

FAUSTO AUGUSTO E SOUZA

**O impacto de aplicações de novas tecnologias de
redes inteligentes nos indicadores de continuidade
da distribuidora**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico, de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, da FGV/IDE como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista.

Orientador: Fabiano Simões Coelho, PhD

**Curitiba – Pr
2019**

FAUSTO AUGUSTO DE SOUZA

O impacto de aplicações de novas tecnologias de redes inteligentes nos indicadores de continuidade da distribuidora

Fabiano Simões Coelho, PhD

Orientador

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista SETOR Elétrico 1/17

Curitiba – Pr
2019

O Trabalho de Conclusão de Curso

O impacto de aplicações de novas tecnologias de redes inteligentes nos indicadores de continuidade da distribuidora

elaborado por Fausto Augusto de Souza e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management, MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico

Data da aprovação: 15 de outubro de 2019

Coordenador Acadêmico
Prof. Fabiano Simões Coelho, Ph.D.

Professor orientador
Prof. Fabiano Simões Coelho, Ph

DECLARAÇÃO

Declaro que os dados utilizados neste Trabalho de Conclusão de Curso referentes à Empresa Copel Distribuição S.A. foram obtidos a partir da divulgação da própria empresa em fontes publicamente disponíveis. Além disso, este trabalho é de cunho estritamente acadêmico, não servindo de base para quaisquer tomadas de decisão econômica por parte de seu usuário.

Curitiba, 15 de outubro de 2019.

Fausto Augusto de Souza

TERMO DE COMPROMISSO

O aluno Fausto Augusto de Souza, abaixo-assinado, do Curso MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico do Programa *FGV Management*, realizado nas dependências da instituição conveniada ISAE, no período de novembro de 2017 a maio de 2019, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: O impacto de aplicações de novas tecnologias de redes inteligentes nos indicadores de continuidade da distribuidora, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

Curitiba, 15 de outubro de 2019.

Fausto Augusto de Souza

Sumário

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | INTRODUÇÃO..... | 8 |
| 2 | Referencial teórico..... | 11 |
| 2.1 | Setor Elétrico | 11 |
| 2.2 | Regulamentação do setor | 13 |
| 2.2.1 | Contratos de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica | 15 |
| 2.3 | Qualidade de Energia na Distribuição | 17 |
| 2.3.1 | Indicadores de continuidade individuais..... | 19 |
| 2.3.2 | Indicadores de continuidade Coletivos | 21 |
| 2.3.3 | Compensação pela transgressão dos limites de continuidade..... | 23 |
| 2.3.4 | Indicador de Desempenho Global de Continuidade – DGC | 25 |
| 2.4 | Redes Elétricas Inteligentes | 27 |
| 2.4.1 | Autorrecuperação da rede de distribuição - <i>self-healing</i> | 34 |
| 3 | Estudo de caso | 38 |
| 3.1 | Copel Distribuição – Implantação de novas Tecnologias no setor de Distribuição..... | 38 |
| 3.2 | Soluções de sistemas de Inteligentes na rede de distribuição - COPEL | 40 |
| 3.2.1 | Solução de Recomposição automática de cargas - LUPA Tecnologia e Sistemas | 41 |
| 3.2.2 | Sistema Loop Sheme - Eaton Corporation..... | 48 |
| 3.2.3 | Sistema <i>Intelliteam</i> - S&C Electric..... | 53 |
| 3.2.4 | Solução Função de reconfiguração LUA - COPEL | 58 |
| 3.3 | Implantação de sistemas de <i>Self-healing</i> na rede de distribuição da COPEL Distribuição ... | 60 |
| 4 | Análise dos resultados | 62 |
| 4.1 | Compensação pela Transgressão dos Limites de Continuidade | 62 |
| 4.2 | Análise dos resultados após sistema de <i>self-healing</i> implementado..... | 64 |
| 5 | CONCLUSÃO..... | 68 |
| 6 | Bibliografia..... | 69 |

RESUMO

O presente trabalho tem o objetivo de analisar os impactos das aplicações de novas tecnologias de redes elétricas inteligentes ou *smart grids* nos indicadores de continuidade da distribuidora através de um estudo de caso de uma empresa do setor elétrico. Neste estudo de caso tal conceito chamado de *self-healing* foi utilizado para mitigar os impactos nos indicadores de continuidade DEC e FEC causados pelas falhas e defeitos temporários na rede de distribuição da distribuidora.

No primeiro capítulo foi apresentado uma contextualização do Setor elétrico e a sua regulamentação principalmente o segmento de distribuição, bem como a teoria de redes elétricas inteligentes e seus benefícios para o segmento quando aplicado corretamente.

O estudo de caso de uma Distribuidora do setor Elétrico é abordado no terceiro capítulo e estudo relata a estratégia da empresa de Implementar as tecnologias de *smart grid* para auxiliar em manter os indicadores dentro dos limites impostos pelo órgão regulador ANEEL.

A análise do estudo de caso é apresentada no quarto capítulo como uma comparação com os dados de Indicadores de Continuidade DEC e FEC de alguns alimentadores da Distribuidora e compensações por transgressões dos limites de continuidade pagas aos clientes antes e os mesmos indicadores após a implantação dos sistemas de *self-healing* nos alimentadores dos conjuntos escolhidos pela empresa. Por fim as conclusões das análises da aplicação dos sistemas de *self-healing* nos alimentadores da empresa e o impacto causado nos indicadores de continuidade da empresa durante um determinado período.

1 INTRODUÇÃO

Com crescimento da demanda de energia e o desenvolvimento tecnológico, cada vez maior se exige qualidade no fornecimento de energia elétrica, a necessidade de se atender demandas ambientais e de conservação de energia por meio de uma rede mais confiável. Com base nestas demandas as distribuidoras e mantenedoras de sistemas de distribuição estão buscando alternativas na automação e monitoramento de sistemas elétricos de distribuição para melhorar a qualidade no fornecimento de energia e disponibilidade do serviço.

Neste novo cenário em que se encontra o setor surgiu o conceito de *smart grid*, ou “redes elétricas inteligentes”. É um conceito muito amplo, pois reúne aplicações nas mais diversas áreas do setor, como eficiência energética, geração distribuída com fontes renováveis, resposta à demanda, medição eletrônica, qualidade de energia e automação de redes elétricas.

Na sequência ainda em fase de desenvolvimento econômico, emerge a quarta revolução industrial, com tecnologias que já estão modificando cada vez mais a forma de se viver em sociedade e de produzir com menos custo. Dentre as tecnologias disruptivas, destaca-se algumas já utilizadas pelo setor elétrico, como a inteligência artificial e o armazenamento de energia. A inteligência artificial é o uso de dados e de algoritmos de autoaprendizagem para aumentar a automação e a eficiência produtiva. Antes as máquinas não eram capazes de executar atividades como *forecasting* e o apoio à tomada de decisão, além de oferecer capacidades que permitirão novos modelos de negócios de longo prazo para o setor. A inteligência artificial juntamente com as redes elétricas inteligentes pode auxiliar as *utilities* por meio de ferramentas e sistemas para otimizar operações de forma autônoma.

Segundo (CGEE, 2012), redes elétricas inteligentes é uma rede elétrica que utiliza tecnologia digital avançada para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade em tempo real com fluxo de energia e de informações bidirecionais entre o sistema de fornecimento de energia e o cliente final, integrando e possibilitando ações por todos os usuários conectados a ela, fornecendo eficientemente uma energia sustentável, econômica e segura. Os conceitos envolvidos em redes elétricas inteligentes podem ser aplicados a outras infraestruturas semelhantes às das redes elétricas. Aplicações nas redes de abastecimento de água e de gases são exemplos de outros sistemas relacionados. Em (Brown and Suryanarayanan, 2009), são definidos alguns pontos de Redes elétricas inteligentes que acordo com tais autores fazem o uso

de informações e controles digitais, otimização dinâmica de operações de rede e investigação, desenvolvimento e integração de fontes distribuída – especialmente de fontes renováveis –, desenvolvimento e utilização de resposta à demanda, implantação de tecnologias "inteligentes" para medição (AMI), comunicações e automação, a integração entre aparelhos "inteligentes", consumidores e dispositivos, uso de tecnologias de corte no pico de demanda – incluindo tecnologias avançadas de armazenamento – e fornecimento aos consumidores de informação oportuna, desenvolvimento de padrões para a comunicação e interligação de dispositivos "inteligentes" e identificação e redução das barreiras potenciais para adoção da rede inteligente (EISA, 2007).

De acordo com este contexto é inevitável o investimento na automação de rede elétricas de distribuição para que possibilite a implementação de tais tecnologias. Com a possibilidade de implantar essas novas tecnologias novas oportunidades de negócios podem surgir, armazenamento, *microgrids*, transmissão, distribuição de energia, mercado de veículos elétricos, fontes distribuídas conectadas a rede em baixa tensão, gerenciamento pelo lado da demanda aumentando a confiabilidade, otimização, minimizando o uso e custo de energia, mitigação do impacto no meio ambiente e a gestão de ativos em concessionárias de energia, auxiliando no controles de custos e tomada de decisão em investimentos (Lima and Jannuzzi, 2011).

Dentre as vantagens em automatizar a rede de distribuição para implementar redes elétricas inteligentes está o conceito de *self-healing* (em português, autorrecuperação). *Self-healing* que é um dos conceitos mais significativos para que uma rede seja considerada inteligente. Se refere à capacidade da rede de distribuição frente a um distúrbio, de isolar um problema e restaurar as cargas no menor tempo possível, reduzindo ao máximo o número de clientes afetados de uma forma autônoma (Arefifar, Mohamed and El-fouly, 2013). A complexidade de um sistema distribuição demanda soluções diferenciadas de automação que vão além de lógicas clássicas. Uma das soluções utilizadas para resolução deste problema é a inteligência artificial (IA), a qual possibilita obter ações que se assemelham as de um ser humano. Acredita-se que implantação de tal conceito nas redes elétricas das concessionárias no Brasil pode contribuir para a melhora nos índices de qualidade de energia estabelecidos pelo órgão regulador ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

A ANEEL estabelece os limites dos indicadores de fornecimento de energia elétrica através do módulo e do PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Os indicadores são determinados e aferidos por conjunto de unidades consumidoras da área de concessão da distribuidora ou permissionária como DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e por unidade consumidora DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora), FIC (Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora) e DMIC (Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora). Para as concessionárias de energia elétrica tal contribuição pode acarretar principalmente na redução de compensações, custos operacionais, dentre outros benefícios aos consumidores em geral.

Diante deste contexto, as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil são desafiadas a entregar um serviço de qualidade aos consumidores, manter os indicadores dentro dos limites pré-estabelecidos pela ANEEL.

Este trabalho visa comparar os resultados e mostrar como alguns conceitos de novas tecnologias podem ser aplicadas em segmentos do setor elétrico para auxiliar na resolução de problemas complexos impactando de forma expressiva nos resultados econômicas das empresas. Será apresentado um estudo de caso em que o conceito de *self-healing* aplicado ao segmento da distribuição auxilia na redução do impacto de indicadores de continuidade de energia estabelecidos pela ANEEL.

2 Referencial teórico

Este capítulo trata do Setor elétrico e a sua regulamentação principalmente no segmento de distribuição, bem como a teoria de redes elétricas inteligentes e seus benefícios para o setor.

2.1 Setor Elétrico

O Setor Elétrico Brasileiro é constituído pelos segmentos de geração, transmissão e distribuição de eletricidade. Esses três segmentos formam uma cadeia produtiva que se inicia na produção da energia elétrica, onde se produz energia através das usinas que podem ser hidrelétricas, termelétrica eólicas ou até mesmo solar, segue no seu transporte através das linhas de transmissão e, por fim, continua na sua distribuição por meio das subestações até o consumidor final. Todos os segmentos formam o Sistema Elétrico Interligado Nacional - SIN

O SIN é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários, é constituído por quatro subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e a maior parte da região Norte (ABRADEE, 2019).

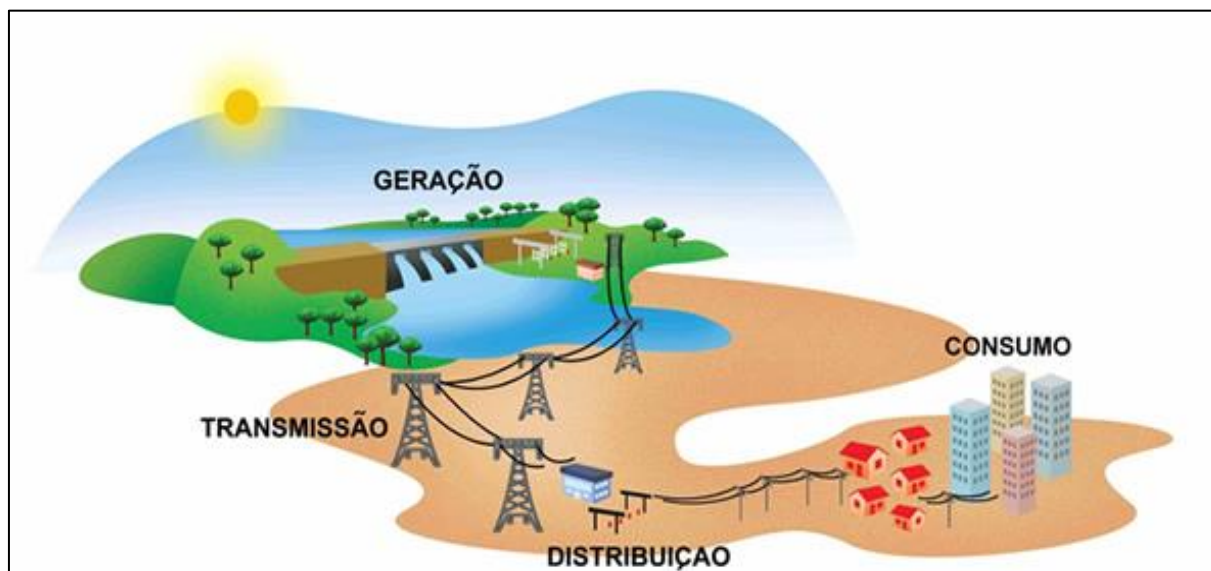


Figura 2.1- Sistema Elétrico
Fonte: (ABRADEE, 2019)

Historicamente, o setor elétrico brasileiro foi explorado principalmente por concessionárias de geração, transmissão e distribuição controladas pelo Governo Federal, exerciam um regime de monopólio natural (ONS).

Em meados dos anos 1990, o governo iniciou uma série de reformas que incluía a privatização o setor elétrico. Através das Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. instituiu-se o novo modelo do setor elétrico, retornando ao Estado a responsabilidade de planejamento do setor (Castro, 2019). Os principais objetivos do modelo eram promover a modicidade tarifária, garantir a segurança no fornecimento de energia e promover a inserção social.

As mudanças com o Novo Modelo do Setor Elétrico incluem alterações relevantes na regulamentação do Setor Elétrico que visam fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter a capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas reduzidas por meio de processos de leilões públicos de energia elétrica.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as compras e venda de energia são realizados em dois mercados: no Ambiente de Contratação Regulada, denominado ACR, que inclui a contratação de energia elétrica pelas empresas de distribuição, por meio de leilões para o atendimento a todo o seu mercado e no Ambiente de Contratação Livre, denominado ACL, que inclui compras de energia por agentes não regulados, tais como consumidores livres e comercializadores.

No segmento de distribuição onde se distribui de forma pulverizada para consumidores médios e pequenos (varejo) a energia do sistema de transmissão. Neste segmento também existem unidades geradoras de menor porte, normalmente menores do que 30 MW, que injetam sua produção nas redes do sistema de distribuição.

O Setor elétrico brasileiro é composto por 53 concessionárias, as quais são responsáveis pela administração e operação de linhas de transmissão de abaixo de 230 KV, mas principalmente das redes de média e baixa tensão, que estão instaladas ao longo das ruas e avenidas das grandes cidades.

No Brasil a transmissão e a distribuição de energia têm seus preços regulados pela ANEEL, agência reguladora do setor. Desse modo, as empresas não são livres para praticar os preços que desejam, inserindo-se no contexto dos contratos de concessão, que usualmente

contam com mecanismos de revisões e reajustes tarifários periódicos, operacionalizados pela própria agência reguladora, ou seja, somente atuam no Ambiente de Contratação Regulado.

2.2 Regulamentação do setor

No Brasil o setor elétrico é regulado e compete à ANEEL regulamentar as políticas e diretrizes do Governo Federal para a utilização e exploração dos serviços de energia elétrica pelos agentes do setor, pelos consumidores cativos e livres, pelos produtores independentes e pelos autoprodutores. Cabe à Agência, ainda, definir padrões de qualidade do atendimento e de segurança compatíveis com as necessidades regionais, com foco na viabilidade técnica, econômica e ambiental das ações – e, por meio desses esforços, promover o uso eficaz e eficiente de energia elétrica e proporcionar condições para a livre competição no mercado de energia elétrica.

A agência pratica três modalidades de regulação, a regulação técnica de padrões de serviço em geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, a regulação econômica (tarifas e mercado) e a dos projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e eficiência energética.

A Agenda Regulatória traz as principais ações da ANEEL no ciclo atual de planejamento (ANEEL, 2019). Os serviços de Geração abrange as atividades relacionadas ao processo de regulamentação, normatização e padronização referentes aos serviços e instalações de geração de energia elétrica. Na Transmissão concessionárias de transmissão de energia elétrica têm a qualidade do serviço aferida por meio de indicadores associados à disponibilidade do sistema de transmissão. Os indicadores são indicadores, Parcela Variável - PV e Adicional à Receita Anual Permitida - RAP, que permitem aferir o desempenho das concessionárias de transmissão, definidos pela Resolução Normativa ANEEL nº 729, de 2016. A regulação da distribuição tem as seguintes atividades (ANEEL, 2019):

- Estabelecimento de regras e procedimentos referentes ao planejamento da expansão, ao acesso, operação e medição dos sistemas de distribuição incluindo o desenvolvimento de redes inteligentes e o gerenciamento do lado da demanda;
-

- Estabelecimento dos indicadores de qualidade do serviço e do produto energia elétrica;
- Regulação das condições gerais de fornecimento de energia elétrica;
- Implementação e acompanhamento da universalização do acesso à energia elétrica;
- Implementação e aplicação da tarifa social de energia elétrica.

As regras e procedimentos elaborados pela ANEEL estão disponibilizados em um conjunto de documentos chamado Procedimentos de Distribuição - PRODIST, é dividido em módulos que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica estabelecendo critérios e indicadores de qualidade, sendo composto por 10 módulos:

- Módulo 1 - Introdução
- Módulo 2 - Planejamento da expansão do sistema de distribuição
- Módulo 3 - Acesso aos sistemas de distribuição
- Módulo 4 - Procedimentos operativos do sistema de distribuição
- Módulo 5 - Sistemas de medição
- Módulo 6 - Informações requeridas e obrigações
- Módulo 7 - Perdas técnicas regulatórias
- Módulo 8 - Qualidade da energia elétrica
- Módulo 9 – Ressarcimento de Danos Elétricos
- Módulo 10 – Sistema de informação geográfica regulatória

O PRODIST disciplina o relacionamento entre os agentes setoriais no que se refere aos sistemas elétricos de distribuição, que incluem todas as redes e linhas de distribuição de energia elétrica em tensão inferior a 230 kV, seja em baixa tensão (BT), média tensão (MT) ou alta tensão (AT) (ANEEL, 2015b).

Os indicadores de qualidade do serviço e do produto estão relacionados a qualidade de energia a qual é padronizada e normatizada pelo Módulo 8 do PRODIST. Neste mesmo módulo também é tratada a qualidade do tratamento com clientes.

