim, não há como o COD saber se houve alguma atuação ou falha no sistema, sendo necessário que o consumidor reclame via telefone, pela falta de

energia em sua residência, e o COD envie uma equipe até o local para verificar os motivos da falha.

## 6. CONCLUSÃO

Os argumentos expostos neste documento, tem como princípio defender a implementação de dispositivos de proteção mais eficientes para utilização de forma confiável nos sistemas de *Smart Grid*. Os dispositivos para essa finalidade, religadores e seccionadores devem ser coordenados para que a seletividade junto a outros meios de proteção tornando os sistemas mais confiáveis.

Ainda nos dias de hoje, onde há ampla utilização, nas redes de distribuição de média tensão, de dispositivos singelos de proteção como as chaves fusíveis, devido a configuração radial dos alimentadores, que conforme exposto no documento, não atende as necessidades *self healing*, defendendo a manutenção de alimentadores interligados. A ideia é manter as falhas isoladas e os trechos desligados, menores possíveis com mínima operação manual.

Se os sistemas de proteção fossem autômatos, um religador automático do tipo rural teria reestabelecido o fornecimento de energia em questão de segundos. Ou para casos de galhos sobre a rede, o *fusesaver* teria mantido os sistemas em funcionamento. Nas áreas urbanas significaria centenas de consumidores satisfeitos pelo rápido reestabelecimento do fornecimento, que o estava privando de seu conforto. Nas áreas rurais, a produção dos aviários, laticínios, etc. não seria prejudicada.

Os investimentos em novas tecnologias como *self healing* e *Smart Grid* não poderão estar restrito somente às áreas urbanas. Os órgãos regulamentadores cobram das concessionárias um mínimo de DEC/FEC para que as unidades consumidoras possam usufruir do conforto proporcionado pela energia elétrica. As regras para renovação das concessões estão cada dia mais difíceis de serem cumpridas, incentivando os gestores das concessionárias a definir objetivos voltados para o aprimoramento dos sistemas de proteção e chaveamento das redes de distribuição.

A aplicação eficiente das verbas destinadas a P&D proporcionarão o estudo de novas tecnologias, destinadas a melhoria contínua do sistema elétrico que deverá ser mais dependente dos sistemas de telecomunicações. Todas as matrizes energéticas deverão estar interligadas, para minimizar os prejuízos financeiros, causado pela falta de investimentos em novas usinas geradoras e se nada for feito,

a curto prazo, haverá o sucateamento das estruturas existentes e mesmo robustas, começarão a falhar e tirar o conforto da sociedade.

Em termos de regulamentação, muito se fez desde a implantação da resolução 414, ANEEL, porém concessionárias estão se atentando ao fato de que a modernização de seus ativos faz com que a rentabilidade da empresa seja melhor. Não adianta acreditar que apenas as revisões tarifárias serão suficientes para manter suas concessões. Caso os índices estipulados do PRODIST-8 não sejam atingidos num período de 5 anos, pós revisão de contratos, é dever da ANEEL fazer consulta pública e repassar a concessão para outra empresa.

## REFERENCIAS

ABNT NBR **10860 Chaves tripolares para redes de distribuição - Operação em carga**; Disponível em [www.ceb.com.br/index.php/.../17-secao-03?...477...chave...tripolar](http://www.ceb.com.br/index.php/.../17-secao-03?...477...chave...tripolar) Acesso em: 23 abr 2016.

ABRADEE. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>. Acesso em: 12 abr 2016.

ALMEIDA, Marcos Antônio D. **Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2000.

AMIN, S.M.; WOLLEMBERG, B.F. **Toward a Smart Grid**. IEEE Power and Energy Magazine, v. 3, n. 5, p. 34-38, sep.-oct. 2005

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – Informações Técnicas – Distribuição de Energia Elétrica: Qualidade do Serviço e do Produto – Indicadores de Continuidade. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 21 abr 2016.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC) 2015 Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade> Acesso em: 12 abr 2016.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Manual do programa de pesquisa e desenvolvimento do setor de energia elétrica – Brasília: 2008.

