

# ESTUDO E APLICAÇÃO DA SMART GRID NO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO BRASILEIRO

João Victor de Andrade Leite <sup>1</sup>

Antônia Ferreira dos Santos Cruz <sup>2</sup>

## RESUMO

Este trabalho tem como objetivo principal realizar o estudo da motivação e tendência de implantação das redes inteligentes no sistema elétrico de distribuição brasileiro, visando indicar uma possível melhoria dos indicadores de qualidade. São trabalhadas as características positivas que justificam a sua implantação, seus desafios, bem como a implementação de estratégias que permitam através da análise de uma rede de distribuição de energia a sua atuação. É apresentado um cenário fictício onde pode-se analisar os pontos positivos advindos dos atuadores, bem como a comparação entre os cenários com e sem as redes inteligentes para caracterizar o devido melhoramento dos indicadores de qualidade, relativos à continuidade dos serviços prestados aos consumidores e do valor de compensação a ser pago em caso da violação dos indicadores já regulados.

**Palavras-chaves:** Smart Grid; Eficiência energética; Indicadores; Motivadores; Tendência; Eletricidade.

## ABSTRACT

The main objective of this work is to study the motivation and trend of the deployment of smart grids on the Brazilian electricity distribution system, in order to indicate a possible improvement in quality indicators. They are worked as positive characteristics that justify its implementation, its challenges, as well as an implementation of strategies that allow the analysis of an energy distribution network to update it. It is a fictional scenario where one can analyze the positive points coming from the actuators, as well as a cross between the scenarios with and without the intelligent networks to characterize the improvement of the quality indicators and compensation values to be paid in case of violation of the indicators already regulated.

**Keywords:** Smart Grid; Energy Efficiency; Indicators; Motivators; Trend; Electricity.

## 1 INTRODUÇÃO

A rede de energia elétrica de distribuição tem evoluído pouco nos últimos anos, e a energia tem sido fornecida aos consumidores da mesma forma, sem sofrer grandes alterações, predominando como redes aéreas de cabos nus e transformadores, com fluxo de dados unidirecional e características passivas. Recentemente, devido a novos desafios advindos das mudanças modernas, tais como ameaças à segurança, uso de energias intermitentes, metas de melhoria dos indicadores de qualidade, redução dos picos de demanda e aumento da confiabilidade, fica evidente a necessidade de evolução tecnológica das redes de energia em geral, que permitam a integração de sensores e medidores inteligentes na rede.

A demanda de energia elétrica nacional vem crescendo nos últimos anos, assim como o crescimento populacional e econômico. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) destaca

---

<sup>1</sup> Graduando de Engenharia Elétrica. E-mail joaovictor8765@hotmail.com

<sup>2</sup> Docente da UNIFACS, Mestre em Energia. E-mail antonia.cruz@pro.unifacs.br

por meio de um trabalho de acompanhamento da análise do mercado e da conjuntura econômica e energética realizado em junho de 2016, que a projeção do consumo de energia elétrica na rede vai compor uma variação total estimada de 3,8% até o ano de 2025 (Tabela 1).

Tabela 1 - Projeção do consumo de energia elétrica na rede, para o Brasil, 2016

<b>Consumo de Eletricidade na Rede (Gwh)</b>					
<b>Ano</b>	<b>Residencial</b>	<b>Industrial</b>	<b>Comercial</b>	<b>Outros</b>	<b>Total</b>
<b>2015</b>	131.315	169.615	90.383	73.411	464.724
<b>2016</b>	133.941	161.957	92.643	74.289	462.831
<b>2017</b>	137.695	163.391	96.120	76.837	474.044
<b>2018</b>	143.274	169.459	100.319	79.966	493.018
<b>2019</b>	149.614	176.652	104.996	83.556	514.817
<b>2020</b>	156.160	188.607	110.144	87.305	542.216
<b>2021</b>	163.370	200.023	115.571	91.449	570.413
<b>2022</b>	170.839	207.408	121.276	95.797	595.321
<b>2023</b>	178.561	215.637	127.247	100.317	621.762
<b>2024</b>	186.562	223.906	133.541	105.056	649.065
<b>2025</b>	194.846	232.631	140.157	110.010	677.645
<b>Varição Percentual ao ano</b>					
<b>2015-2025</b>	4.0	3.2	4.5	4.1	3.8

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética Projeção (EPE), Consumo de energia elétrica para os próximos anos (2016-2025).

Analogamente ao crescimento na demanda, existe uma quantidade relevante de perdas inerentes aos sistemas de distribuição e transmissão de energia. Empregar a energia elétrica de forma eficiente, mantendo as condições de conforto e segurança, se torna necessário, devido ao crescimento constante do seu consumo e a escassez de recursos naturais para a produção de energia. Neste caso a implantação de novas tecnologias no sistema pode promover melhorias na utilização de energia, garantindo eficiência e reduzindo a necessidade da implantação de novos projetos de geração para suprir a demanda crescente, reduzindo o potencial de degradação ambiental.