Para a qualidade do produto, o Módulo 8 do PRODIST define a terminologia e os indicadores, caracteriza os fenômenos, estabelece os limites ou valores de referência, a

metodologia de medição, a gestão das reclamações relativas à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão e os estudos específicos de qualidade da energia elétrica para fins de acesso aos sistemas de distribuição. Para a qualidade do fornecimento de energia elétrica, o Módulo 8 do PRODIST estabelece a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades. Para a qualidade do tratamento de reclamações, o Módulo 8 do PRODIST estabelece a metodologia de cálculo dos limites do indicador de qualidade comercial (ANEEL, 2015b).

As condições gerais de fornecimento de energia elétrica são definidas pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 414/2010, onde são definidas a tarifa devendo ser a mesma entre consumidores que se enquadrem na mesma categoria. A REN n. 414/2010 é constituída de 27 capítulos. A Resolução aborda aspectos sobre o consumidor, modalidades tarifárias, atendimento, relações contratuais, medição, faturamento e cobrança, responsabilidades, procedimentos irregulares, ressarcimento de danos. De acordo com esta regulamentação, os investimentos em melhoria na qualidade do atendimento podem ser repassados à tarifa. A Resolução Normativa nº 414/2010 é resultado da evolução regulatória de uma série de atos desde 1957, com o objetivo de regular as disposições a serem observadas pelos consumidores e pelas empresas responsáveis pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, estabelecendo os seus direitos e deveres.

A Implementação e acompanhamento da universalização do acesso à energia elétrica e Implementação e aplicação da tarifa social de energia elétrica está relacionada a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE. No caso da universalização dos serviços públicos de energia elétrica foi estabelecida pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, alterada pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003.

2.2.1 Contratos de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica

As cláusulas de fixação do objeto do contrato de concessão, além de serem essenciais (art. 23, I, da Lei nº 8.987/1995), possuem relevância e merecem especial atenção porque, uma vez assinado o contrato, consubstanciam ato jurídico perfeito e se tornam imutáveis. Após a

assinatura do contrato, o Poder Concedente não mais tem liberdade de alterar as características do serviço concedido, pelo menos em tese.

A concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica não confere exclusividade de atendimento nas áreas onde fica constatado, pois, em algumas localidades há a atuação de cooperativas de eletrificação rural como prestadoras de serviços públicos, para fins de cumprimento do artigo 23 da Lei nº 9.074, de 1995.

A prestação do serviço público de distribuição deve ser atividade a ser exercida em caráter exclusivo pela concessionária, nos termos do art. 4º, § 5º, da Lei nº 9.074/95, com redação dada pela Lei nº 10.848/2004.

Em 2004, a Lei nº 10.848 estabeleceu a segregação de atividades de energia para os agentes de distribuição, vedando-os de desenvolver atividades de geração, transmissão e comercialização de energia. A proibição quanto a exploração de outras atividades não é aplicável às cooperativas de eletrificação rural e distribuidoras que atuem em sistemas isolados ou que atendam a mercado próprio com demanda inferior a mercado de 500 GWh/ano e que totalidade da energia gerada seja a ele destinada.

Quanto a outras atividades, não relacionadas à geração, transmissão e comercialização de energia, o art. 4º, § 5º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei nº 10.848/2004, possibilita o seu exercício desde que, ainda que estranhas ao objeto da concessão, possua alguma relação com as potencialidades econômicas decorrente de sua exploração. Essas atividades são chamadas de atividades acessórias.

O § 3º do art. 4º da Lei nº 9.074/1995 dispõe que as concessões de serviço de distribuição de energia terão o prazo para a amortização dos investimentos, limitado a 30 anos, podendo ser prorrogado por igual período. Também é cláusula essencial relativa às condições para a prorrogação do prazo da concessão, nos termos do art. 23, XII, da Lei nº 8.987/1995. Em verdade, o prazo da concessão do serviço de distribuição pode ser prorrogado por até 30 anos, e não 20, nos termos do art. 4º, § 3º, da Lei nº 8.987/1995.

O contrato de concessão elenca, além de outras obrigações decorrentes da lei e dos regulamentos, diversos encargos e prerrogativas conferidas à distribuidora.

Como obrigações, destaca-se:

- Fornecer energia aos consumidores localizados em sua área de concessão;
-

- Realização de investimentos, por sua conta e risco, necessárias à prestação do serviço e atendimento a demanda de seu mercado;
- Organizar e manter registro e inventário de bens e ativos vinculados à concessão;
- Prestar serviço adequado com qualidade e segurança;
- Assegurar livre acesso aos seus sistemas de transmissão e distribuição;
- Manter registro contábil, em separado, das atividades atípicas, não objeto da concessão etc.
- Entre outros.

2.3 Qualidade de Energia na Distribuição

Atualmente com o avanço da tecnologia dos produtos e cada vez mais as pessoas buscam conforto e qualidade e segurança com o uso da energia elétrica. As concessionárias Distribuidoras de energia elétrica têm um papel fundamental para garantir essa qualidade no fornecimento de energia.

Segundo a ANEEL a qualidade de uma concessionária de distribuição de energia elétrica deve ser avaliada percebida pelo consumidor a partir de três aspectos: a qualidade do “produto” energia elétrica (relacionada à conformidade da tensão em regime permanente e à ausência de perturbações na forma de onda), a qualidade do “serviço” (relacionada à continuidade na prestação do serviço) e a qualidade do atendimento ao consumidor. A ANEEL também considera os indicadores de segurança do trabalho, que sinalizam a preocupação das distribuidoras com a qualidade do trabalho desenvolvido pelos seus colaboradores e, de certa forma, exprimem o nível de risco ao qual está exposta a população em geral.

Segundo (Paulillo and Ribeiro, 2013) a Qualidade da Energia Elétrica - QEE envolve aspectos relacionados ao fornecimento e à disponibilidade da energia, bem como a conformidade do produto, o qual inclui uma gama de fenômenos com diferentes origens, características, impactos na rede elétrica que envolvem setores distintos nos diversos segmentos de geração, transmissão e distribuição. Para os autores (Paulillo and Ribeiro, 2013), a interpretação destes fenômenos, principalmente as distorções de tensões e correntes, localizadas tanto nos PACs (ponto de acoplamento comum) como também dentro das instalações dos

próprios consumidores de energia, está associada diretamente à correção do fator de potência, racionalização da energia e aumento da produtividade. A ocorrência destes problemas determina a necessidade de uma busca mútua de soluções, entre ambas as partes, para a realização de medidas práticas e econômicas.

Quando se trata de qualidade de energia pode ser considerada um item da variação de tensão, normalmente é caracterizada por valores de tensão menores que 10% da tensão nominal, podendo chegar à ausência total de tensão de alguns ciclos até vários minutos. Segundo (Edison, 2009) a interrupção pode ser dividida em momentânea, temporária e sustentada ou de longa duração.

As interrupções momentâneas é caracterizada pela ausência de tensão ou valores menores que 10% da tensão nominal, em um período compreendido entre 0,5 (meio) ciclo e três segundos, a interrupção temporária é caracterizada pela ausência de tensão, ou valores menores que 10% do valor nominal, que ocorrem em um período que varia entre três segundos e um minuto, já a interrupção de longa duração ou sustentada é que já conceituada ocorre e perdura por um tempo maior que um minuto, normalmente é permanente até que tenha uma intervenção humana para reestabelecer a energia. Estas interrupções podem ser causadas por Faltas no sistema de energia; falhas de equipamentos; mal funcionamento de sistemas de controle; curtos-circuitos decorrentes de descargas atmosféricas e danos na rede causados por tempestades. (Junior and Bernardes, 2005).

As interrupções afetam diretamente a qualidade do fornecimento do serviço podendo causar vários prejuízos no sistema de distribuição e até mesmo em instalações internas industriais como parada de máquinas, perda de matéria prima ou mesmo perda na produção. A qualidade do fornecimento de energia elétrica oferecido pelas concessionárias aos consumidores depende de concessionária para concessionária, estando a metodologia para o estabelecimento da relação entre a qualidade e os investimentos necessários ao seu atendimento no segmento da distribuição de energia elétrica estabelecidas nas Resoluções nº 505/2001 e 024/2000 da ANEEL.

O desempenho das distribuidoras quanto à continuidade do serviço prestado de energia elétrica é avaliado pela ANEEL com base em indicadores coletivos e individuais, cuja regulamentação está descrita no Módulo 8 do PRODIST. Por meio do controle das interrupções,

do cálculo e da divulgação dos indicadores de continuidade de serviço, as distribuidoras, os consumidores, as centrais geradoras e a ANEEL podem avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico. A ANEEL exige que as distribuidoras mantenham um padrão de continuidade e, para tal, edita limites para os Indicadores de Continuidade Coletivos, DEC e FEC e os Indicadores de Continuidade Individuais – DIC, FIC, DMIC e DICRI, todos definidos no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST. Os indicadores são calculados para períodos de apurações mensais, trimestrais e anuais, com exceção do indicador DICRI, que é apurado por interrupção ocorrida em dia Crítico (ANEEL, 2018). Para a apuração dos indicadores a ANEEL considera somente as interrupções maiores que 3 (três) minutos, sendo admitidos expurgos no processo de sua apuração.

Para efeito de apuração a ANEEL entende como dia Crítico o dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários. A média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos 24 (vinte e quatro) meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados.

2.3.1 Indicadores de continuidade individuais.

O Indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI são acompanhados pela ANEEL, estes são ser apurados para todas as unidades consumidoras ou por ponto de conexão, conforme discriminados a seguir:

- i. Duração de interrupção individual por unidade consumidora (DIC): Intervalo de tempo que, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão, ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica, utilizando a seguinte formula:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i)$$

- ii. Frequência de interrupção individual por unidade consumidora (FIC): Número de interrupções ocorridas, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão;

$$FIC = n$$

- iii. Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão (DMIC): Tempo máximo de interrupção contínua de energia elétrica, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão; e

$$DMIC = t(i) \max$$

- iv. Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (DICRI): Corresponde à duração de cada interrupção ocorrida em dia crítico, para cada unidade consumidora ou ponto de conexão.

$$DICRI = t_{\text{crítico}}$$

onde:

DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em número de interrupções;

DMIC = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

DICRI = duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

i = índice de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão no período de apuração, variando de 1 a n;

n = número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado, no período de apuração;

t(i) = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração;

t(i) max = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado, expresso em horas e centésimos de horas;

t crítico = duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico.

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 que trata dos detalhes se encontra no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST.

2.3.2 Indicadores de continuidade Coletivos

É exigência da ANEEL que as distribuidoras mantenham a qualidade na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica e um padrão conforme definido no Módulo 8 do PRODIST.

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

Para cada conjunto de unidades consumidoras os indicadores de continuidade são apurados e discriminados a como:

- i. Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), utilizando a seguinte fórmula:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} DIC(i)}{C_c}$$

- ii. Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), utilizando a seguinte fórmula:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c}$$

onde:

DEC = duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

FEC = frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

C_c = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT;

$DIC(i)$ = Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras;

$FIC(i)$ = Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras.

De forma periódica os indicadores apurados pelas distribuidoras são enviados para a ANEEL para verificação da continuidade do serviço prestado, representando, respectivamente, o tempo e o número de vezes que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica para o período considerado (mês, trimestre ou ano), o que permite que a Agência avalie a continuidade da energia oferecida à população.

O valor do indicador de continuidade, trimestral ou anual, de cada conjunto, será calculado de acordo com as seguintes equações:

$$DEC_{TRIM} = \frac{\sum_{n=1}^3 [DEC_n \cdot C_{cn}]}{C_{MED_TRIM}} \quad FEC_{TRIM} = \frac{\sum_{n=1}^3 [FEC_n \cdot C_{cn}]}{C_{MED_TRIM}}$$

$$DEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{n=1}^{12} [DEC_n \cdot C_{cn}]}{C_{MED_ANUAL}} \quad FEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{n=1}^{12} [FEC_n \cdot C_{cn}]}{C_{MED_ANUAL}}$$

Onde:

DEC_n = valor mensal do DEC apurado no mês n , com 2 (duas) casas decimais;

FEC_n = valor mensal do FEC apurado no mês n , com 2 (duas) casas decimais;

DEC_TRIM = valor do DEC no período de apuração trimestral, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_TRIM = valor do FEC no período de apuração trimestral, com 2 (duas) casas decimais;

DEC_ANUAL = valor do DEC no período de apuração anual, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_ANUAL = valor do FEC no período de apuração anual, com 2 (duas) casas decimais;

Ccn = número de unidades consumidoras do conjunto faturadas e atendidas em BT ou MT informado no mês n;

Cc_MED_TRIM = média aritmética do número de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT, faturadas no período trimestral, com 2 (duas) casas decimais;

Cc_MED Anual = média aritmética do número de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT, faturadas no período anual, com 2 (duas) casas decimais.

2.3.3 Compensação pela transgressão dos limites de continuidade

Desde janeiro de 2010 a compensação é uma forma de amenizar os danos ao consumidor causados pelas interrupções, quando os indicadores individuais de continuidade são transgredidos, o consumidor é compensado financeiro a distribuidora deve compensar financeiramente. A compensação é de forma automática, e é paga em até 2 meses após o mês de apuração do indicador (mês em que houve a interrupção).

Quando na violação do limite de continuidade individual dos indicadores DIC, FIC e DMIC em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), a distribuidora deverá calcular a compensação ao consumidor do sistema de distribuição e efetuar o crédito na fatura.

Os gráficos abaixo expressam a quantidade e o valor das compensações pagas aos consumidores no período de maio de 2009 por região do Brasil.

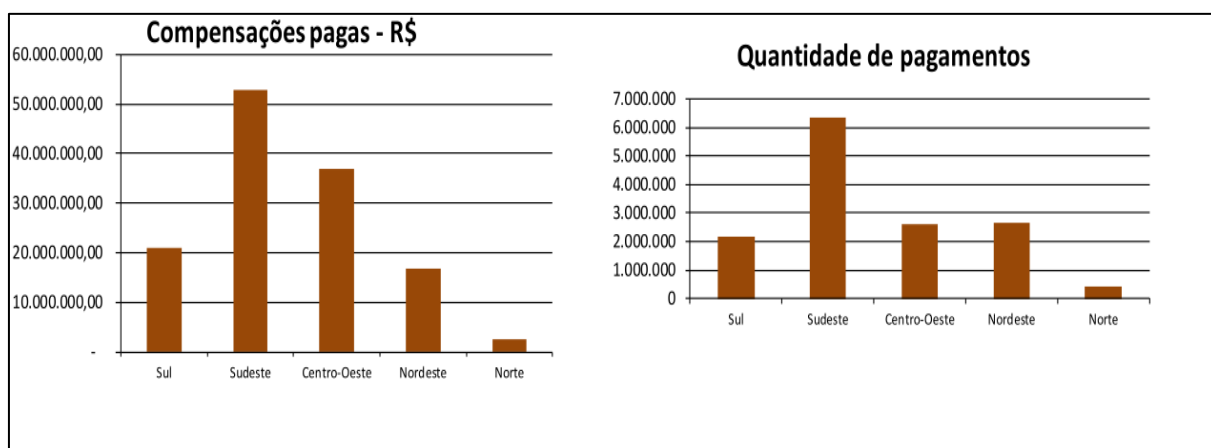


Figura 2.2 - Compensações paga aos consumidores
 Fonte: (ANEEL, 2015a)

O valor das compensações é baseado nos cálculos utilizando as seguintes fórmulas:

i. Para o DIC:

$$Valor = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{EUSD_{médio}}{730} \times k_{ei}$$

ii. Para o DMIC:

$$Valor = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) DMIC_p \times \frac{EUSD_{médio}}{730} \times k_{ei}$$

iii. Para o FIC:

$$Valor = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{EUSD_{médio}}{730} \times k_{ei}$$

iv. Para o DICRI:

$$Valor = \left(\frac{DICRI_v}{DICRI_p} - 1 \right) DICRI_p \times \frac{EUSD_{médio}}{730} \times k_{ei}$$

onde:

DIC_v = duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

DIC_p = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

DMIC_v = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

DMIC_p = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

FIC_v = frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções;

FICp = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções;

DICRIv = duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

DICRIp = limite de continuidade estabelecido para o indicador de duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

EUSDmédio = média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;

730 = número médio de horas no mês;

kei = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em:

- a. 15 (quinze), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Baixa Tensão;
- b. 20 (vinte), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Média Tensão;
- c. 27 (vinte e sete), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Alta Tensão.

Os valores são informados pelas distribuidoras em até 3 meses após a apuração do indicador, e são passíveis de fiscalização pela ANEEL.

2.3.4 Indicador de Desempenho Global de Continuidade – DGC

O indicador de desempenho global é indicador que possui periodicidade anual e seu cálculo é baseado no cálculo dos indicadores anuais globais apurados de DEC e FEC da distribuidora bem como seus limites. O Desempenho Global de Continuidade também está previsto no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST e visa comparar o desempenho de uma distribuidora em relação às demais empresas do país. Desde 2011 esse indicador é publicado anualmente pela ANEEL até o mês de abril de cada ano.

Conhecido como "Ranking da Continuidade", o DGC visa comparar o desempenho de uma distribuidora em relação às demais empresas do país. O indicador permite avaliar o nível da continuidade da distribuidora (valores apurados de duração e frequência de interrupções) em relação aos limites estabelecidos para a sua área de concessão (limites determinados pelas resoluções autorizativas da ANEEL).

O ranking da continuidade do serviço de 2018 é dividido em dois grupos: distribuidoras de grande porte e de pequeno porte. As distribuidoras de grande porte são aquelas com número de unidades consumidoras superior a 400 mil, enquanto as de pequeno porte possuem número de unidades consumidoras menor ou igual a esse valor. O DGC (Indicador de desempenho global de continuidade), consiste na média aritmética simples das razões entre os valores apurados e limites anuais dos indicadores DEC e FEC, conforme mostra o gráfico do Ranking Nacional de DGC das distribuidoras nacionais em 2018 com NUC (Número de Unidades Consumidoras) > 400.

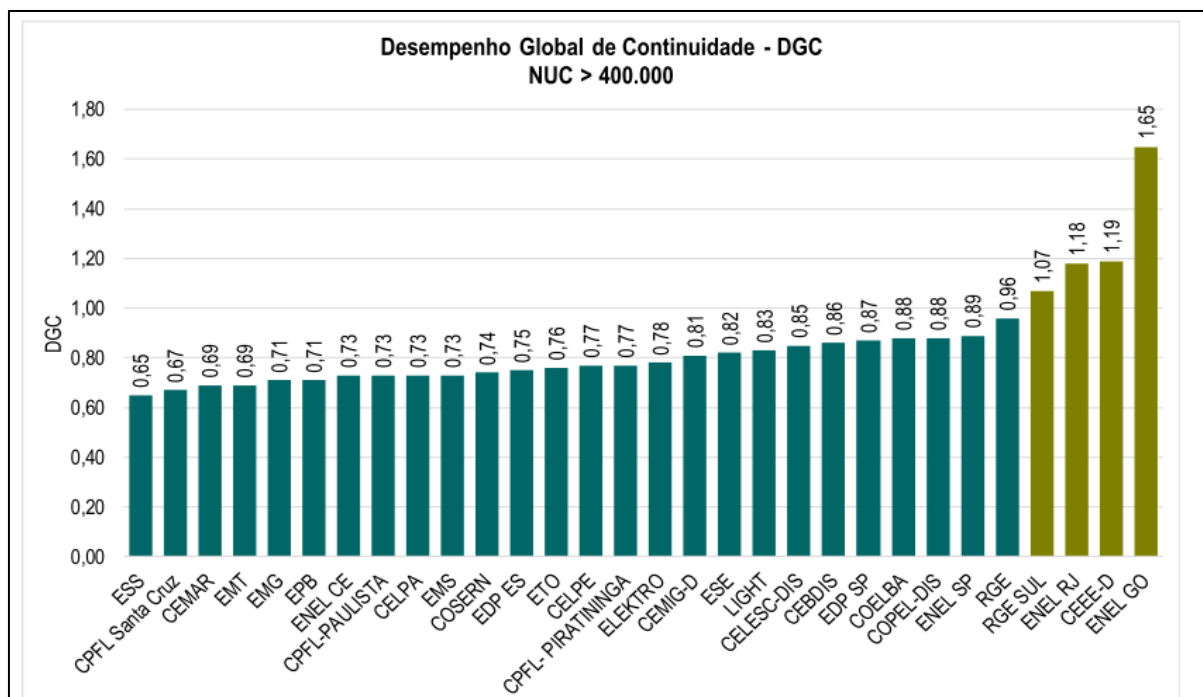


Figura 2.3 – Desempenho Global de Continuidade
Fonte: (ANEEL, 2015a)

É exigência da ANEEL que todas as distribuidoras certifiquem o processo de coleta e apuração dos indicadores de continuidade DEC e FEC, com base nas normas da Organização Internacional para Normalização (*International Organization for Standardization*) ISO 9000.