ARTECHE (2016). Disponível em: <http://www.artech.com/> Acesso em: 03set 2016.

ATLAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL, 2. ed. Capítulo 1: Características Gerais. Brasília-DF. 2002. Disponível em: [www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro\\_atlas.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf) Acesso em: 21 abr 2016.

BANCO DE INFORMAÇÕES DA GERAÇÃO – ANEEL. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> Acesso em: 21 abr 2016.

BANDEIRA, Fausto de P. M. **REDES DE ENERGIA ELÉTRICA INTELIGENTES (SMART GRIDS)** –Nota Técnica - Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. São Paulo 2012

BOYER S. A; **SCADA SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION**. 3 ed. United States of America: ISA-The instrumentation, Systems, and Automation Society, 2004.

BURIAN, R. **Tecnologia para Implantação de Smart Grid em áreas remotas**. dez 2015 Disponível em <<http://www2.orbcomm.com/var/smart-grid-webinar-por-thank-you>> Acesso em: 20 abr 2016.

CARVALHO, Marcus Rodrigo. **Estudo Comparativo Entre Fluxo de Potência para Sistemas de Distribuição Radial**. Dissertação Final de Curso. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2006.

CASELLA, R. S. **A wind energy generator for smart grid applications using wireless-coded neuro-fuzzy power control**. *Computers & Mathematics with Applications*, v. 68, n. 12, p. 2.112–2.123, 2014.

CEMIG. **REDES INTELIGENTES NA CEMIG - PROJETO CIDADES DO FUTURO**. [S.l.]: [s.n.]. Disponível em: <[http://www.cemig.com.br/ptbr/a\\_cemig\\_e\\_o\\_futuro/sustentabilidade/nossos\\_programas/redes\\_inteligentes.aspx](http://www.cemig.com.br/ptbr/a_cemig_e_o_futuro/sustentabilidade/nossos_programas/redes_inteligentes.aspx)>. Acesso em 22 de junho de 2016.

COPEL DISTRIBUIÇÃO - **CHAVE TRIPOLAR PARA OPERAÇÃO EM CARGA (SF6) NTC 856 685**. Disponível em: [https://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcArquivos.nsf/FDB3BEE8B0626505032574FF00678895/\\$FILE/NTC856685.pdf](https://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcArquivos.nsf/FDB3BEE8B0626505032574FF00678895/$FILE/NTC856685.pdf) Acesso em: 21 jun 2016.

COPEL DISTRIBUIÇÃO - **PARANÀ SMART GRID**. 2013. Disponível em <[http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/2208%20Parana\\_Smart\\_Grid\\_Copel\\_Conselho%20de%20Consumidores.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/2208%20Parana_Smart_Grid_Copel_Conselho%20de%20Consumidores.pdf)> Acesso em 05 abr 2016

COSTA, J. V. W.; CARNEIRO, R. J.; DIAS B. T. R.; SILVA, S. F.; SANTOS R. D. **Utilização da automação no restabelecimento de distribuição de energia elétrica: Um estudo na CEMIG**. 2010.

CRISPINO, F.; KIKUDA, E. T; JARDINI, J. A.; MAGRINI, L. C. **Reconfiguração de redes de distribuição utilizando-se um Sistema de Informações Geográficas**.



São Paulo, 1998. Projeto de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (EPUSP).

DUARTE, Daniel P. **Automação como recurso de planejamento de redes de distribuição de energia elétrica**. 2008. 127 f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2008.

ELETROBRÁS. **Coleção Distribuição de Energia Elétrica**, Vol. 2 – Eletrobrás. Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição. Rio de Janeiro: Campus, 1982.