A *Smart Grid*, ou rede inteligente é o sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica capacitado de tecnologias que possibilitam um elevado grau de automação. A utilização dessa tecnologia garante uma ampla gama de benefícios aos consumidores e concessionárias de energia, possibilitando ampliar substancialmente a eficiência operacional, garantindo uma resposta rápida às demandas inerentes ao sistema (STEVON SCHETTINO, 2014).

A rede inteligente é o futuro da distribuição de energia elétrica, pois a partir da atualização da infraestrutura já existente possibilita a eficiência mais adequada para o sistema elétrico. Assim fundamenta-se a necessidade de se estudar a implantação dessa filosofia, consolidando o entendimento de que o sistema elétrico brasileiro deve fornecer energia

elétrica aos clientes, assim que houver uma solicitação, visando atingir uma melhor qualidade do serviço com o mínimo de interrupções no fornecimento de energia, para os clientes de qualquer natureza conectados à rede (KGAN; BARIONI; ROBBA; 2010).

Através da implantação desse conceito pode ser possível identificar de forma instantânea e precisa as falhas e quedas no fornecimento de energia (KEZUNOVIC, IEEEE 2011), com a realização automática de manobras para reestabelecer o sistema. Essa tecnologia possibilita também o conhecimento mais aprofundado do comportamento do consumo cada cliente, garantindo um melhor planejamento da ampliação da oferta, além de garantir um controle por parte das concessionárias de forma mais apurada das fraudes ou perdas operacionais no sistema de distribuição através das mudanças do comportamento do consumo.

A integração, controle e transporte da energia elétrica através das redes inteligentes, detém o potencial para transformar o modo como o setor elétrico atua, trazendo o desafio da modernização de toda a estrutura física e regulatória brasileira, incentivando o desenvolvimento de novas abordagens e trazendo grandes propostas tecnológicas para otimizar o sistema. Nessa abordagem o trabalho compõe um estudo a implantação dessa filosofia e sua proposta de mudança para os indicadores de duração da interrupção no sistema elétrico de distribuição visando a melhora na qualidade dos serviços prestado.

## **2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

### **2.1 SMART GRID**

O termo *Smart Grid* conceitua-se como a aplicação de novas tecnologias de automação, computação e comunicação, Figura 1 que permitam monitorar e operar os elementos das redes de transmissão e distribuição de energia elétrica existente em tempo real, ampliando o nível de controle e operação dos agentes responsáveis, implementando estratégias de controle na rede (FALCÃO, IEEEE 2010).

As redes inteligentes são citadas constantemente como uma solução viável para alguns dos problemas das interrupções de energia no sistema de distribuição, porém o uso desse termo não está totalmente claro. Uma boa definição para esse termo foi cunhada pelo IEA (*International Energy Agency*):

A Smart grid é um sistema de rede elétrica que usa tecnologia digital para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade de todas as fontes de geração para atender às demandas variáveis de energia elétrica dos usuários finais. Estas redes são capazes de coordenar as necessidades e as capacidades de todos os geradores, operadores de redes, utilizadores finais e partes interessadas no mercado da eletricidade, de modo a otimizar a utilização e a operação dos ativos no processo, minimizando os custos e impactos ambientais enquanto mantendo a confiabilidade, resiliência e estabilidade do sistema.

Fonte: IEA (2011), Technology Roadmap: Smart Grids, OECD/IEA, Paris.

Em resumo, as redes inteligentes têm como objetivo otimizar a transmissão, distribuição e o consumo de energia elétrica, agregando melhorias relevantes em monitoramento, gestão, automação e qualidade da energia ofertada, através de uma rede elétrica que possui como principal característica o uso intenso das tecnologias de informação e comunicação, (GERS, 2014).