2.4 Redes Elétricas Inteligentes

O conceito de redes elétricas inteligentes, a maioria se refere à aplicação intensa de tecnologias de informação e comunicação nos sistemas elétricos de potência e pode ter várias definições diferentes. As redes elétricas inteligentes têm o propósito de proporcionar conectividade, automação e coordenação de diversos fornecedores, consumidores e operadores de redes de comunicação, atuando em diversos seguimentos e tarefas.

Redes elétricas inteligentes é a tradução do termo em inglês *smart grid*, conceito mundialmente utilizado para definir a utilização de equipamentos inteligentes na rede elétrica. Sua definição pode ser descrita de várias maneiras. Em (Amin, 2001) o termo surgiu pela primeira vez como um novo conceito de automação do sistema elétrico.

Atualmente as redes elétricas, mesmo que automatizadas, não são consideradas inteligentes devido ao fato de que, apesar de possuírem tecnologias abrangentes de informação e comunicação (TIC) – como o controle de supervisão e aquisição de dados (SCADA) – não são capazes de cumprir totalmente os novos requisitos de um sistema *smart grid*, tais como comunicação bidirecional (utilizada, por exemplo, em medidores inteligentes), novos modelos de distribuição de energia (por exemplo, microrredes ou redes de veículos elétricos), ou a gestão rigorosa de dados em tempo real (Espinoza *et al.*, 2013).

De acordo com o conselho de padronização e gerenciamento (SMB) da *International Electrotechnical Commission* (IEC), em uma rede inteligente, o fluxo de energia muda a partir de um padrão unidirecional (ou seja, de geração centralizada utilizando linhas transmissão e redes de distribuição para os clientes) para um fluxo bidirecional, para atender os requisitos de geração distribuída (principalmente a partir de fontes renováveis) e veículos elétricos .

No entanto, as grandes mudanças no âmbito de redes elétricas inteligentes devem ocorrer na distribuição e nos pequenos consumidores, pois as grandes plantas de geração e de transmissão já possuem em grande parte a automatização disponível, isso como requisito para estabilidade do sistema. Um impacto significativo pode ocorrer de forma indireta, por meio do achatamento da curva de carga e das consequências do surgimento de uma quantidade significativa de geração distribuída (MME, 2012).

A modernização das redes de distribuição de energia elétrica vem ocorrendo em diversos países desde a década de 1980, especialmente com a troca de medidores eletromecânicos por eletrônicos. Essa é uma condição necessária, mas não suficiente para o conceito de medição inteligente. Um dos fatores chave para implantação das redes elétricas inteligentes são as infraestruturas de medição avançadas (*Advanced Metering Infrastructure – AMI*). Esta tecnologia de mediação avançada é capaz de agregar mais funcionalidades à medição do que os sistemas atuais de leitura automática de medidores. Refere-se a um sistema que compreende medidores digitais com capacidade de processamento, armazenamento e comunicação com infraestrutura bidirecional entre os medidores e a concessionária de energia elétrica. Isso possibilita a implantação de novas funções como: corte e religamento remoto, reconfiguração de parâmetros, leitura de demanda, integração com sistemas de automação de rede, entre outras (YAN et al., 2013) (CGEE, 2012). Além disso, um sistema AMI possui ainda a capacidade de permitir às distribuidoras enviarem preços para os clientes em sinal de alerta para períodos críticos de horário de ponta.

A comunicação direta com os clientes deve incentivar a economia durante os períodos de pico e permitir que a concessionária implemente o controle direto da gestão da demanda. Com preços enviados em tempo real, os consumidores podem gerenciar o uso de energia de forma mais eficiente. Os preços da energia poderiam ser retransmitidos diretamente para aparelhos domésticos ou através de um gateway de gerenciamento de energia localizado na residência do cliente (BOUHAFS; MACKAY; MERABTI, 2012).

A realização do conceito de redes elétricas inteligentes deve produzir uma convergência entre as infraestruturas de geração, transmissão e distribuição de energia, assim como a infraestrutura de comunicações digitais e processamento de dados. A infraestrutura de telecomunicações interliga os chamados *Intelligent Electronic Devices - IEDs* e medidores inteligentes, trocando informações e ações de controle entre os diversos segmentos da rede elétrica.

Dessa forma, a rede de distribuição e a integração de geração nesse nível devem ser os grandes responsáveis pelas mudanças no sistema elétrico de potência, bem como a criação de diversos serviços como: gerenciamento de energia em edificações, gerenciamento de faturas de energia, instalação e manutenção de equipamentos de geração e comunicação, conforme ilustrada na Figura 2.4.

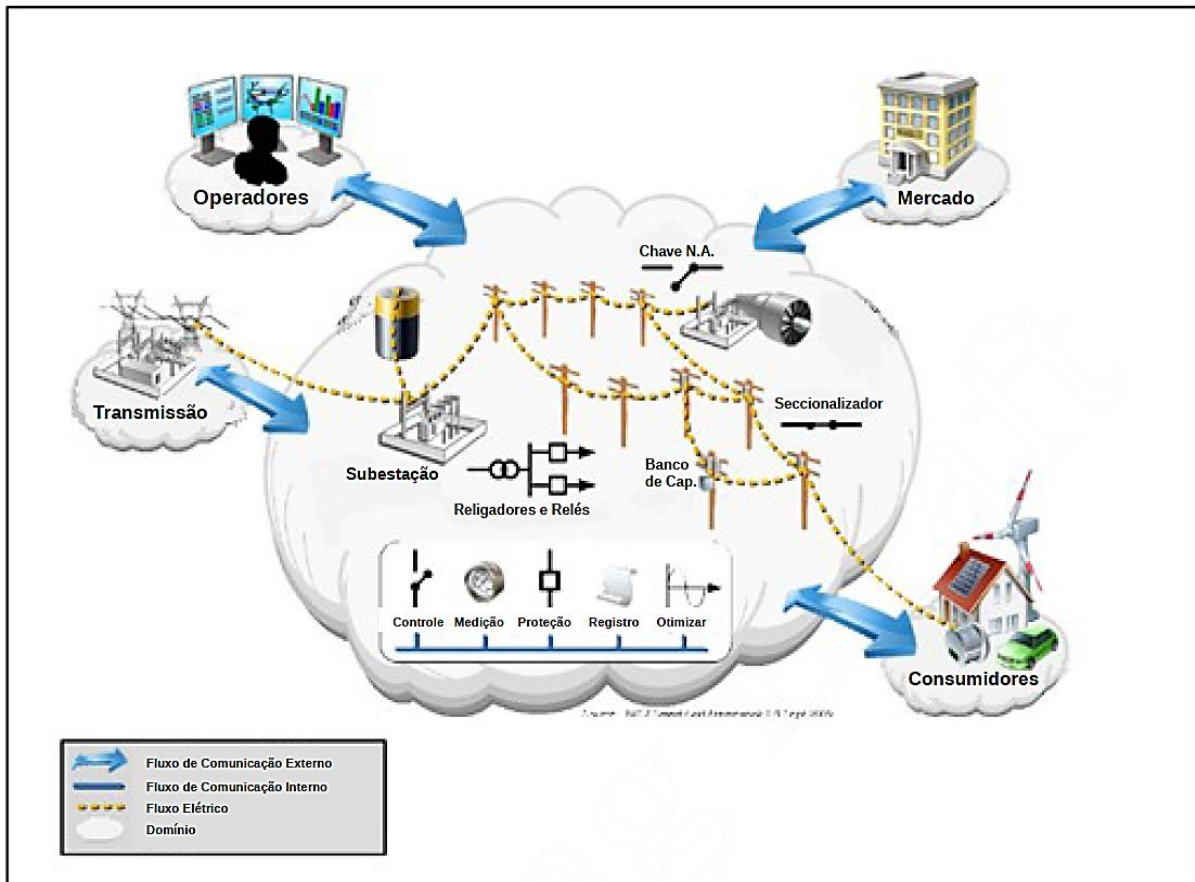


Figura 2.4 - Modelo Conceitual de *Smart Grid*, domínio distribuição
 Fonte: Adaptado de (NIST, 2010)

Em (IEA, 2011) são apresentadas algumas características atribuídas às redes elétricas inteligentes:

- Autorrecuperação: capacidade de automaticamente detectar, analisar, responder e restaurar falhas na rede;
- Participação proativa dos consumidores: habilidade de incluir os equipamentos e comportamento dos consumidores nos processos de planejamento e operação da rede;
- Capacidade de resistir a ataques externos: capacidade de mitigar e resistir a ataques físicos e cyber-ataques;

- Qualidade de energia: prover energia com a qualidade exigida pela sociedade digital;
- Capacidade para acomodar uma grande variedade de fontes e demandas: capacidade de integrar de forma transparente uma variedade de fontes de energia de várias dimensões e tecnologias;
- Menor impacto ambiental do sistema produtor de eletricidade, reduzindo perdas e utilizando fontes renováveis e de baixo impacto ambiental;
- Resposta da demanda mediante a atuação remota em dispositivos dos consumidores;
- Viabiliza e beneficia-se de mercados competitivos de energia, favorecendo o mercado varejista e a microgeração.

A modernização da rede elétrica possibilitará vários benefícios ao sistema elétrico e ao consumidor. Dentre os benefícios, está a automação do sistema de distribuição e, conseqüentemente o monitoramento dos equipamentos na rede de distribuição que permite conhecer o seu estado, permitindo melhorar a sua funcionalidade. Algumas destas funcionalidades ilustradas na Figura 2.5 são destacadas por Brown, (2008), como a autorrecuperação de redes de distribuição, alta confiabilidade e qualidade de energia, resistência a ataques cibernéticos, aperfeiçoamento da utilização de ativos, minimização do custo operacional e manutenção e instalação de equipamentos para armazenamento de energia.

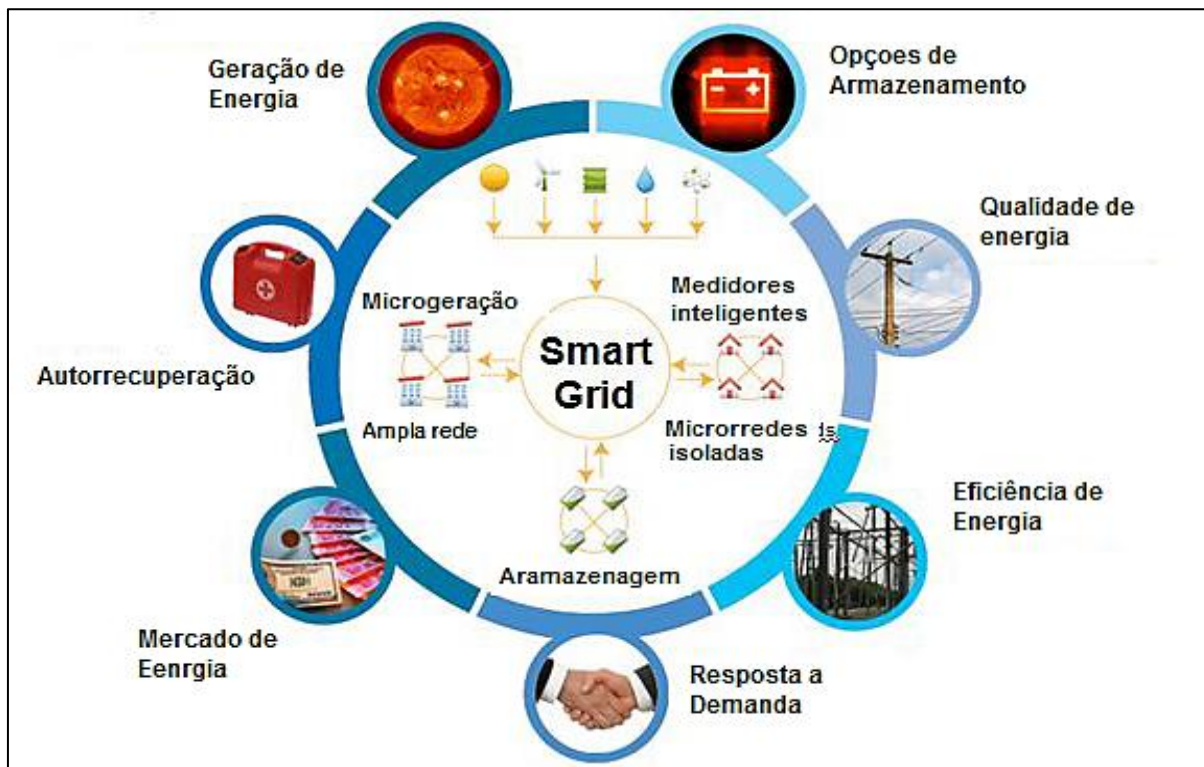


Figura 2.5 - Benefícios de uma Rede Elétrica Inteligente
 Fonte: Adaptado de (Brown and Suryanarayanan, 2009)

De acordo com o relatório do Departamento de Iniciativa de Rede Moderna de Energia dos Estados Unidos, uma Rede Elétrica Inteligente deve fornecer os seguintes quesitos: a autorrecuperação do sistema elétrico; a participação efetiva do consumidor; prover qualidade de continuidade de energia; possuir suporte para diferentes tipos de armazenamento e geração de energia; ter maior eficiência no sistema (HAN; XU, 2011). Existem muitas formas de incorporar inteligência a um sistema de distribuição de energia elétrica, podendo ser feito através de investimentos em infraestrutura de comunicações, incluindo recursos distribuídos de energia, implementação de sistemas de resposta à demanda, implantação de sensores na rede elétrica e estabelecer locais que sejam capazes de operar em ilhamento planejado (Brown and Suryanarayanan, 2009). Muitas tecnologias adotadas em redes elétricas inteligentes normalmente já foram utilizadas em outras aplicações industriais, tais como redes de sensores e redes sem fio de telecomunicações, e estão sendo adaptadas para o uso em um novo paradigma de inteligência e sistema interligado. Em geral, as tecnologias de comunicação para redes elétricas inteligentes podem ser agrupadas em cinco áreas importantes como a de componentes

e equipamentos avançados, sensoriamento e medição, suporte a tomada de decisões, normas e grupos, e comunicações integradas.

Muitos países têm se dedicado a estudos sobre essa tecnologia com investimento de volumosos recursos, e alguns já iniciaram a instalação dessas redes, com destaque para Itália, Estados Unidos, Japão e alguns outros países europeus.

No Brasil a implantação dos projetos de redes elétricas inteligentes requer a partição de órgãos nacionais regulamentadores e adequação da legislação, de regulamentos e normas. A responsabilidade para regulamentação necessária para implantação das redes elétricas inteligentes é da ANEEL, enquanto que as normas contendo as especificações e métodos de ensaios para equipamentos e medidores eletrônicos inteligentes são responsabilidade da ABNT e a certificação de medidores eletrônicos e inversores deverá demandar a certificação do INMETRO (KAGAN *et al.*, 2013).

Nos EUA, o principal objetivo em implantar redes elétricas inteligentes consiste em abordar o envelhecimento de suas redes, melhorar a qualidade de serviço, gerar empregos e fomento da indústria e aumentar a interação com o usuário. O foco principal na Europa é promover o uso de energias renováveis e diminuir a dependência de combustíveis fósseis para uma maior segurança energética.

No caso do Brasil, os objetivos englobam tanto os motivos americanos quanto os europeus sob o ponto de vista das concessionárias, dos consumidores e do agente regulador, com destaque para (IEA, 2011):

- Reduzir as perdas técnicas e comerciais;
 - Melhorar a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras;
 - Reduzir os custos operacionais;
 - Melhorar o planejamento da expansão da rede;
 - Melhorar a gestão dos ativos;
 - Promover a eficiência energética;
 - Fomentar a inovação e a indústria tecnológica.
-

A implantação de uma rede elétrica inteligente é feita de forma gradual, no entanto, sabe-se que para tal, a infraestrutura e as tecnologias de telecomunicações são fundamentais. Os serviços de telecomunicação no Brasil ainda são um grande gargalo para que as redes elétricas inteligentes se tornem realidade.

A automação da distribuição avançada processa informações em tempo real a partir de sensores e medidores para localização de falhas, reconfiguração automática de alimentadores, controle de tensão e otimização da potência reativa, ou para controlar a geração distribuída. Tecnologias de sensores podem permitir a manutenção e condicionamento com base no desempenho de componentes de rede, otimizando o desempenho do equipamento e, portanto, a utilização eficaz dos recursos (IEA, 2011).

A implantação das redes elétricas inteligentes justifica-se pela complexidade física e institucional das redes elétricas no mundo, tendo o Estado um papel central como organizador e impulsionador da modernização das redes elétricas. Para isso, reforça-se a necessidade de articulação entre governo, indústria, concessionárias distribuidoras, institutos de pesquisa e academia para fomentar políticas públicas como já foi realizado em outros países.

Estas políticas devem ter como objetivo a criação de condições propícias à realização de investimentos em redes inteligentes, sendo imperativa a criação de valor para os consumidores e a captura deste valor por parte dos investidores. Ou seja, devem ser adotadas medidas e diretrizes que tornem o desenvolvimento de redes inteligentes algo atrativo para todos os *stakeholders* envolvidos no processo e isso também passa pelo exame da repartição dos custos e benefícios entre os diferentes tipos de agentes (Dantas *et al.*, 2017).

Contudo nos últimos anos houve um crescimento expressivo de incentivo e investimentos em projetos de inovação através dos programas de P&D da ANEEL que contemplam os conceitos de redes elétricas inteligentes além de outros temas de relevância para o desenvolvimento humano e tecnológico no setor elétrico.

Inovações como o desenvolvimento de *smart grid* vão permitir o crescimento da rede elétrica e ajudar os planejadores e operadores do sistema elétrico a operarem um sistema de complexidade crescente de despacho de energia. Demais, estas redes inteligentes permitem integrar fontes renováveis e intermitentes, as quais são essenciais para mitigar emissões de gases do efeito estufa. Os sistemas serão dotados de maior eficiência e qualidade. Assim, a

trajetória tecnológica global do setor elétrico se encontra em um momento de grandes transformações e perante de grandes desafios tecnológicos.

2.4.1 Autorrecuperação da rede de distribuição - *self-healing*

As redes de distribuição inteligentes se diferenciam das redes de distribuição convencionais por possuírem alta confiabilidade, sistema de autorrecuperação, autossuficiência e outras características interativas no sistema. A autorrecuperação ou também conhecido como *self-healing* é um conceito importante em sistemas de distribuição inteligentes, que trata de algoritmos para a tomada de medidas preventivas e de como tratar os problemas ocorridos no sistema.

A definição de autorrecuperação se refere à capacidade da rede de, frente a um distúrbio, saber como identificar e isolar o problema, reduzir ao máximo o número de clientes afetados e reconfigurar em menor tempo possível – visando a eliminação de sobrecargas –, da violação de tensão e minimização de perdas no sistema. Outra característica importante de um sistema de autorrecuperação é a capacidade de transferir cargas das áreas que sofrem violação de restrições para outros alimentadores vizinhos sem violar suas restrições operacionais.