FALCÃO, D. **Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid**. Anais do III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Belém-PA, 18-21 de maio, p. 27. 2010

FERREIRA, G. D. **Otimização da confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica: uma abordagem considerando a seleção e alocação de dispositivos de proteção e manobras**. 2009. 182 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2009.

G&W Electric Company-**Catalogo Cobra-S**. Disponível em: <http://www.krimp-dsm.com/wp-content/uploads/2015/06/Cobra-S.pdf> Acesso em 30 out 2016.

GARCIA, D. A. A; DUZZI F.E. **Tópicos de sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica**. Revista O Setor Elétrico. São Paulo. 2012

GARROFÉ, Bruno Sampaio. **Protocolo de comunicação baseado na norma IEC 870-5-101**. 2003. Monografia de Final de Curso. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro.

GOEKING, Weruska. **Eletricidade e desenvolvimento**. O setor elétrico, São Paulo, v. 48 p. 78- 81, jan 2010.

GOUVEIA C.; RUA, D.; RIBEIRO F.; MIRANDA, L.; RODRIGUES, J.M.; MOREIRA, C.L.; Development of implementation of portuguese smart distribution system. Electric Power Systems Research.120. 150-162. 2015

GRANDE, L.; CORVACAN, J.V. **Sistema monofásico com retorno por terra utilizado pela Copel**. Conferência Latino Americana de Eletrificação Rural. Lima, Peru, novembro de 1979.

HÉMERY, D.; DEBEIR, J.- C.; DÉLEAGE, J.- P. **Uma história da energia**. Brasília: Ed. Universidade de Brasília, 1991.

HUGHES, T.P. **Networks of Power: Electrification in Western Society, 1880-1830**, Baltimore: John Hopkins University Press, 1983.

IRVING, M.R., AL-OTHMAN, A. K., “**Admitance Matrix Models of ThreePhase Transformers with Various Neutral Grounding ConFigurations**”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, Nº 3, pp. 1210-1212, August.2003

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Blucher, p. 5 – 27.2005

KINDERMANN, Geraldo. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**, vol 1,2 e 3 ed. Florianópolis: Edição do Autor. UFSC-EEL-LABPLAN. 2005

LAMIN, Hugo. **Análise de Impacto Regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil**. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD-076/13, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 300p. 2013

LEME, D.M; CUNHA, M.A; PITOCCO, T.A; RIZZARDI, W.C. **Sistema de Proteção da Rede de Distribuição de Energia Elétrica**. Monografia Engenharia Elétrica da Universidade São Francisco. Itatiba, São Paulo, 77 p. 2013

MACKIEWICZ, R. E. **Overview of IEC 61850 and Benefits**. In: 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition. IEEE. 2006, p. 623-630.

MAMEDE F. J. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 2011. 3 ed. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

MAURIZIO & Cia Disponível em: <[http://www.maurizio.com.br/ch\\_fus\\_std\\_geral\\_pt.asp](http://www.maurizio.com.br/ch_fus_std_geral_pt.asp)> Acesso em: 01 mai 2016.

MME- Ministério de Minas e Energia. Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes Ministério de Minas e Energia (MME) Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256641/Relatxrio\\_GT\\_Smart\\_Grid\\_Portaria\\_440-2010.pdf/3661c46c-5f86-4274-b8d7-72d72e7e1157](http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256641/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf/3661c46c-5f86-4274-b8d7-72d72e7e1157)> Acesso em : 21 abr 2016.

MOREIRA, B. **Cidades inteligentes: O futuro do Smart Grid no Brasil.** O Portal Elétrico. Edição 105. Out 2014.

NORTHCOTE-GREEN, J. WILSON, R.G. **Control and automation of electrical power distribution systems.** Vol. 28. CRC Press, 2006.