A autorrecuperação é umas das funcionalidades do conceito de *smart grid* ou redes elétricas inteligentes, sendo um algoritmo desenvolvido para atuar na rede de distribuição em situações de contingência, ou seja, em situações anormais e indesejadas, podendo ser uma falta na rede de distribuição. Esta situação, mesmo em redes de distribuição automatizadas, necessita do auxílio de um operador para realizar a recuperação das cargas após uma falta na rede. Neste caso, por se tratar de uma situação de contingência, a transferência efetuada pela função de autorrecuperação é temporária, até que o defeito seja resolvido e assim, os alimentadores podem voltar à sua configuração original.

O processo de autorrecuperação pode ser realizado em duas etapas desde o momento em ocorre o defeito na rede de distribuição, sendo a primeira etapa a identificação e o isolamento automático do defeito. A identificação do defeito deve ocorrer de forma automática e consiste em identificar o bloco de carga onde o defeito ocorreu, somente com o auxílio das informações oriundas dos dispositivos de proteção e manobra instalados ao longo da rede de distribuição, sendo estes dispositivos as chaves a gás automatizadas e religadores automáticos compostos por dispositivos inteligentes conhecidos como IEDs - *Intelligent Electronic Devices*.

A segunda etapa seria a execução da funcionalidade de autorrecuperação, que compreende recompor o fornecimento de energia aos demais blocos de carga através da manobra de chaves de interligação do circuito em questão a um circuito adjacente.

Com relação aos dispositivos de interrupção, as soluções mais adequadas para a implementação de autorrecuperação compreendem chaves a gás de seccionamento, religadores ou soluções combinadas. Os dispositivos de interrupção, estrategicamente posicionados ao longo da rede, detectar falhas, isolá-las e agir para restaurar. Na utilização apenas das chaves a gás de seccionamento, a interrupção e falha deve ser realizada pelo dispositivo de interrupção ou religadores na subestação, aumentando o tempo de interrupção. Religadores podem interromper falhas de sobrecorrentes, reduzindo assim a carga afetada. Capaz de executar uma sequência predeterminada de abertura e ações de religamento, seguidas de redefinição, retenção ou bloqueio de operações, os religadores também são muito eficazes na mitigação do impacto de falhas temporárias que representam 75% a 80% do total de falhas na rede de distribuição (Angelo and Selejan, 2013).

A solução dos religadores é mais complexa devido ao número de religadores em série tendo como consequência problemas de coordenação com a proteção do alimentador na subestação. Segundo os autores (Bernardo, Alberto and Silva, Nuno and Carrapatoso, Antonio and Ockwell, 2011) as chaves a gás de interrupção não têm limitações relacionadas ao número de dispositivos em série, mas apresentam um desempenho pior na redução da frequência e duração das interrupções.

No ponto de vista de sistemas existem duas abordagens para desenvolvimento de um sistema de autorrecuperação, sendo a primeira a inteligência da funcionalidade distribuída ou descentralizada e a segunda a inteligência centralizada. O automatismo com a inteligência descentralizada, exige uma interação sintonizada dos diversos dispositivos de manobra instalados na rede de distribuição, utilizando lógicas implementadas nos próprios IEDs. Para isso, faz-se necessário uma infraestrutura de telecomunicações bem estruturada para troca de informações entre os equipamentos. A centralizada tem as mesmas funcionalidades da descentralizada, porém toda a lógica de inteligência é centralizada, podendo ser em um centro de operações. Havendo necessidade de ser implementada nos sistemas de TI (corporativos), é importante observar os requisitos de infraestrutura de comunicação para troca de informações, como dispositivos que estão instalados na rede de distribuição e de segurança da informação.

Nesse tipo de implementação, o sistema ainda pode contar com as informações de medidores eletrônicos instalados em clientes, e também sensores denominados localizadores de falta instalados ao longo da rede de distribuição (KAGAN *et al.*, 2013).

A metodologia de restauração nas redes convencionais normalmente tem sido realizada de forma heurística, por sequencias de operações realizadas de forma manual para resolução do problema. Em uma rede de distribuição, no contexto de redes elétricas inteligentes, com a automação da restauração e o uso de IEDs atualizando sistema de inteligência artificial, os benefícios seriam: uma rápida restauração, mais cargas restauradas e menor necessidade de envio de técnicos a campo para solucionar os problemas (OUALMAKRAN *et al.*, 2012).

Os grandes desafios estão, além da implantação do sistema, no controle e monitoramento em tempo real do seu funcionamento na rede de distribuição, previsão do estado da rede após uma detecção, realização de diagnósticos rápidos e eliminação de defeitos ocorridos na rede de forma ágil, sem intervenção humana.

Em uma rede de distribuição, devido a sua complexidade, é importante que as soluções para resolver o problema devam ser diferenciadas de um sistema de automação que vão além de lógicas clássicas. Recentemente, soluções estudadas para resolver esse problema têm sido baseadas na utilização de técnicas de inteligência artificial, pois as ações obtidas para resolução do problema podem ser muito próximas a de um ser humano.

Um sistema de autorrecuperação com nenhuma intervenção humana ou intervenção parcial é a principal forma de resolver o problema de restauração da rede de distribuição, pelo fato de realizar o monitoramento da rede, verificar o estado em tempo real da rede de distribuição e por apresentar um diagnóstico rápido e eliminar as faltas da rede. Dessa forma, um sistema de autorrecuperação em uma rede de distribuição inteligente terá uma maior confiabilidade e qualidade de energia quando se trata de continuidade de serviço (Bernardo, Alberto and Silva, Nuno and Carrapatoso, Antonio and Ockwell, 2011).

Um sistema de tecnologia de controle para autorrecuperação no contexto redes elétricas inteligentes podem ser divididas em três níveis, a saber: o nível da camada de base, o nível da camada de suporte e a camada de aplicação. A camada de base compreende, na rede de energia elétrica e seus equipamentos, incluindo a rede física, switches inteligentes, terminais de distribuição inteligente de energia, proteção e controle de equipamentos, geração distribuída e

microgrid. A camada de suporte é composta por toda a infraestrutura de comunicação e dados, que consistem em alta velocidade de comunicação de dados nos dois sentidos em tempo real, tecnologia de comunicação integrada, arquitetura de comunicação aberta, um sistema unificado de normas técnicas e medidas de segurança em comunicação tratada de forma abrangente. E na camada de aplicação, são várias funcionalidades de autorrecuperação que usam de técnicas dependentes do acompanhamento, avaliação, controle e recuperação, para alcançar a auto prevenção e a autorrecuperação da rede de energia elétrica da melhor forma, com base nos equipamentos de comunicação de dados e equipamentos elétricos (Dongli, Xiaoli and Xiaohui, 2011).

A implantação dos conceitos de redes elétricas inteligentes das concessionárias no Brasil pode contribuir para a melhora nos índices de qualidade de energia estabelecidos pelo órgão regulador ANEEL, através dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST, módulo 8. De acordo com a ANEEL, esses são indicadores que aferem a qualidade de fornecimento de energia elétrica de determinada distribuidora, considerando os aspectos “frequência de interrupções” e “duração das interrupções”.

3 Estudo de caso

Este capítulo trata sobre o estudo de caso de uma Distribuidora do setor Elétrico que precisa melhorar seus indicadores de continuidade de energia elétrica. O estudo relata a estratégia da empresa de Implementar tecnologias de *smart grid* para auxiliar em manter os indicadores dentro dos limites impostos pelo órgão regulador ANEEL.

3.1 Copel Distribuição – Implantação de novas Tecnologias no setor de Distribuição

A Distribuidora em questão é a Copel Distribuição S.A., é uma das subsidiárias integrais da Companhia Paranaense de Energia – Copel que na qualidade de Holding, sendo uma empresa de economia mista possui as atividades-fim no setor elétrico com mais três subsidiárias integrais incorporadas no seu grupo, a Copel Geração e Transmissão S.A., a Copel Comercialização S.A. e Copel Telecomunicações S.A. que aproveitando sua infraestrutura de telecomunicações, desenvolvida ao longo de décadas para dar suporte a seus negócios é responsável por explorar tal segmento em serviços específicos prestados a clientes externos.

A Companhia atende diretamente a 4.515.938 unidades consumidoras em 394 municípios e 1.113 localidades (distritos, vilas e povoados) paranaenses. Nesse universo incluem-se 3,6 milhões de lares, 78 mil indústrias, 384 mil estabelecimentos comerciais e 356 mil propriedades rurais.

Detentora de vários certificados e prêmios conquistados no setor elétrico como Índice de Satisfação do Cliente e Qualidade Percebida (CIER 2018), um dos maiores desafios da companhia é manter a satisfação e pelo conforto de seus clientes. Uma das formas é manter os indicadores de continuidade DEC e FEC dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL.

Diante do desafio de manter a renovação da concessão a Copel Distribuição vem em uma corrida contra o tempo para atender os Indicadores Coletivos de Continuidade abaixo dos limites estabelecido pela ANEEL, que é um dos requisitos para renovação. Desde o ano 2009 quando criou o primeiro grupo interno de Trabalho e 2010 na participação do P&D Estratégico de redes Inteligentes a empresa tem realizado estudos para implementação de novas tecnologias

de redes elétricas inteligentes afim de auxiliar na redução dos indicadores de qualidade. Só nos anos de 2015 e 2017 foram investidos aproximadamente R\$ 119.737.596,10 reais em tecnologias e sistemas para resolver este tipo de problema. Esses investimentos são projetos voltados para *Smart Grid* e programas de investimentos como + Clic Rural que visa levar inovações tecnológicas para área rural para reduzir o número e o tempo de desligamentos na rede elétrica rural (COPEL, 2017).

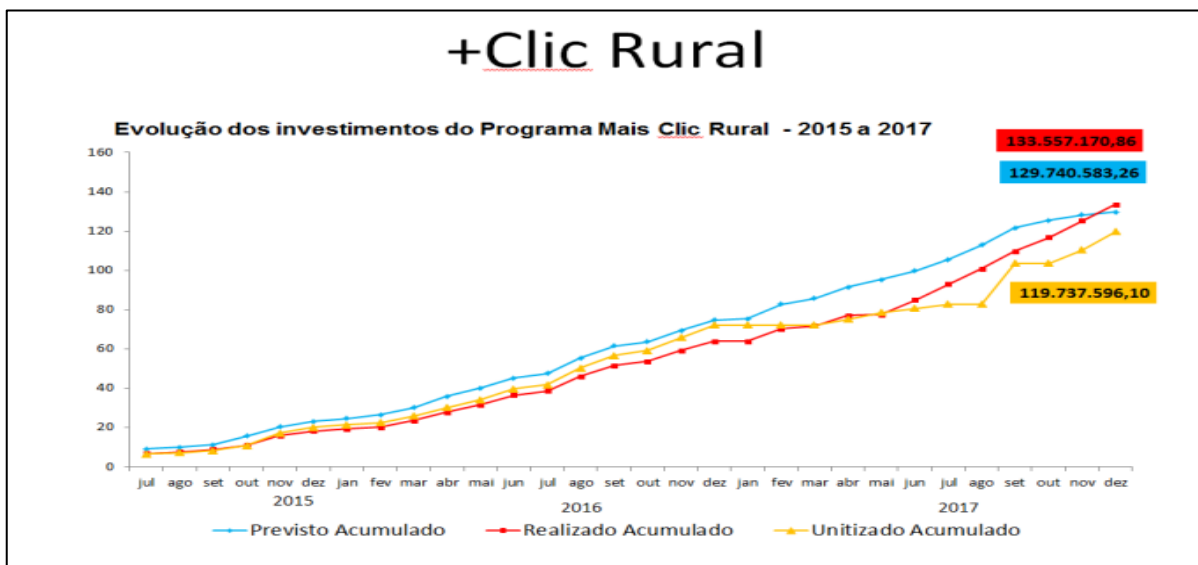


Figura 3.1 - Programa + Click Rural
 Fonte: (COPEL, 2017)

Também foram investidos mais de 17 mil em subestações totalizando um investimento de 150 milhões acumulados de 2015 a 2017.

Nos últimos anos a Copel Distribuição tem realizado grandes investimentos para atender e manter a satisfação do cliente, foi criado um novo centro operações – o *Smart Copel* centralizando todo atendimento ao cliente e toda a operação da rede de distribuição da Companhia, afim de garantir uma melhoria no gerenciamento do sistema de distribuição e, na qualidade da energia fornecida ao cliente. Segundo Diretor presidente da companhia (COPEL, 2017):

“O Smart Copel antecipa o futuro ao proporcionar a gestão integrada de todo sistema de distribuição, que nos próximos anos agregará cada vez mais recursos, como redes

inteligentes, geração distribuída, entre outras tecnologias”, explica o presidente. “Mas hoje já é possível dizer que ele otimiza, em muito, as operações em curso”.

Com esta centralização estima-se um retorno financeiro da ordem de R\$ 10 milhões por ano, sendo R\$ 8,5 milhões em redução de despesas de PMSO (pessoal, material, serviços e outros). O total de investimento foi de cerca de R\$ 13 milhões (Agência Estadual de Notícias, 2019).

Outro grande investimento é a compra de uma solução de tecnologia de ponta de gerenciamento da rede de distribuição o ADMS - *Advanced Distribution Management System*, ou Sistema Avançado de Gerenciamento de Distribuição – consiste em uma plataforma integrada que agrega softwares capazes de fazer o controle do sistema em tempo real e com precisão total, possibilitando manobras mais eficientes, rápidas e seguras em linhas, subestações e equipamentos de rede (CANALENERGIA, 2019).

Com a inserção de novas tecnologias a rede de distribuição a companhia terá maior flexibilidade e ferramentas para atender os requisitos de qualidade de serviço e de produto estabelecidos pelo órgão regulador a ANEEL.

3.2 Soluções de sistemas de Inteligentes na rede de distribuição - COPEL

Durante últimos anos a empresa realizou investimentos na compra de novos equipamentos para atualização tecnológica de equipamentos de subestações, e de rede de distribuição para realizar testes de conceitos de implantar sistemas inteligentes.

Sistemas que envolvem automação da rede de distribuição, como *Self-healing*, projetos com medidores inteligente, armazenamento de energia e microgrids, e tecnologias de comunicação para viabilizar a automação de equipamentos na rede de distribuição.

Uma destas soluções foram estudadas como testes de conceito e aplicadas na prática, são os sistemas *self-healing*, após estudos realizados foram identificados vários pontos de eficiência que incidiam diretamente nos desligamentos de consumidores, por exemplo alguns

alimentadores de subestações e equipamentos na rede que teriam altos índices de desligamento devido a vários motivos.

Nos estudos da Copel Distribuição foram verificadas quatro soluções de *self-healing* para serem aplicadas na rede de distribuição, sendo três soluções de mercado, Solução de recomposição automática de cargas da LUPA tecnologia e sistemas, sistema *Loop Sheme* da Eaton Corporation, sistema *Intelliteam* da S&C Electric e uma solução desenvolvida internamente pela própria Copel.

3.2.1 Solução de Recomposição automática de cargas - LUPA Tecnologia e Sistemas

A solução de Recomposição de cargas automática da LUPA é um sistema descentralizado que possui uma lógica de funcionamento que utiliza dois métodos de isolar a falta, o primeiro método é utilizando chaves seccionadoras para realizar as manobras, outro método é utilizando um time de seccionadoras para *self-healing*, de forma a recuperar as cargas que não estão no trecho do curto.

3.2.1.1. 1º Método - Função Seccionadora

O funcionamento da chave seccionadora, é utilizada uma Unidade Terminal Remota – UTR para controle da chave a gás tripolar (GA), a função seccionadora, que é uma função de proteção que deve atuar coordenada com a proteção do religador automático (RA) de retaguarda do alimentador. A UTR possui as seguintes funcionalidades:

- detecta sobrecorrentes de fase e neutro, gerando estas informações em variáveis disponíveis para a programação;
- identifica a presença e a ausência de tensão da rede de distribuição;
- permiti a configuração de um ajuste que indicará o número de aberturas após a qual a chave abrirá. Este ajuste deve ser configurado com uma unidade a menos que o número de aberturas do religador de retaguarda. Na concessionária sob análise o ajuste utilizado, no alimentador da subestação é de dois religamentos e por consequência três aberturas.

Para realizar tais condições segue os seguintes passos de ações, coordenada com o dispositivo de proteção da subestação que deve ser realizado:

- a) quando da ocorrência de um curto circuito em um ponto do alimentador da rede de distribuição, o religador de retaguarda atua, abrindo o trecho. Com esse fato a remota de forma simultânea a sensibilização do religador, identifica a presença de curto e a falta de tensão, e incrementa um contador em uma unidade. Este contador serve para indicar quantas aberturas o religador de retaguarda efetua.
- b) o religador, através do seu circuito de religamento, reenergizará o trecho;
- c) caso a falta na rede de distribuição permaneça, o religador atuará novamente, indicando sobrecorrente e abrirá novamente o circuito do alimentador;
- d) a unidade terminal remota detecta novamente sobrecorrente e ausência de tensão;
- e) no intervalo do segundo religamento, a remota realiza a abertura da chave sob sua supervisão (chave normalmente na metade do tronco do alimentador) isolando o trecho com defeito;
- f) o religador fará seu terceiro religamento, e como a chave foi aberta no ciclo anterior, o curto-circuito será eliminado.

Com essas ações, apenas parte do alimentador ficará desenergizado, e não todo o alimentador, como seria na situação normal, sem a função seccionalizadora implantada, conforme mostrada nas figuras 3.2 a 3.7. Nesta configuração, existe uma chave a gás automatizada (GA) instalada ao longo da rede de distribuição.

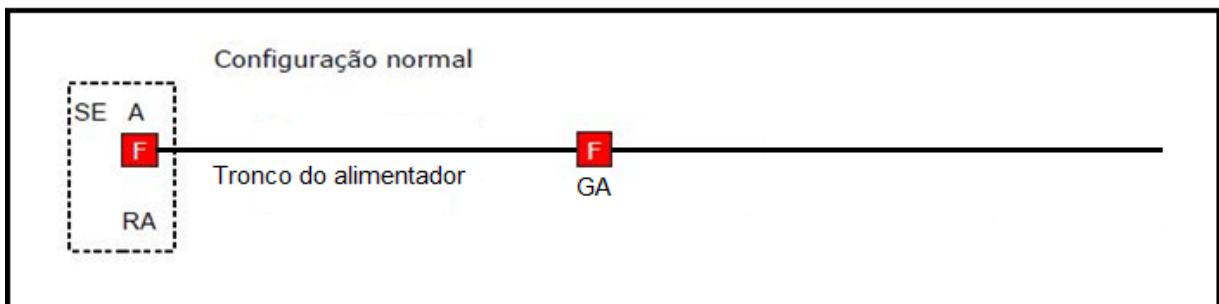


Figura 3.2 - Configuração de um alimentador com uma chave GA com a função de Seccionalizador
 Fonte: Autor

Para ilustrar como o algoritmo se comporta, supõe-se a presença de um curto-circuito na rede de distribuição para frente da chave GA na figura 3.4.

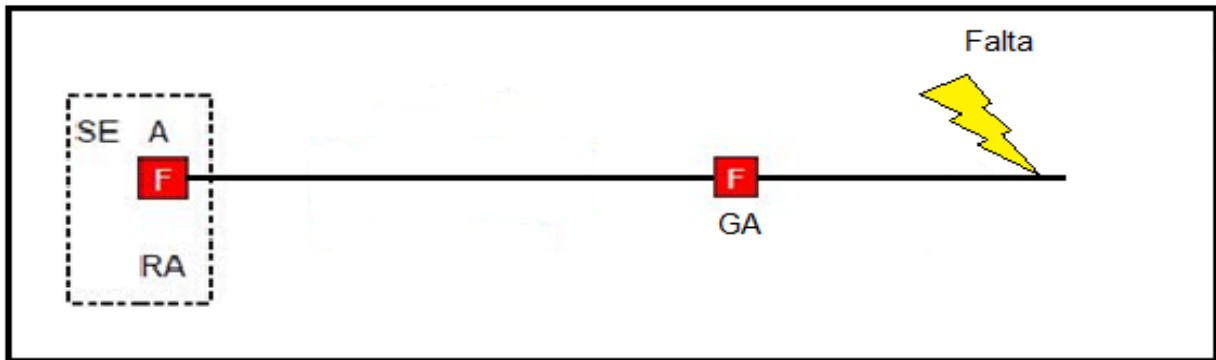


Figura 3.3 - Falta na rede de distribuição com GA na função Seccionalizadora
 Fonte: Autor

Nesta situação, o curto circuito sensibilizará o relógio da SE A e ele atuará seu elemento de sobrecorrente, provocando sua abertura do circuito (ilustrada na figura 3.4).

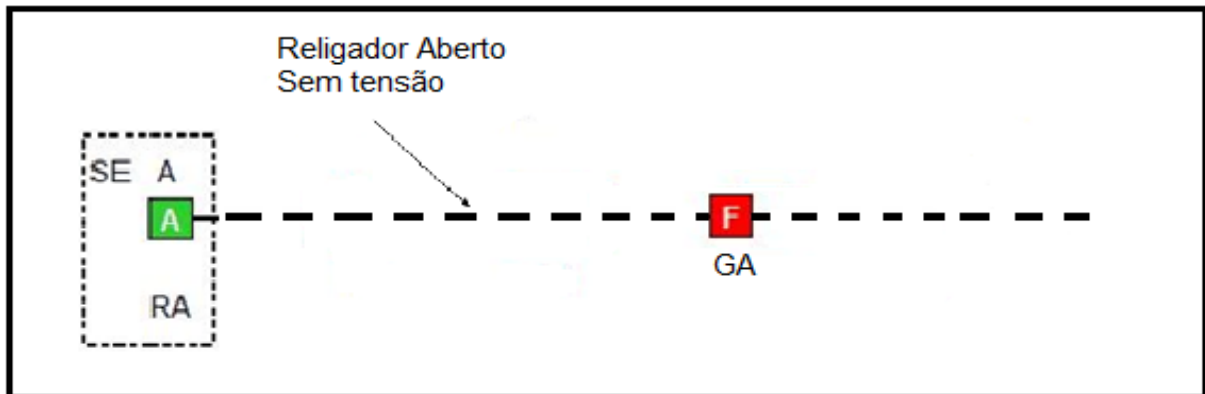


Figura 3.4 - Atuação da proteção do relógio na SE
 Fonte: Autor

Na sequência, o relógio atua a sua função de religamento automático, fechando novamente o relógio (figura 3.5).

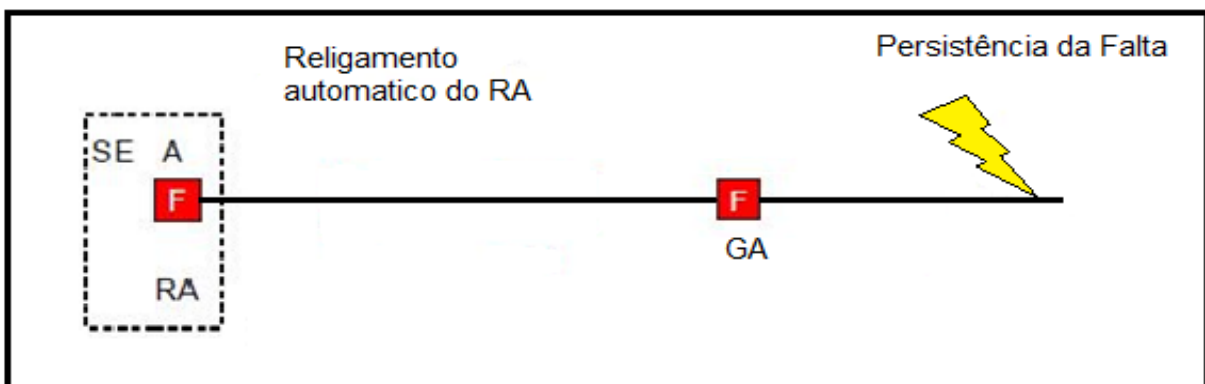


Figura 3.5 - Persistência de falta no circuito
 Fonte: Autor

Persistindo a falta, ocorrerá novamente a atuação da função de proteção de sobrecorrente no religador e ele abrirá, permanecendo aberto (figura 3.6), no instante em que o religador estiver aberto a chave GA abrirá isolando o trecho com defeito.

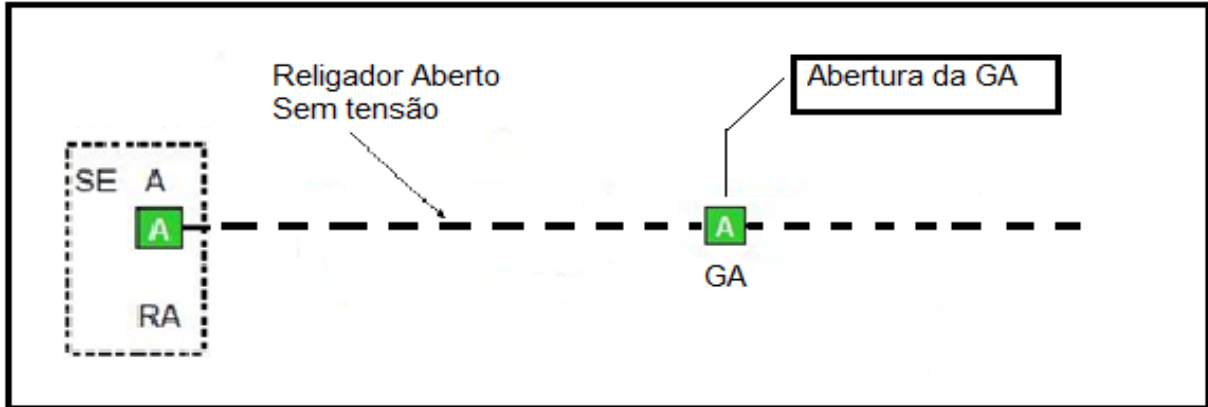


Figura 3.6 - Nova atuação de proteção do religador
 Fonte: Autor

Na sequência, o religador atua novamente a sua função de religamento automático, fechando o religador energizando o circuito até a chave GA (figura 3.7).

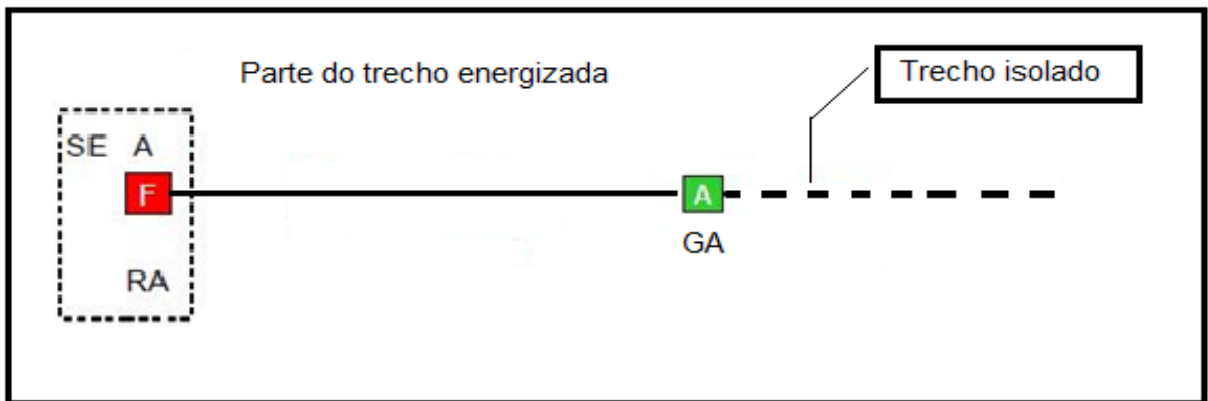


Figura 3.7 - Trecho defeituoso Isolado pela GA
 Fonte: Autor

3.2.1.2. 2º Método

Este método trata da implementação de uma função de *self-healing* que possui uma função de seccionalizadora, que trabalha coordenada através de tempo e corrente com o dispositivo de proteção da subestação, e apenas abre a chave instalada no tronco do alimentador, isolando a parte do tronco com falta e permitindo ao religador da subestação realizar o seu religamento com sucesso, o desenvolvimento tem dois objetivos principais:

- identificação do trecho com defeito e seu isolamento;

- reenergização dos demais trechos, sem presença de falta, minimizando o número de consumidores sem atendimento.

Para efetivar estas ações, foi implementado um algoritmo no módulo de configuração de lógicas de usuário, do sistema de supervisão e controle da concessionária. Este sistema se denomina sistema SASE (SASE, 2011).

Para que o sistema supervisorio possa realizar as ações programadas, é necessário efetuar as leituras de informações das UTRs instaladas junto as chaves telecomandas, chaves estas instaladas ao longo do tronco dos alimentadores. Também é necessário ler informações provenientes dos dois alimentadores, instalados nas duas subestações que farão parte do conjunto da recomposição.

A configuração adotada é a mostrada nas figuras 3.8 a 3.14. Nesta configuração, existem 5 chaves instaladas ao longo da rede de distribuição (denominadas nas figuras como GA). Uma destas chaves trabalha normalmente aberta, a as demais trabalham normalmente fechadas, como mostrado na figura 3.8. Cada extremidade é alimentada por um religador automático, proveniente de duas subestações distintas. A chave normalmente aberta serve para isolar os dois alimentadores, que normalmente não podem operar em paralelo.

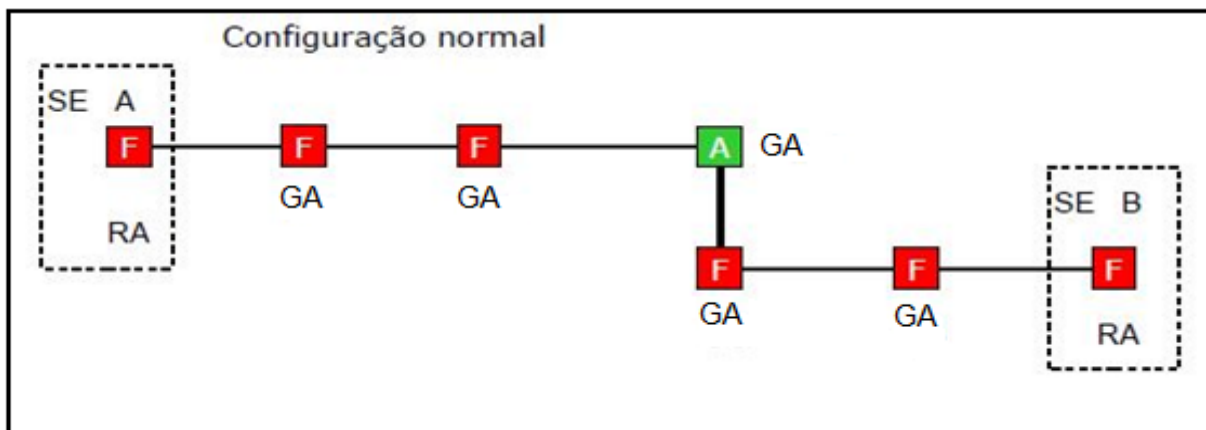


Figura 3.8 - Configuração normal do sistema
 Fonte: Autor

Partindo-se da situação normal do sistema, para ilustrar como o algoritmo se comporta, supõe-se a presença de um curto-circuito no trecho, conforme ilustrado na figura 3.9.

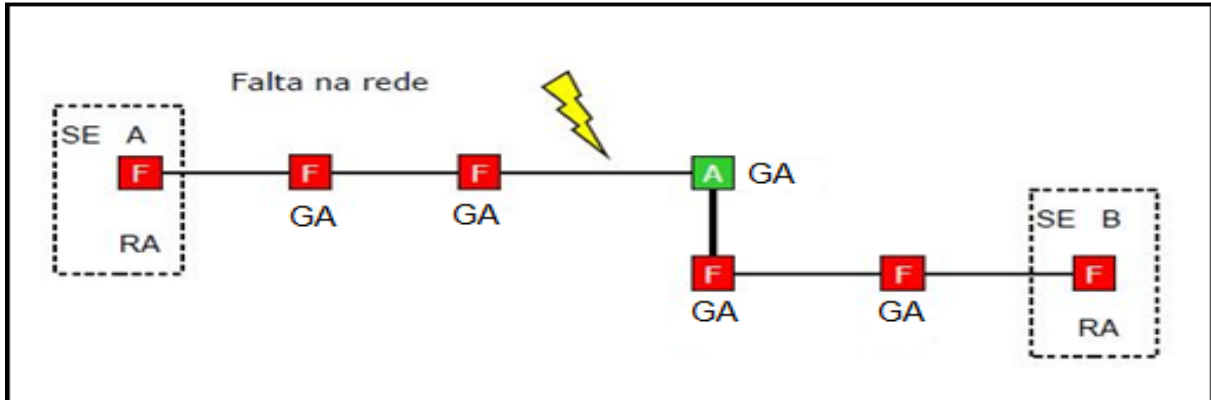


Figura 3.9 - Falta na rede de distribuição
 Fonte: Autor

Nesta situação, o relógio da SE A será sensibilizado, e atuará seu elemento de sobrecorrente, provocando sua abertura, conforme ilustrada na figura 3.10.

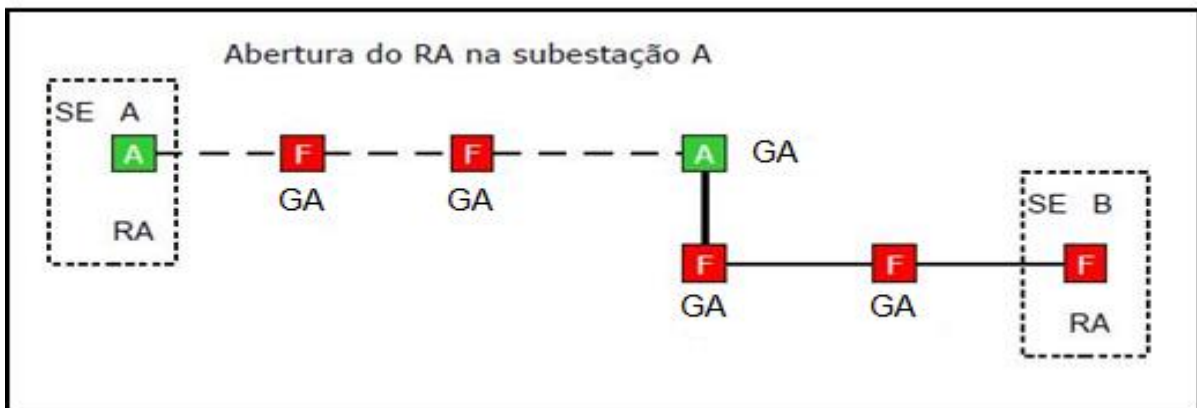


Figura 3.10 - Atuação de proteção do relógio da SE A
 Fonte: Autor

Na sequência, o relógio da SE A atua sua função de religamento automático, fechando novamente o relógio, conforme ilustra a figura 3.11.

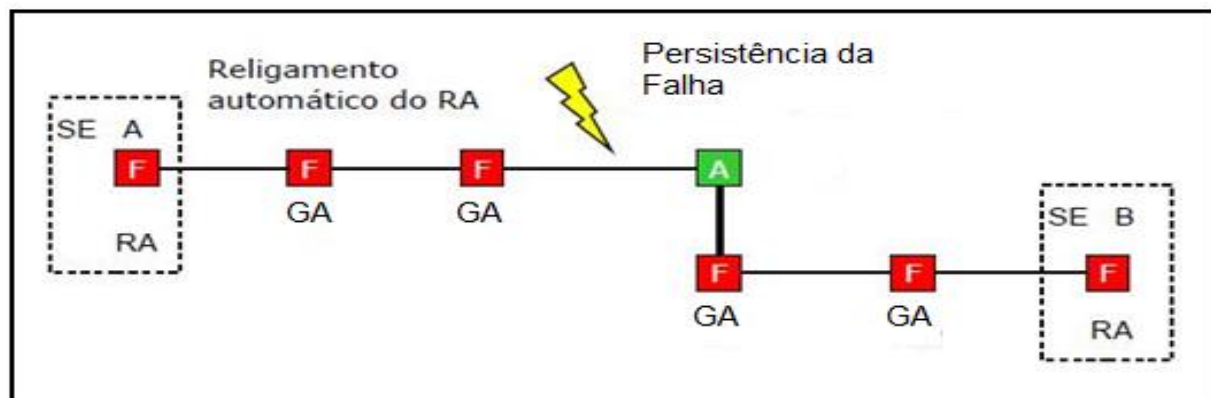


Figura 3.11 - Persistência de falta no relógio da SE A
 Fonte: Autor

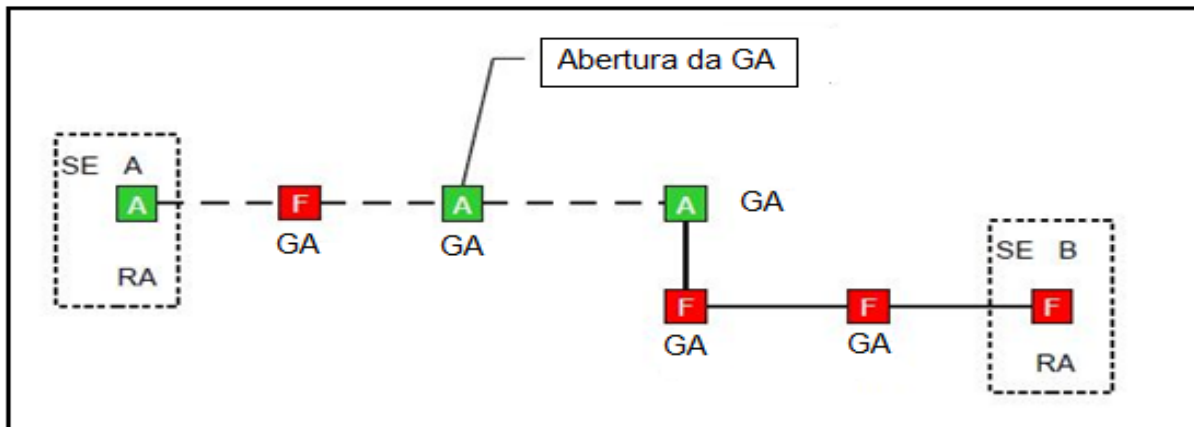


Figura 3.13 - Isolamento do trecho defeituoso pelo algoritmo de controle

Fonte: Autor

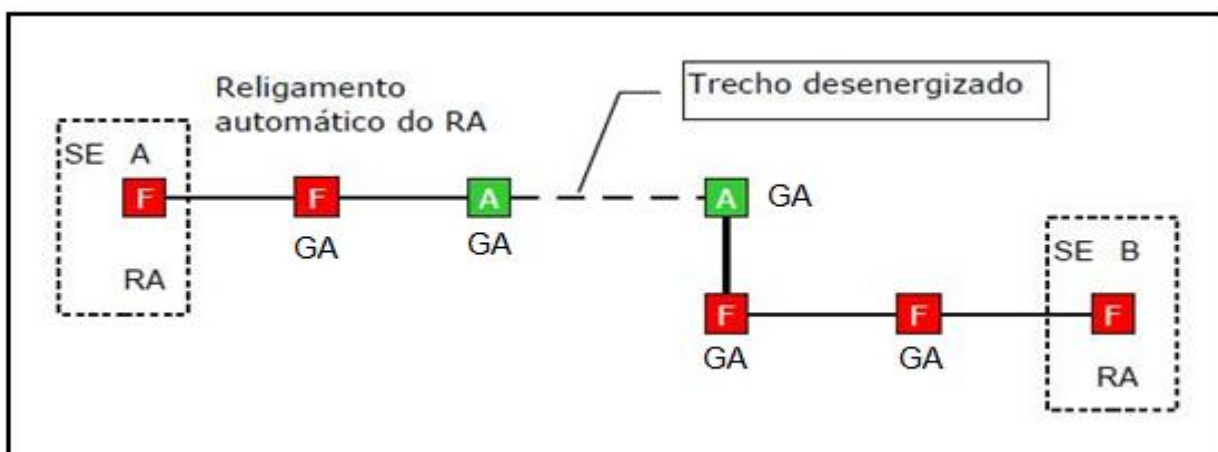


Figura 3.14 - Recomposição do sistema e isolamento do trecho defeituoso

Fonte: Autor

Através das informações de presença de tensão, sobrecorrente, estados dos equipamentos (aberto/fechado) quando da ocorrência de um curto-circuito, estes servem de informação para o sistema supervisor, a partir da lógica implementada, determinar a localização da falta, isolar o trecho faltoso e a recompor os demais trechos afetados fora do trecho com falta, sem a necessidade de intervenção de operador o centro de operação.