NTC 856685 **Norma Técnicas COPEL** Disponível em:  
<[https://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcArquivos.nsf/FDB3BEE8B0626505032574FF00678895/\\$FILE/NTC856685.pdf](https://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcArquivos.nsf/FDB3BEE8B0626505032574FF00678895/$FILE/NTC856685.pdf)> Acesso em 30 out 2016

ONS - **Operador Nacional do Sistema Elétrico.** Disponível em:  
<[http://www.ons.org.br/qualidade/indicadores\\_continuidade\\_rede\\_in.aspx](http://www.ons.org.br/qualidade/indicadores_continuidade_rede_in.aspx)> Acesso em: 22 abr 2016.

PARMENTER, K. & HURTADO, P. **The Green Grid: Energy Savings and Carbon Emissions Reductions Enabled by a Smart Grid,** EPRI Technical Update Report 1016905, June 2008.

PAZZINI, Luiz Henrique Alves. **Fornecimento de Energia Elétrica.** Disponível em:<[http://www.engonline.fisp.br/3ano/instalacoes\\_eletricas/forneciment\\_energia\\_elétrica.pdf](http://www.engonline.fisp.br/3ano/instalacoes_eletricas/forneciment_energia_elétrica.pdf)> Acesso: 23 abr 2016

PECA-LOPES, J.A. **Experimental validation of smart distribution grids: Development of a microgrid and electric mobility laboratory.** Electrical Power and Energy Systems. 2015

PIRES P. S. M; OLIVEIRA L. A. H. ; BARROS D. **NPi em visão geral.** Rio Grande do Norte: 2004.

PRODIST – **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional –Módulo 8**  
<<http://www.ANEEL.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso: 22 abr 2016

PRYSMIAN CABLES ANS SYSTEMS. **Acessórios Desconectáveis 600 A.** Catálogo São Paulo. 2011

REDES INTELIGENTES DO BRASIL: **Paraná Smart Grids**. Disponível em <<http://redesinteligentesbrasil.org.br/fazenda-rio-grande-curitiba.html>> Acesso em: 23 abr 2016.

RICCIARD, Alex. **O enigma do alto preço da energia**. O setor elétrico. São Paulo. Ed 80. set 2012.

RUFATO, E. J. **Alternativas para coordenar a proteção de sobrecorrente em subestações**. São Paulo: Eletricidade Moderna, 2001.

SANTOS, L. B. **Smart Grid**. 2013 54f. Monografia (Engenharia Elétrica). Universidade São Francisco, Itatiba. 2013

SEGATTO, Adelayne Grippa. "**Estudo e Projeto de Rede Elétrica Compacta Protegida. 2008.**" Monografia de Final de Curso. Espírito Santo: Universidade Federal do Espírito Santo (2013).

SENADO FEDERAL Disponível em: <http://www.senado.gov.br/atividade/>. Acesso em 06 de abril de 2016.

SHORT, T. **Electric power distribution handbook**. Boca Raton: CRC Press LCC, 2004.

SIEMENS. **Catálogo HG 11.43 Fusesaver e Unidade de Controle Remoto 3AD8 Siemens** 2015, p42

SILVA, GONÇALVES A. P.; SALVADOR, M. **O que são sistemas supervisórios**. 2005.

SILVA, L.G. W.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, R.; SANCHES R. J. **Alocação Otimizada de Dispositivos de Controle e proteção em Redes de Distribuição**. Revista Sba Controle & Automação. Campinas, vol.21, n.3, maio/jun. 2010.

SILVA, Marcelo Eurípedes da. **Curso de Automação Industrial**. Piracicaba. 2007

SILVEIRA, F.T; GALVANI, G. T; SOUZA, D. E; **Coordenação entre religador e seccionador em redes de distribuição**. Editora UniBH, Belo Horizonte, v. 4, n. 3, p. 219-225. 2011.

SOUZA, Fabiano Alves. **Detecção de Falhas em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Usando Dispositivos Programáveis**. 2008. Monografia de Final de Curso. São Paulo: Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”.

THOMAZINI, Daniel. **Sensores Industriais: Fundamentos e aplicações**. 5<sup>o</sup>ed. Érica. São Paulo. 2008