3.2.2 Sistema Loop Scheme - Eaton Corporation

O nome Loop Scheme foi dado ao sistema ao sistema de recuperação, trata-se de um módulo de software que é carregado em conjunto com os parâmetros de proteção e outros ajustes e transferido para o controle do religador para ativar as funções de recuperação automática. Uma vez ativada, a função melhora a continuidade dos sistemas de distribuição através de esquemas de transferência de carga e conexão/seccionamento de circuitos em anel.

Os controles dos religadores podem alterar o esquema de proteção com a ação do Loop Scheme. Os controles possuem vários perfis de proteção, os quais podem ser configurados diferentemente, de forma que um esquema de Loop Scheme possa ser facilmente implantado para aplicações como seccionador ou conexão. O controle detecta a queda de tensão do lado da fonte e/ou lado da carga e executa as funções programadas depois de uma temporização ajustada. Dependendo do ponto em que o religador está instalado dentro do esquema de Loop Scheme, o controle deve ser programado em modo de operação de seccionador ou de conexão.

- O modo de seccionador mede a tensão do lado da fonte de um religador normalmente fechado, sendo ativado na ocorrência de uma queda de tensão do lado da fonte. O controle poderá ser programado para executar abertura ou alterar o perfil de ajustes, conforme necessidade no circuito em anel.

- O modo de conexão mede a tensão de ambos os lados de um religador normalmente aberto, sendo ativado com a queda de tensão de qualquer lado e executando o fechamento e outras possíveis ações.

3.2.2.1. Transferência de carga

Um esquema simples de transferência de carga pode ser implementado utilizando-se 2 religadores conforme mostra o diagrama da Figura 3.15:

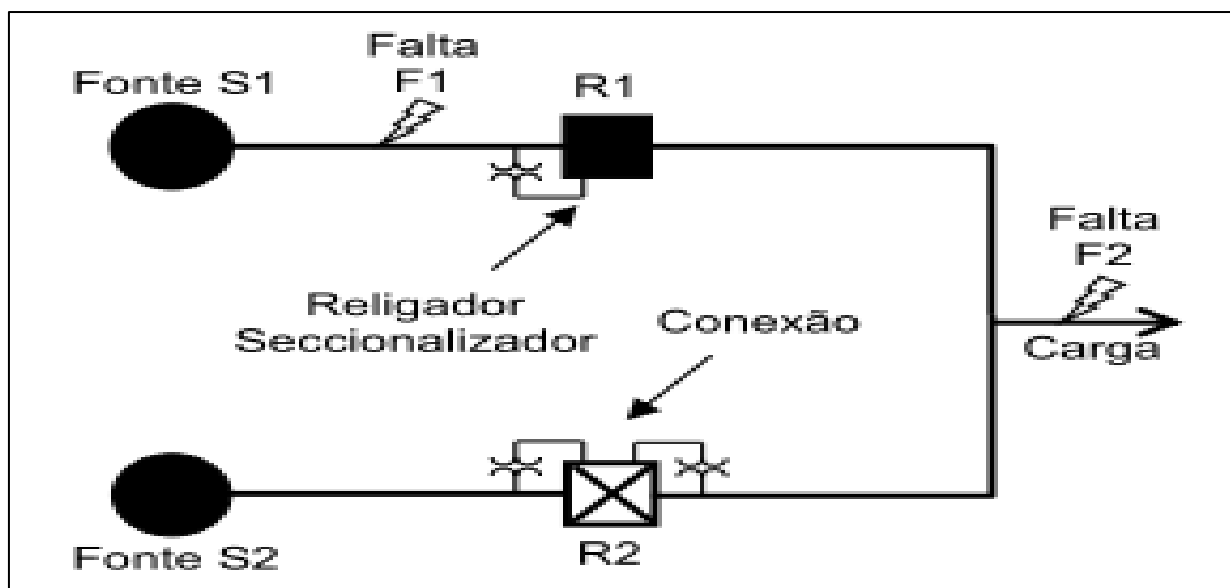


Figura 3.15 – Esquema de transferência de carga
 Fonte: (HELEBRANDO, 2017)

Nesta configuração o religador R1, normalmente fechado, mede tensão no lado da fonte. Quando for detectada uma queda de tensão na fonte S1 (por exemplo, quando ocorrer uma falta em F1), a função de Loop Scheme inicia, simultaneamente, a contagem de tempo nos religadores sendo que, R1 estará programado para abrir antes que o tempo programado para R2 fechar para restaurar o serviço a partir da fonte alternativa S2. Uma vez executada a transferência, quando houver necessidade de retornar à alimentação pela fonte preferencial S1, os controles podem ser preparados manualmente ou através de comandos de um sistema SCADA. Na eventualidade de uma falta permanente em F2, R1 deverá executar sua sequência de operações até sua abertura definitiva (bloqueio). Ao detectar a queda de tensão no lado carga, R2 fechará e deverá executar a sequência de operações até sua abertura definitiva. Contudo, a sequência de operações em R2 pode ser reduzida a uma única operação de abertura para bloqueio, utilizando uma opção de ação de bloqueio de religamento momentâneo após a ação de fechamento pelo Loop Scheme, de forma a evitar que ocorram religamentos se houver uma operação de fechamento sob falta dentro de um tempo ajustado do fechamento. Este tempo momentâneo de bloqueio de religamento pode ser configurado em torno de 30 segundos, por exemplo.

3.2.2.2. Loop Scheme Utilizando 3 Religadores

O diagrama da Figura 3.16 mostra um esquema típico de seccionamento e recuperação de circuito em anel com 3 religadores.

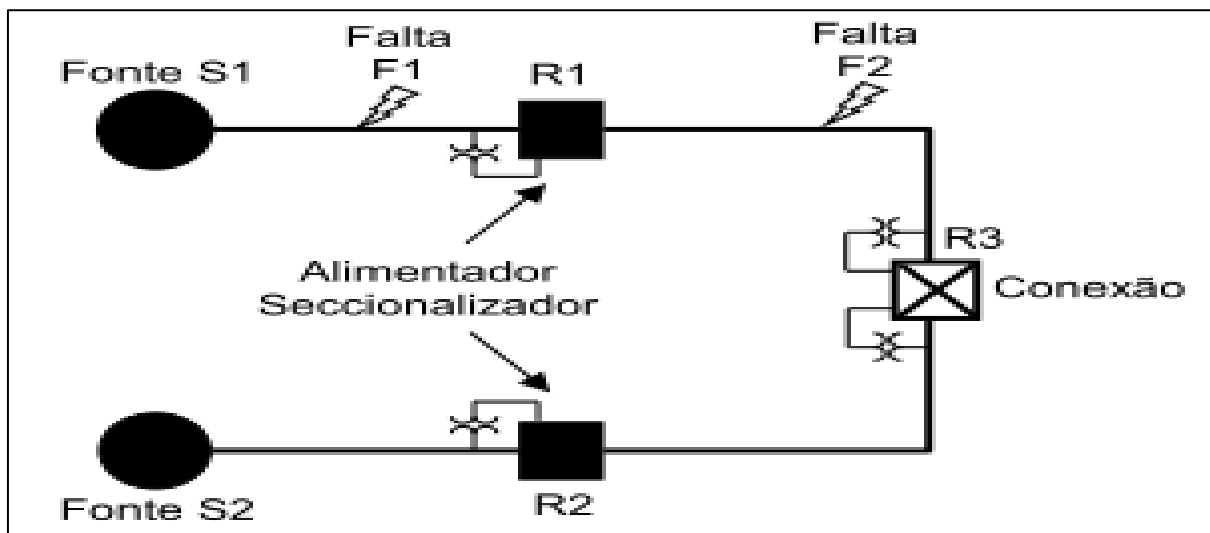


Figura 3.16 – Loop Scheme com 3 Religadores
 Fonte: (HELEBRANDO, 2017)

Os religadores alimentadores R1 e R2 estariam localizados aproximadamente no meio do trecho entre os dois alimentadores e suas respectivas cargas. As pontas finais dos alimentadores são conectadas em um religador normalmente aberto (CONEXÃO), R3. Os religadores alimentadores R1 e R2 são programados para executar a função de seccionizador dentro do Loop Scheme, enquanto R3 é programado com a função de conexão. Para exemplificar o funcionamento do esquema, R1 e R2 podem ser ajustados para um disparo mínimo de fase de 560 A e programados para executar como ação do Loop Scheme para alterar seus perfis de ajuste para um perfil alternativo com novo disparo mínimo apropriado (280 A neste exemplo) ou, dependendo dos requisitos do sistema, podem ser ajustados para abertura. O religador R3 deve ser ajustado para um disparo mínimo de 400 A. Quando ocorrer uma queda de tensão no lado da fonte de R1 por um tempo ajustado de 25 segundos, o Loop Scheme altera o perfil de ajustes de R1 para o alternativo cuja programação deverá ser de uma operação de abertura definitiva e seu ajuste de disparo mínimo será de 280 A. O religador R3 fecha em 30 segundos após a queda de tensão. Na eventualidade de que a queda de tensão detectada ter ocorrido por uma falta F1, o religador R1 irá abrir e bloquear imediatamente. Sob condições normais (S1 energizado), se ocorrer uma falta F2, o religador R1 executará sua sequência de operações até a abertura definitiva. Depois de 30 segundos, R3 fecharia sobre falta e bloquearia em sua única operação. Em todos os casos a falta é isolada em um único trecho defeituoso.

3.2.2.3. Loop Scheme Utilizando 5 Religadores

Um esquema de seccionamento e recuperação de circuito em anel com 5 religadores tem capacidade de isolar uma falta permanente em porções menores do circuito de distribuição enquanto mantém o serviço nos trechos sem defeito restantes.

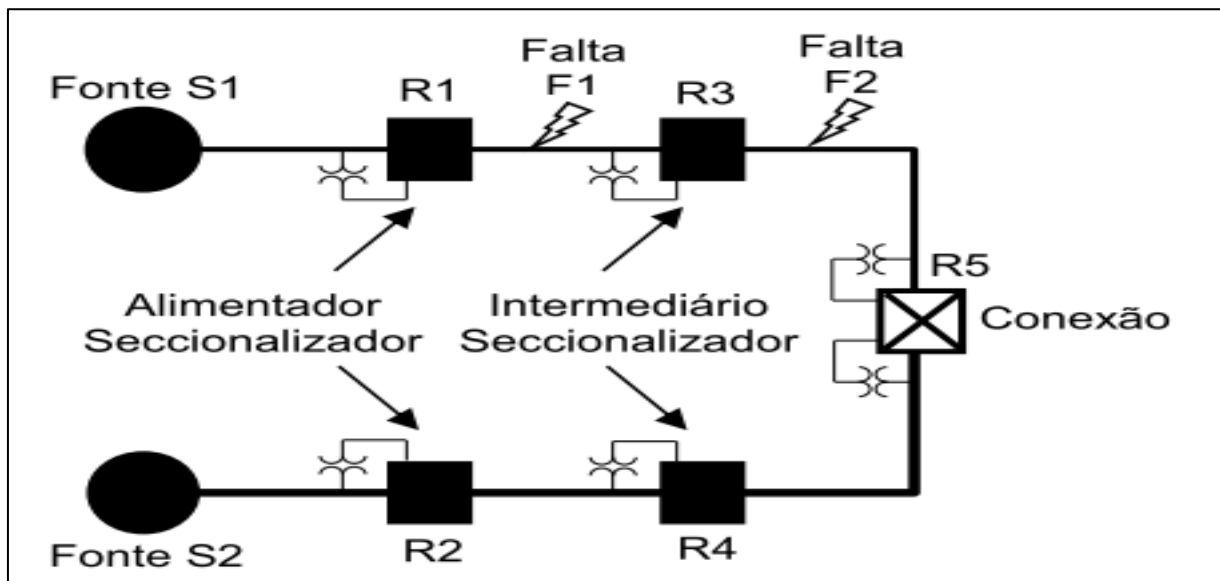


Figura 3.17 – Loop Sheme com 5 Religadores
 Fonte: (HELEBRANDO, 2017)

Neste esquema, cada circuito de distribuição é dividido em três seções de igual carga com religadores normalmente fechados R1, R3 e R2, R4. Os dois circuitos são levados ao ponto de conexão com um religador normalmente aberto, R5. Os controles dos religadores alimentadores R1 e R2 são programados para atuarem como seccionalizadores, que abrem e bloqueiam os religadores em um evento de queda de tensão da fonte após uma temporização programada. Os controles dos religadores intermediários R3 e R4 também estão programados para atuarem como seccionalizadores, porém, com a queda de tensão de fonte e após um tempo programado (maior que o tempo programado de R1 e R2), altera o perfil de ajustes para proporcionar um valor diferente de disparo mínimo e de um número reduzido de operações de abertura. O controle do religador R5 é programado como um religador de conexão Loop Scheme que irá fechar o religador quando detectar a queda de tensão em qualquer dos lados após um tempo programado maior que a dos religadores intermediários R3 ou R4. Como exemplo (vide diagrama da Figura 3.17), quando ocorrer uma queda de tensão na fonte S1, os religadores R1, R3, e R5 irão detectar e começarão a contar o tempo simultaneamente. O religador R1 expira seu contador primeiro e executa a abertura. A seguir, o perfil de ajustes de R3 é alterado e seu valor de disparo mínimo (antes ajustado para 560 A) se torna 280 A para coordenar com o religador de conexão. O recurso de bloqueio de religamento também é habilitado, ao menos, momentaneamente. Finalmente, o religador de conexão executa o fechamento. A maior parte do circuito do anel estará fechado até R1 e ficará alimentado pela

fonte S2. Quando for restabelecida a fonte S1, o retorno à operação normal do sistema poderá ser realizado manualmente ou através de comandos do SCADA. Se ocorrer uma falta permanente em F1, o religador R1 opera sua sequência de operações até a abertura definitiva normalmente. R3 e R5 detectam a queda de tensão e começam a contar seu tempo. O religador intermediário R3 expira seu contador de tempo e altera seu perfil de ajustes para um novo valor de disparo mínimo de 280 A e a sua sequência de operação é modificada momentaneamente para religamento bloqueado. Em seguida, o religador de conexão R5 expira seu contador de tempo e executa o fechamento sobre a falta quando R3 deverá abrir e bloquear. A falta será definitivamente isolada entre R1 e R3. O circuito restante estará energizado, tendo restabelecido o serviço na maior parte do circuito em anel. Se ocorrer uma falta permanente em F2, R3 irá operar normalmente sua sequência de operações até a abertura definitiva. Então, R5 detecta a queda de tensão e, após expirar a contagem do tempo programado, R5 executará o fechamento sobre a falta e deverá abrir e bloquear. A falta estará isolada entre R3 e R5 e o restante do circuito ficará energizado (HELEBRANDO, 2017).

3.2.3 Sistema *Intelliteam* - S&C Electric

O sistema *Intelliteam* é um sistema de recomposição automática que funciona de forma descentralizada, a função de recomposição automática é através do controle de dispositivos de manobras para a rede de distribuição, podendo ser chaves tripolares sob carga ou religadores. Estes dispositivos comunicam-se entre si de forma constante, e na ocorrência de uma falta, o sistema identifica o trecho sob falta, isolando-o e recompondo o maior número de clientes possíveis, através de fontes alternativas de energia elétrica, provenientes de diversas subestações interconectadas.

Seu princípio de funcionamento corresponde em atuar em duas etapas: isolar a falta e recompor os trechos sem falta. As informações referentes a esta seção são baseadas em (Ohara, 2009).

a) Isolamento da falta:

O isolamento da falta terá um comportamento diferente, quando se utiliza o controlador em um religador ou em uma chave. No caso de um religador, se a falta ocorrer após ele, este será responsável por abrir a falta e isolá-la.

Caso seja uma chave, o controlador irá detectar a sobrecorrente caso a falta ocorra após a chave, porém irá aguardar a ação do disjuntor do alimentador. Quando o controlador instalado na chave detecta a sobrecorrente e uma falta de tensão posterior, indicando a abertura do disjuntor da subestação, este irá comandar a abertura da chave no tempo morto do disjuntor (tempo de religamento), evitando que a chave sob carga abra sob uma corrente de falta para a qual ela não está dimensionada. As ações de isolamento da falta ocorrem de forma independente dos demais membros do sistema.

b) Recomposição Automática do Sistema:

A partir do isolamento da falta, cada controlador envia as informações do evento, para os demais controladores. Juntando com as informações dos controladores adjacentes a eles, cada controlador tomará a decisão de fechar o religador ou chave sob carga, restabelecendo a tensão no trecho. Esta decisão seguirá uma série de regras, descritas a seguir:

- a falta não deve estar no trecho recomposto;
- o trecho a ser recomposto não deve sobrecarregar o alimentador para o qual será transferido, sendo desta forma verificada a carga anterior antes da transferência.

Caso a recomposição venha a trazer sobrecarga a um alimentador, se houver um outro alimentador alternativo para realizar esta recomposição o sistema irá fechar a chave conectada a este alimentador.

A figura 3.18 ilustra um sistema exemplo da solução, constituído de 12 chaves sob carga (chaves nomeadas de A a M). Quatro alimentadores que indicam quatro fontes provenientes de quatro subestações (SUB1, SUB2, SUB3 e SUB4), dotados de disjuntores na subestação com lógica de religamento, sendo que em condição normal SUB2 atende ao trecho em verde, SUB3 ao trecho em laranja, SUB4 ao trecho em azul e SUB1 serve como fonte alternativa de interconexão.

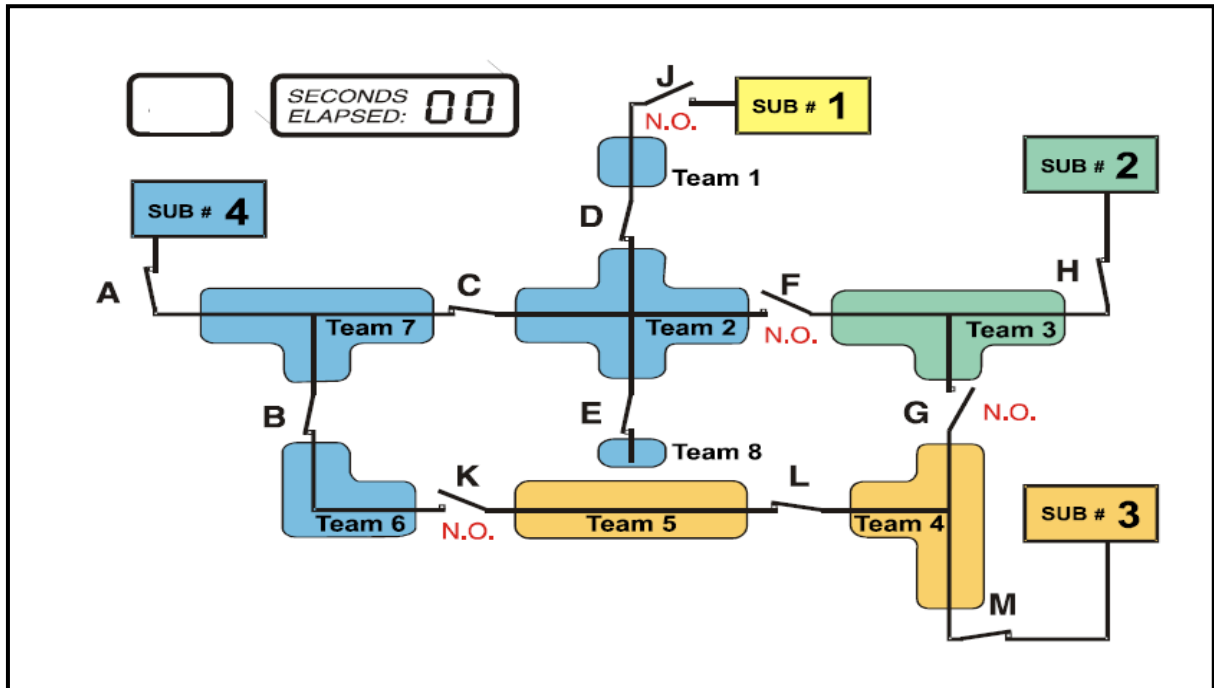


Figura 3.18 – Sistema exemplo em sua configuração normal
 Fonte: OHARA, 2009.

Considerando uma falta ocorrida entre as chaves A,B,C, como ilustra a figura 3.19, como são chaves sob carga, sem capacidade de interrupção de falta, quem irá interromper a falta será o disjuntor da subestação 4, deixando todo o trecho em azul desligado, como pode ser ilustrado na figura 3.19.

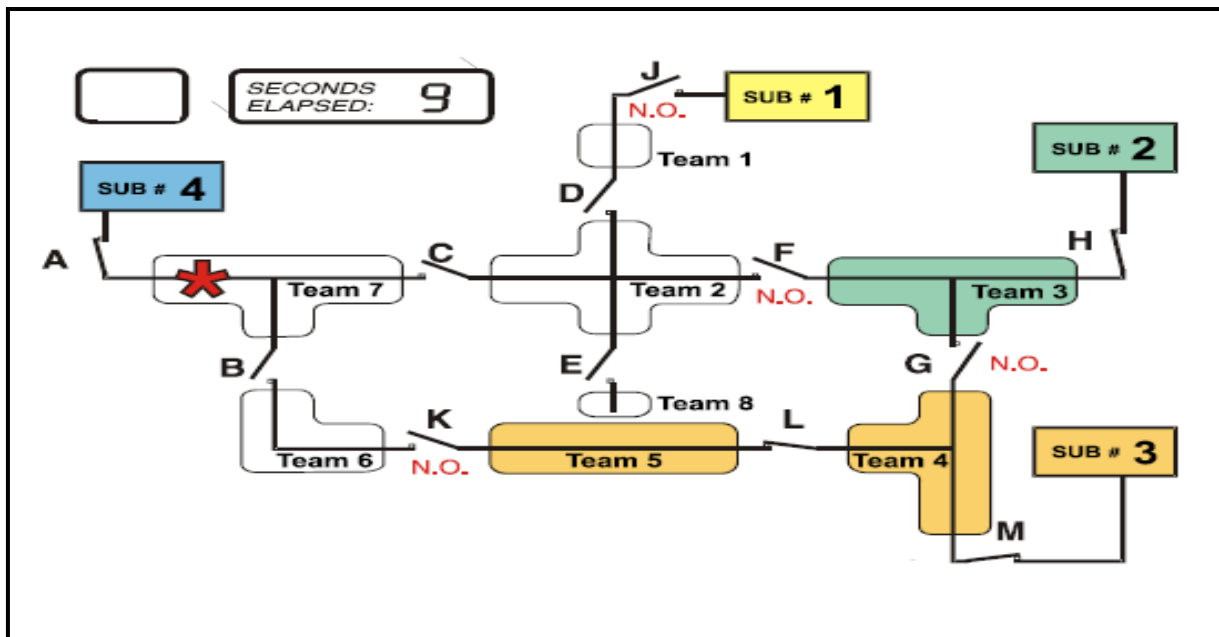


Figura 3.19 – Falta entre as chaves A, B e C
 Fonte: OHARA, 2009.

Após detectar a falta de tensão, as chaves A, B, C, D e E (normalmente fechadas) irão abrir, seguindo a premissa de isolar a falta. Depois deste fato, haverá a troca de informações entre os controladores instalados nas chaves, informando o que cada controlador detectou (ausência de tensão, detecção de falta, posição da chave). Após cumprida esta etapa, inicia-se o processo de recompor o sistema automaticamente.

O controlador da chave J (normalmente aberta), com as informações do controlador da chave D, saberá que o trecho entre eles está desligado, e que D não detectou falta de sobrecorrente, logo a falta não está neste trecho. A conclusão é que poderá restabelecê-lo através do alimentador SUB1, e então, fechará a chave J.

A chave F receberá informações das chaves D, E e C, e tomará a mesma decisão (fechar a chave F), restabelecendo pelo alimentador SUB2 este trecho, conforme ilustra a figura 3.20.

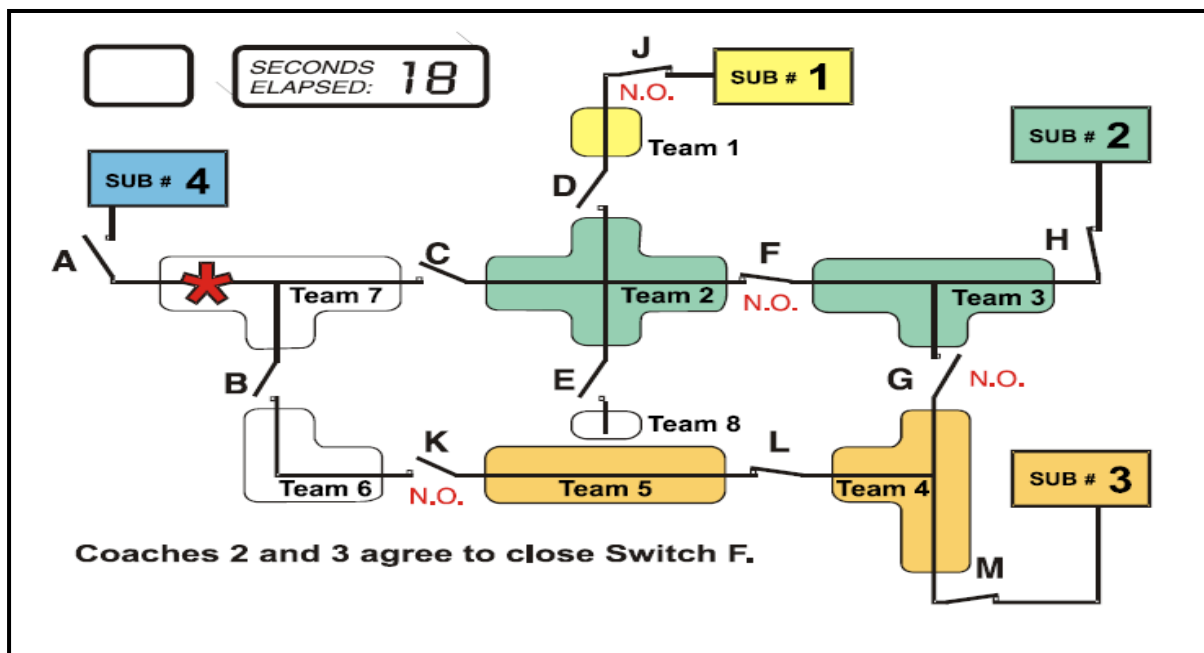


Figura 3.20 - Chaves J e F fecham
 Fonte: OHARA, 2009.

Após estas recomposições, as chaves K e E detectam o retorno da tensão (no caso da chave K não houve perda de tensão). A chave K recebe a informação de B, de que não ocorreu falta no seu trecho, decidindo assim por restabelecer este trecho através do SUB3, fechando desta forma a chave K.

os consumidores do trecho entre A,B e C, enquanto que a atuação manual, mesmo que remota feita pelo despachante, ocasionaria em registros em todo o trecho alimentado por SUB4

3.2.4 Solução Função de reconfiguração LUA - COPEL

Esta solução foi desenvolvida internamente na Copel Distribuição, que compreende em uma função baseada em *script* LUA implementada no sistema supervisorio da automação (SASE) utilizado pela da COPEL Distribuição.

Para colocar em prática o sistema foram considerados os objetivos básicos de uma função para recomposição automática da rede de distribuição ou selfhealing, quando na ocorrência de um evento de defeito na rede o sistema deve recompor o maior número possível de consumidores, efetuar o menor número possível de manobras e não inserir erros no processo que já era realizado pelo operador de sistema.

A função desenvolvida atua nos casos em que houver ocorrência de falta na rede de distribuição (13,8 e 34,5 kV) e nos casos que ocorrem desligamento da barra de carga de subestação.

Para implementar o sistema foi necessário distinguir os tipos de fontes dos alimentadores a qual serão implementados o sistema. Neste caso, foi considerado fonte primária é aquela pela qual passou a falta que ocorreu na rede. Fontes Secundárias são aquelas que potencialmente podem assumir um ou mais blocos de carga desligados, antes alimentados pela sua Fonte Primária. Segue os pré-requisitos e critérios para (Silva, 2016):

A. Recomposição Fonte Primária:

- Detectar e isolar a falta;
- Fechar o RA que “sentiu” a falta;
- Fazer isso para um número qualquer de fontes, uma topologia de rede qualquer e condição inicial qualquer;

B. Recomposição Fonte(s) Secundária(s):

- Recompor o máximo possível de carga;
- Efetuar o menor número possível de manobras;
- Respeitar o limite máximo de carga por alimentador;

- Distribuir a carga entre fontes somente quando necessário;
- Equalizar a carga entre as fontes na distribuição;
- Fazer isso para um número qualquer de fontes, uma topologia de rede qualquer e condição inicial qualquer;
- Possibilidade de estabelecer trechos prioritários;

C. Recomposição Por Desligamento de Barra:

- Recompôr o máximo possível de carga
- Efetuar o menor número possível de manobras
- Respeitar o limite máximo de carga por alimentador
- Distribuir a carga entre fontes somente quando necessário
- Equalizar a carga entre as fontes na distribuição
- Fazer isso para um número qualquer de fontes, uma topologia de rede qualquer e condição inicial qualquer
- Possibilidade de estabelecer trechos prioritários

Um algoritmo que faça a recomposição de Fonte Secundária, pode ser perfeitamente aproveitado para a recomposição por desligamento de barra. As características gerais desta função:

- não há limitação de topologia
 - não há limitação de número de chaves
 - não há limitação de número de fontes
 - a condição inicial de operação (chaves NA e NF) é definida em tempo real
 - trabalha com RAs do tipo microprocessados
 - trabalha chaves de rede automatizadas, cujo elemento de controle (unidade terminal remota) presente a confiabilidade necessária para esse tipo de aplicação.
-

- ainda não trabalha com RA de rede;
- ainda não trabalha com recomposição por desligamento de barra.

Este sistema com as características mostradas nesta seção foi implementado em alguns dos alimentadores da Copel Distribuição, porém não foi continuado devido o grau de complexidade apresentado, sendo assim a empresa entendeu que a implantação de tal sistema em escala seria inviável.

3.3 Implantação de sistemas de *Self-healing* na rede de distribuição da COPEL Distribuição

Destas soluções apresentadas no item anterior a empresa identificou quais delas teria viabilidade técnica e econômica nas aplicações em que se identificou os casos que causavam maior impacto nos indicadores de continuidade de energia, no caso as áreas rurais foram identificadas como a mais críticas.

A solução mais viável econômica e tecnicamente foi a solução dos sistemas Loop Scheme da EATON, em março de 2016 foi iniciado o processo de implantação do primeiro Sistema de Recuperação Automática na Copel. A empresa opera uma rede de média tensão de aproximadamente 200.000 Km, 2500 circuitos com 350 subestações automatizadas. O circuito escolhido como teste opera na tensão de 34,5 kV, que é utilizada para subtransmissão e para distribuição de energia principalmente em áreas rurais. A Figura 3.22 ilustra a configuração do Sistema Elétrico, composto por duas Subestações Fontes de 138/34,5/13,8 kV, denominadas de RZA (Realeza) e DVI (Dois Vizinhos).



Figura 3.22 – Configuração do sistema elétrico escolhido
 Fonte: (HELEBRANDO, 2017)

Da SE RZA partem dois circuitos de 34, 5kV que alimentam a Estação de Chaves de SLA (Salto do Lontra), que atende todas as cargas urbanas e rurais do município ao qual está instalada. Um dos circuitos da Estação de Chaves SLA é utilizado para interligação de outro circuito proveniente da Subestação Dois Vizinhos. Este circuito alimenta aproximadamente 3.000 consumidores rurais, cuja maioria são produtores da cadeia de frango, cujo estado do Paraná (área de concessão da Copel) é o maior exportador mundial e que hoje são extremamente dependentes da energia elétrica para execução de suas atividades produtivas (HELEBRANDO, 2017).

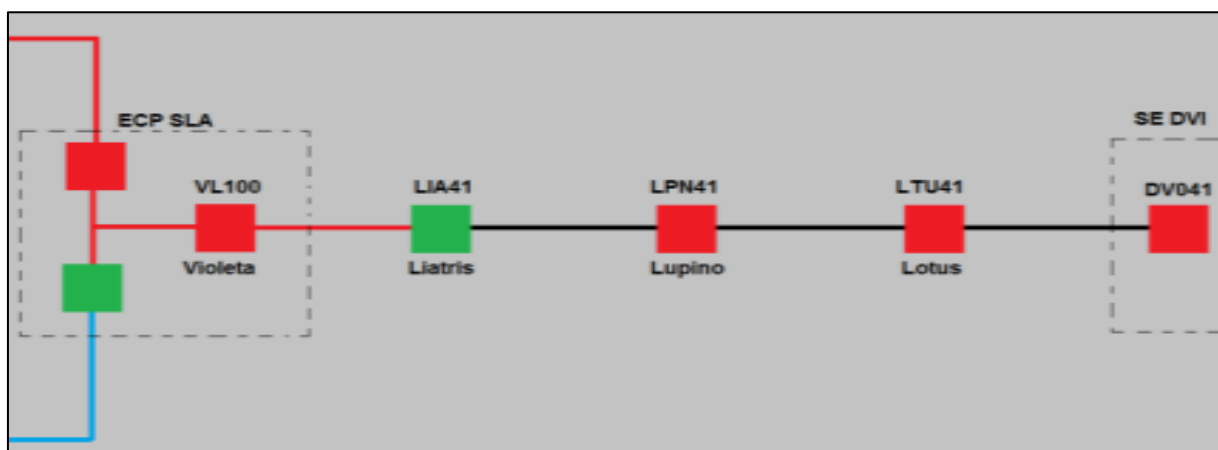


Figura 3.23 – Pontos do sistema de recuperação automática escolhidos
 Fonte: (HELEBRANDO, 2017)

Para implantação da configuração foi idealizado a instalação de cinco religadores automáticos com a função de Loop Scheme embarcada, seccionando o trecho de interligação dos alimentadores da Estação de Chaves SLA e da Subestação DVI em quatro partes, conforme ilustra a Figura 3.23.

4 Análise dos resultados

A análise do estudo de caso apresenta uma comparação com os dados de Indicadores de Continuidade de alguns alimentadores da Distribuidora e compensações por transgressões dos limites de continuidade pagas aos clientes antes e depois da implantação dos sistemas de *self-healing* nos alimentadores dos conjuntos.

4.1 Compensação pela Transgressão dos Limites de Continuidade

A superintendência de Engenharia e Operação da Copel Distribuição criaram várias iniciativas para atacar os pontos vulneráveis que poderiam influenciar nos indicadores de qualidade de energia desde melhorias no processo de gestão de ativos, priorização de mão de obras para instalações de novos equipamentos.

O resultado dos investimentos nos últimos anos investimentos em obras de desempenho e expansão pode ser visto no resultado dos indicadores DEC e FEC da Copel Distribuição que apresentou melhoria na quantidade e na duração das interrupções para o ano de 2018, em comparação com o ano anterior (COPEL, 2018).

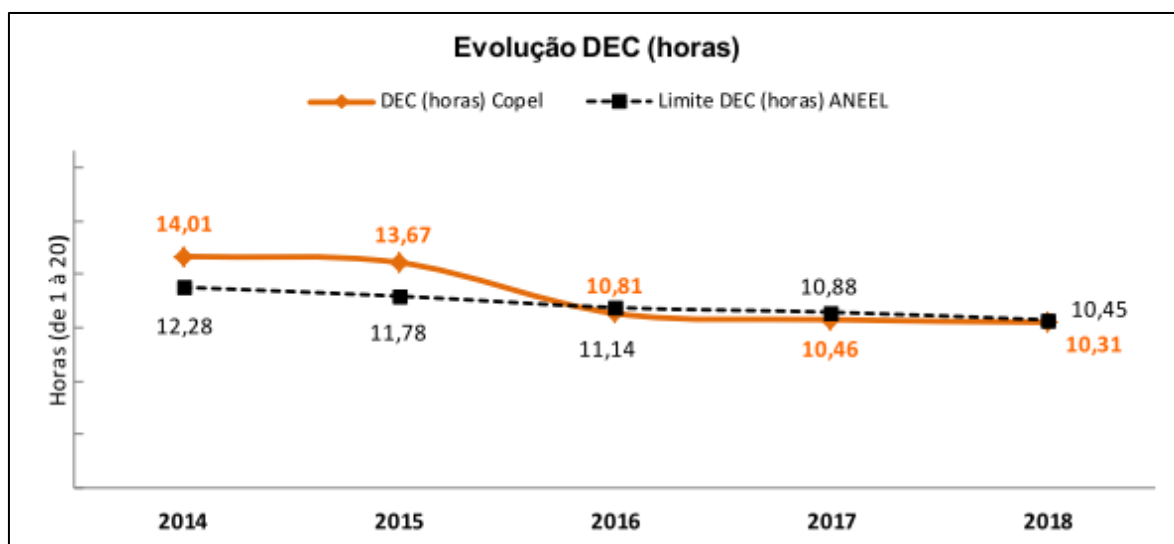


Figura 4.1 - Evolução do DEC
Fonte: (COPEL, 2018)

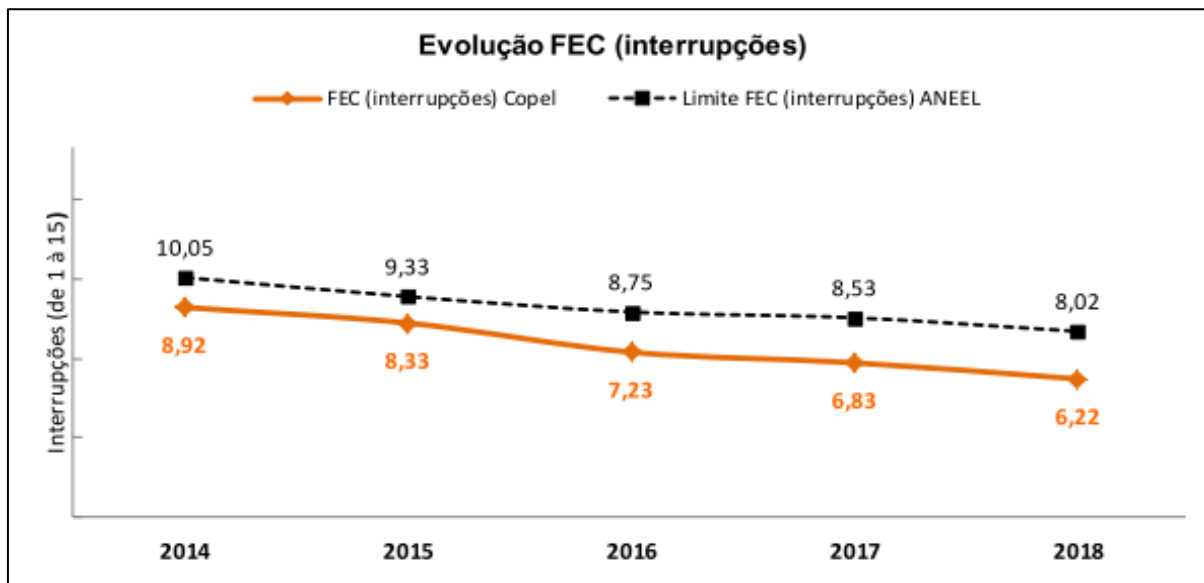


Figura 4.2 - Evolução do FEC
 Fonte: (COPEL, 2018)

A Copel Distribuição fechou o ano de 2017 com seus melhores indicativos de qualidade do fornecimento de energia desde que a atual metodologia de cálculo foi adotada pela agência reguladora do setor, a Aneel. Nos últimos quatro anos, a frequência dos desligamentos diminuiu 23,3% na área de concessão atendida pela Companhia; já a duração das interrupções no fornecimento reduziu 25,2%. Os resultados do ano apontam uma disponibilidade do sistema de distribuição para os clientes atendidos da ordem de 99,88 (COPEL, 2019a).

Também é possível verificar o retorno do investimento pelas compensações por compensações paga aos consumidores, devido as interrupções ocorridas no mesmo período.

Tabela 4.1 - Índices de Compensação de Continuidade

| Distribuidora | Conjunto ¹ | Período de Referência | Unidades Consumidoras ² | DEC ³ | DEC Limite ⁴ | FEC ³ | FEC Limite ⁴ | Compensações pagas no período |
|---------------|-----------------------|-----------------------|------------------------------------|------------------|-------------------------|------------------|-------------------------|-------------------------------|
| COPEL-DIS | TODOS | 01/2014 a 12/2014 | 28045198,42 | 2171,39 | 1835,00 | 1312,68 | 1434,00 | R\$ 15.063.305,07 |
| | | 01/2015 a 12/2015 | 28.879.929 | 2236,19 | 1753,00 | 1271,92 | 1337,00 | R\$ 23.163.400,22 |
| | | 01/2016 a 12/2016 | 29.362.331 | 1730,11 | 1645,00 | 1100,32 | 1645,00 | R\$ 17.205.958,43 |
| | | 01/2017 a 12/2017 | 31.004.956 | 1745,60 | 1598,00 | 1040,65 | 1217,00 | R\$ 16.611.962,80 |
| | | 01/2018 a 12/2018 | 31.544.638 | 1720,19 | 1545,00 | 951,56 | 1150,00 | R\$ 20.344.004,13 |

Fonte: (ANEEL, 2019)

4.2 Análise dos resultados após sistema de *self-healing* implementado

Ao realizar uma análise, podemos observar o impacto da instalação do sistema nos alimentares escolhidos nos estudos realizados pela empresa do estudo caso. Uma forma de verificar o retorno do investimento, talvez a não mais eficaz é através das compensações pagas aos consumidores, devido as interrupções ocorridas no mesmo período, outra forma é através dos valores dos indicadores de continuidade DEC e FEC. Embora o cálculo do impacto não é tão trivial e direto, é necessário considerar outros fatores.

Os valores apresentados nas tabelas abaixo são os dados oficiais divulgados pela ANEEL referente ao período anual de setembro de 2014 a setembro de 2019, o período que foi instalado o sistema. No alimentador Pinhal e Gonçalves Dias o sistema foi instalado em 2017, já no alimentador São Braz o sistema foi instalado em 2015.

A tabela 4.2 abaixo mostra os valores do indicador DEC nos alimentadores em que o sistema de *self-healing* escolhido foi implantado.

Tabela 4.2 – Indicador Coletivo de Continuidade - DEC por alimentador da Copel Distribuição S.A.

| DEC | Conjunto | Alimentador | Período | | | | |
|-----|---------------------------|------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | | | 2014 - 2015 | 2015 - 2016 | 2016 - 2017 | 2017 - 2018 | 2018 - 2019 |
| | SANTO ANTONIO DO SUDOESTE | PINHAL | 33,28 | 41,82 | 25,68 | 22,51 | 0,75 |
| | DOIS VIZINHOS | SAO BRAZ | 56,27 | 36,73 | 31,11 | 49,69 | 4,42 |
| | IRATI | GONCALVES JUNIOR | 27,08 | 27,08 | 32,32 | 12,02 | 9,12 |

Fonte: (ANEEL, 2019)

Já na tabela 4.3 abaixo mostra os valores do indicador FEC dos circuitos onde foram implantados os sistemas

Tabela 4.3 - Indicador Coletivo de Continuidade - FEC por alimentador da Copel Distribuição S.A.

| FEC | Conjunto | Alimentador | Período | | | | |
|-----|---------------------------|------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | | | 2014 - 2015 | 2015 - 2016 | 2016 - 2017 | 2017 - 2018 | 2018 - 2019 |
| | SANTO ANTONIO DO SUDOESTE | PINHAL | 15,63 | 21,86 | 13,60 | 10,17 | 0,32 |
| | DOIS VIZINHOS | SAO BRAZ | 37,90 | 25,99 | 20,81 | 27,45 | 2,07 |
| | IRATI | GONCALVES JUNIOR | 17,59 | 17,59 | 19,68 | 6,10 | 6,97 |

Fonte: (ANEEL, 2019)

No período apresentado é possível observar melhoras aparentemente não muito significativas no indicador principalmente após o ano em que instalado. A diferença no indicador pode ser observada também nos conjuntos em que os alimentadores estão inseridos, ainda que em menor impacto, isso devido que o conjunto abrange um universo de muitos alimentadores. Isso pode ser observado nas tabelas 4.4 e 4.5 abaixo.

Tabela 4.4 - Indicador Coletivo de Continuidade - DEC por conjunto da Copel Distribuição S.A.

| DEC | Conjunto | Período | | | | |
|-----|---------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | | 2014 - 2015 | 2015 - 2016 | 2016 - 2017 | 2017 - 2018 | 2018 - 2019 |
| | SANTO ANTONIO DO SUDOESTE | 19,46 | 19,16 | 14,12 | 12,31 | 0,89 |
| | DOIS VIZINHOS | 21,46 | 20,54 | 16,87 | 18,05 | 1,09 |
| | IRATI | 15,91 | 15,91 | 13,85 | 10,88 | 9,92 |

Fonte: (ANEEL, 2019)

Tabela 4.5 - Indicador Coletivo de Continuidade - FEC por conjunto da Copel Distribuição S.A.

| FEC | Conjunto | Período | | | | |
|-----|---------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | | 2014 - 2015 | 2015 - 2016 | 2016 - 2017 | 2017 - 2018 | 2018 - 2019 |
| | SANTO ANTONIO DO SUDOESTE | 11,66 | 11,47 | 11,38 | 7,79 | 0,57 |
| | DOIS VIZINHOS | 13,34 | 14,99 | 13,54 | 12,37 | 0,96 |
| | IRATI | 9,82 | 9,82 | 8,46 | 8,05 | 6,89 |

Fonte: (ANEEL, 2019)

Importante observar o impacto sempre será maior no indicador DEC do que no indicador FEC, isso devido a característica de funcionamentos de um sistema *self-healing*. A abertura temporária dos religadores dos alimentadores acontece com frequência, isso devido a característica de funcionamento do religador e do sistema de *self-healing* escolhido.

Os sistemas ainda estão em fase de implantação na Copel Distribuição, visto que há ganhos nos indicadores do alimentador, a ideia é implantar os sistemas vários alimentadores principalmente nos que estão com indicadores com os indicadores ruins. Como mostra o gráfico abaixo da meta de implantação.

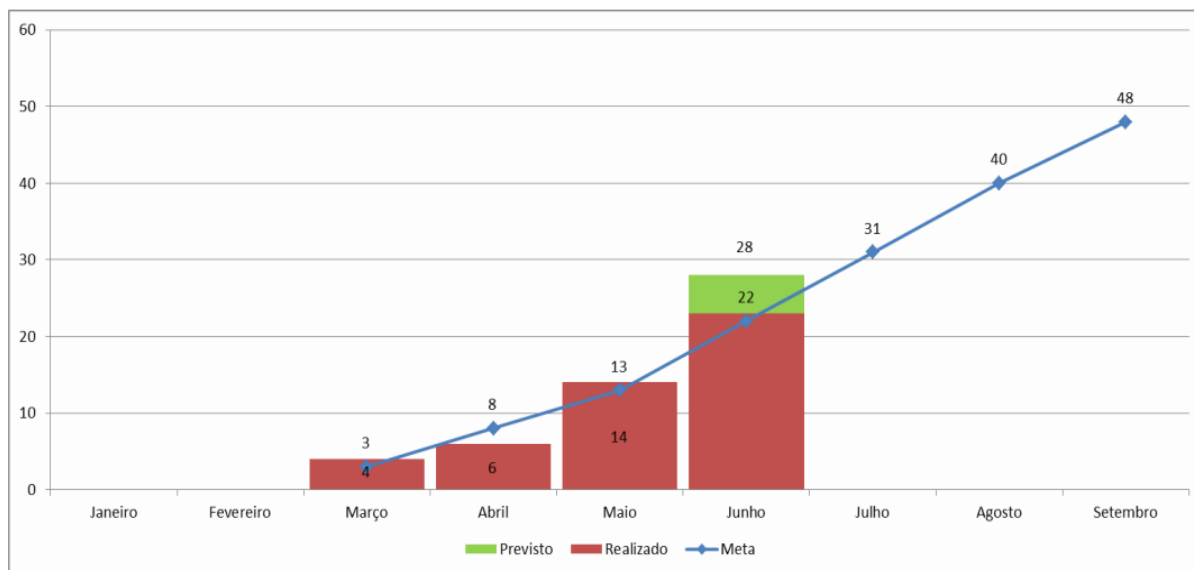


Figura 4.3 – Evolução da implantação dos sistemas
 Fonte: (COPEL, 2019b)

Os números apresentados no gráfico mostram o número de sistemas implantados somente no ano de 2019 e o planejamento é que a instalação continue nos próximos anos chegando ao valor total de 380 sistemas instalados ao longo das redes de distribuição da Copel Distribuição. Dessa forma com a instalação dos sistemas espera-se reduzir ao máximo os valores dos indicadores de continuidade DEC e FEC nos alimentadores e conjuntos que possuem os piores indicadores, reduzindo aproximadamente o tempo de desligamento em até 20 minutos no DEC.

A ANEEL avalia o cumprimento das cláusulas sobre qualidade do serviço prestado e eficiência da gestão econômico-financeira, pelas distribuidoras que tiveram os contratos de concessão de distribuição prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013 e do Decreto nº 8.461/2015. Com o objetivo de melhorar a qualidade de serviço, para os contratos de concessão prorrogados a ANEEL estabeleceu métricas de melhoria contínua a serem avaliadas ao longo dos 5 primeiros anos do contrato. O descumprimento dessas métricas por dois anos consecutivos, ao longo dos 5 anos, ou no 5º ano, acarretará a instauração de processo administrativo que pode resultar na extinção da concessão, resguardado o direito à ampla defesa e ao contraditório(ANEEL, 2019).

A ANEEL reconheceu o cumprimento das cláusulas de qualidade para muitas das distribuidoras de energia elétrica em relação aos limites de Indicadores de Duração e Frequência de Interrupções Interno (DECI e FECI), referentes ao ano de 2016.

Algumas distribuidoras como a COPEL Distribuição tiveram reconhecimento parcial do cumprimento das cláusulas de qualidade, pois a Agência aguarda ainda a finalização do processo fiscalizatório dessas empresas.

Assim sendo de suma importância os esforços da empresa em estudar e implementar novas tecnologias para manter os indicadores de qualidade no fornecimento de energia dentro das metas determinadas pela ANEEL, visto que é um indicador que impacta diretamente no processo de renovação de concessão da distribuidora.

5 CONCLUSÃO

O trabalho apresenta um estudo de caso de uma distribuidora do setor elétrico que apresenta uma análise e seus resultados mediante a experiência da implantação de novas tecnologias afim de manter os indicadores de qualidade de energia dentro das metas estabelecidas pela ANEEL. A implantação destes sistemas faz parte do planejamento estratégico da empresa, pois envolve altos investimentos e várias áreas da empresa.

Com os dados apresentados é possível observar que a relação da implantação dos sistemas e melhorias dos indicadores de continuidade de energia não é direta, ou seja, não é simplesmente implantar e medir o indicador. Isso porque existem outros parâmetros que também influenciam diretamente, como se houve tempestade na região acarretando a realização de expurgos nos indicadores, manutenção preventiva a rede de distribuição onde o sistema foi implementado e o fator disponibilidade do sistema implementado, ou seja, quanto o sistema ficou em operação durante o período do indicador, além do crescimento dinâmico da rede de distribuição do sistema implementado.

Mesmo que a relação não seja uma relação direta é possível observar uma melhora nos indicadores de continuidade de energia DEC e FEC durante o período após a implantação dos sistemas, isso evidencia que os sistemas de *self-healing* contribuem fortemente para melhoria dos indicadores de continuidade de energia. A viabilidade deste investimento é suportada pelos resultados obtidos no estudo de caso. A implantação estratégica de sistemas de *self-healing* em alimentadores adequadamente estudados corretamente pelas áreas de planejamento e proteção de sistemas elétrico, melhora a confiabilidade, mitigando o impacto de falhas temporárias e segurança na rede de distribuição de energia.

É importante observar que outras medidas tomadas pela empresa para reduzir os indicadores, como as manutenções preventivas, podas de arvores e a proteção de cabos em redes compactas de distribuição de energia.

6 Bibliografia

ABRADEE (2019) 'Website', <http://www.abradee.org.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor/>.

Amin, M. (2001) 'Toward self-healing energy infrastructure systems', *Computer Applications in Power, IEEE*, 14(1), pp. 20–28. doi: 10.1109/67.893351.

ANEEL (2015a) *Indicadores e Compensação de Continuidade*, website:<http://www.aneel.gov.br/>. Available at: website:<http://www.aneel.gov.br/> (Accessed: 10 June 2015).

ANEEL (2015b) 'Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica'.

ANEEL (2018) 'Módulo 8-Qualidade da Energia Elétrica Revisão Motivo da Revisão Instrumento de aprovação pela ANEEL Data de vigência'.

ANEEL (2019) 'Regulação do Setor Elétrico, Índices de compensação de continuidade e Avaliação de desempenho das distribuidoras', <https://www.aneel.gov.br/>.

Angelo, C. and Selejan, P. (2013) 'Technologies of the self healing grid', in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*. Institution of Engineering and Technology, pp. 0850–0850. doi: 10.1049/cp.2013.0968.

Arefifar, S. A., Mohamed, Y. A. I. and El-fouly, T. H. M. (2013) 'Comprehensive Operational Planning Framework for Self-Healing Control Actions in Smart Distribution Grids', *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 28(4), pp. 1–9.

Bernardo, Alberto and Silva, Nuno and Carrapatoso, Antonio and Ockwell, G. (2011) 'Preventive Assessment for Combined Control Centre and Substation Centric Self-healing Strategies', *Conference: IEEE EnergyCon 2016*, CIRED 2011.

Bouhafs, F., Mackay, M. and Merabti, M. (2012) 'Links to the future', *IEEE Power and Energy Magazine*, 10(1), pp. 24–32. doi: 10.1109/MPE.2011.943134.

Brown, H. E. and Suryanarayanan, S. (2009) 'A survey seeking a definition of a smart distribution system', *41st North American Power Symposium, NAPS 2009*, 80401, pp. 1–7. doi: 10.1109/NAPS.2009.5484078.

Brown, R. E. (2008) 'Impact of Smart Grid on Distribution System design', *IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, PES*. doi: 10.1109/PES.2008.4596843.

CANALENERGIA (2019) *Copel implanta sistema de gestão inteligente de redes de energia*, <https://www.canalenergia.com.br>. Available at: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53105443/copel-implanta-sistema-de-gestao-inteligente-de-redes-de-energia> (Accessed: 7 August 2019).

Castro, N. De (2019) ‘Inovações Tecnológicas no Setor Elétrico 1’.

CGEE (2012) *Redes Elétricas Inteligentes : contexto nacional*. Brasília, DF. Available at: <http://www.cgee.org.br/atividades/redirect/8050>.

COPEL (2017) ‘139ª REUNIÃO ORDINÁRIA DO CONSELHO DE CONSUMIDORES DA COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A.’.

COPEL (2018) *Balanço COPEL*.

COPEL (2019a) <https://www.copel.com/hpcopel/root/index.jsp>.

COPEL (2019b) *Indicadores Prioritário DIS*.

Dantas, G. D. A. *et al.* (2017) ‘Proposição e Avaliação de Políticas Públicas para Redes Inteligentes no Brasil’, *IX Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (IX CITENEL)*.

Dongli, J. I. A., Xiaoli, M. and Xiaohui, S. (2011) ‘Study on technology system of self-healing control in smart distribution grid’, *China Electric Research Institute*, pp. 1–5.

EISA (2007) ‘Title XIII of the Energy Independence and Security Act of 2007 (EISA)’, *Security*, 2007(December), pp. 1–311. Available at: http://frwebgate.access.gpo.gov/cgi-bin/getdoc.cgi?dbname=110_cong_bills&docid=f:h6enr.txt.pdf.

Espinoza, A. *et al.* (2013) ‘Supporting business workflows in smart grids: An intelligent nodes-based approach’, *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 9(3), pp. 1384–1397. doi: 10.1109/TII.2013.2256792.

Han, Y. and Xu, L. (2011) ‘A survey of the smart grid technologies: Background, motivation and practical applications’, *Przeglad Elektrotechniczny*, 87(6), pp. 47–57.

HELEBRANDO, A. J. S. O. (2017) ‘DESMISTIFICANDO E APLICANDO SISTEMAS DE RECUPERAÇÃO AUTOMÁTICA DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO SEM COMUNICAÇÃO COM ÓTIMOS RESULTADOS’, in *V CONFERENCE VIER DE LA ENERGIA*. MEDELLÍN.

IEA (2011) ‘Technology Roadmap Smart Grid’, *International Energy Agency*, p. 52. doi: 10.1007/SpringerReference_7300.

Junior, A. J. P. R. and Bernardes, V. A. (2005) ‘Distúrbios de Qualidade de Energia Elétrica’.

KAGAN, N. *et al.* (2013) *Redes Elétricas inteligentes no Brasil: análise de custos e benefícios em um plano nacional de implantação*. 1 ed. Rio de Janeiro: Synergia; iABRADEE; Brasília: ANEEL.

Lima, C. A. F. and Jannuzzi, G. D. M. (2011) ‘Smart grids – Redes Inteligentes parte VI’, *O Setor Elétrico*, pp. 46–58. Available at: http://www.osetoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed70_fasciculo_smart_grids_ca

p6.pdf.

Martinho, E. (2013) *Distúrbios da energia elétrica*.

MME (2012) *Relatório Smart Grid do Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes*.

Available at:

http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/acoes/Energia/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portal_440-2010.pdf.

NIST (2010) ‘NIST Special Publication 1108 NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards’, *Nist Special Publication*, 0(October), pp. 1–90. Available at:

http://www.nist.gov/smartgrid/upload/NIST_Framework_Release_2-0_corr.pdf%5Cnhttp://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf.

Oualmakran, Y., Melendez, J. and Herraiz, S. (2012) ‘Self-healing for smart grids: Problem formulation and considerations’, *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, pp. 1–6. doi: 10.1109/ISGTEurope.2012.6465856.

Paulillo, G. and Ribeiro, P. (2013) ‘Capítulo X: Aspectos da qualidade da energia elétrica no contexto das redes inteligentes’, *O Setor Elétrico, Edição 93*, pp. 41–50.

Silva, V. A. da (2016) *Função RF-LUA Função RF-LUA*.

Yan, Y. *et al.* (2013) ‘A survey on smart grid communication infrastructures: Motivations, requirements and challenges’, *IEEE Communications Surveys and Tutorials*, 15(1), pp. 5–20. doi: 10.1109/SURV.2012.021312.00034.