Figura 1 – Conceito de Smart Grid



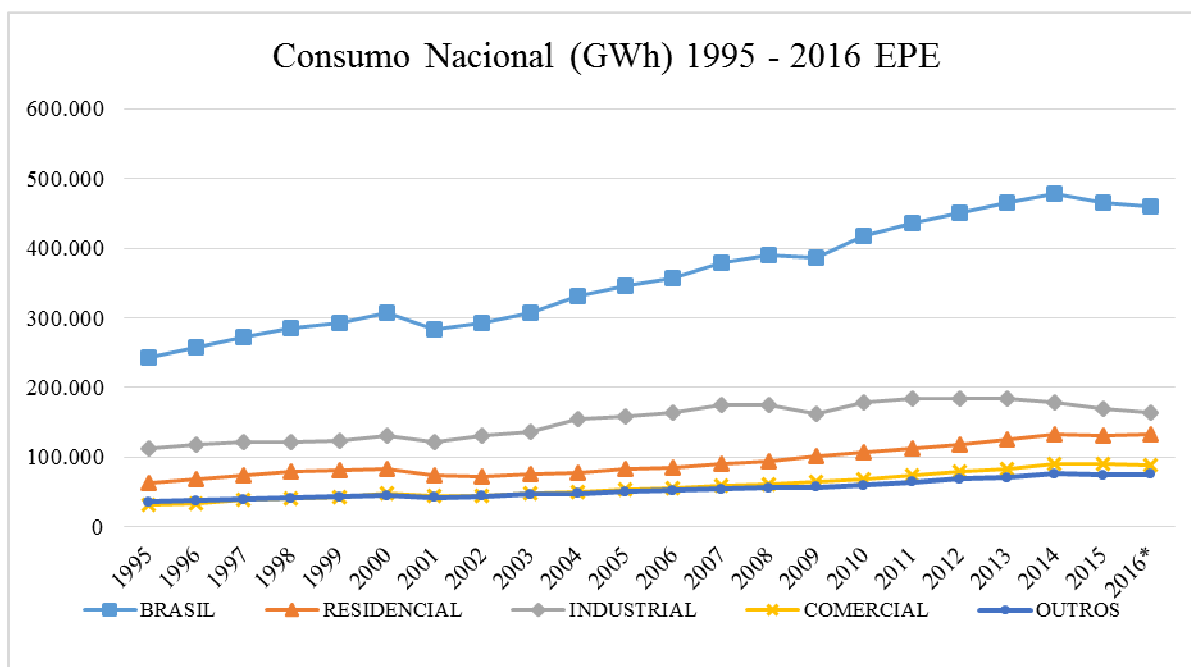
Fonte: Adaptação do Livro Distribution System Analysis and Automation P. 5.

## 2.2 Sistema elétrico de distribuição convencional

Atualmente o sistema elétrico vigente faz uso de um modelo antigo, suas instalações são compostas basicamente de equipamentos fisicamente robustos, sem várias das facilidades que as novas tecnologias de comunicação e controle podem proporcionar, representando em longo prazo, riscos de operação.

Analisando os dados do consumo de energia nacional, em cada setor individualmente, conforme pela EPE, Gráfico 1, o qual apresenta dados de 1995 até 2016, percebe-se que ao longo destes 22 anos o consumo total de energia elétrica cresceu numa média de 3,6% ao ano. Nessa condição implica uma necessidade maior na demanda do sistema elétrico conseqüentemente, manutenção e utilização da infraestrutura de energia elétrica existente no país. Essa demanda, em conjunto com a natureza complexa da rede de distribuição de energia elétrica, tem causado graves problemas como descontinuidades ao sistema de transporte de energia.

Gráfico 1 - Consumo Nacional de Energia Elétrica na Rede por Classe (1995 - 2016)



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética – EPE, 2016.

O crescimento do consumo de energia elétrica, em conjunto com a defasagem da infraestrutura da rede, configura-se como causas do aumento dos índices de frequência e duração das interrupções, com prejuízos a continuidade da prestação do serviço. A rede elétrica tradicional sofre com a falta de infraestrutura de comunicação efetiva, monitoramento e diagnóstico de falhas, o que aumenta ainda mais a possibilidade de colapso do sistema devido ao efeito cascata iniciado por uma única falha.

## 2.3 SMART GRID NO MUNDO

Existem hoje diversos projetos aplicados de *Smart Grid* pelo mundo, incentivados por mecanismos de colaboração vigentes entre os países integrantes, proporcionando a expansão do uso de tecnologias de automação e gerenciamento do sistema elétrico.

Os motivadores para a implantação de redes elétricas inteligentes variam de acordo com o país, a exemplo dos países desenvolvidos que implementam essa tecnologia, neles é possível observar que existe uma maior preocupação com a segurança e eficiência do sistema elétrico, além do propósito de integrar diversas fontes de energia renováveis e implementar a geração distribuída.

A implantação da rede inteligente é algo complexo. O seu desenvolvimento é somente possível a partir dos investimentos e incentivos em aperfeiçoamento de tecnologias, no setor elétrico, telecomunicações, monitoramento da rede e segurança dos dados transmitidos.

Os desafios que se apresentam na implantação dessa nova tecnologia são comuns a todos os países que desejam aperfeiçoar a sua rede elétrica com a implantação da *Smart Grid*. Visando desenvolver um mecanismo de colaboração internacional, foi criado em 2010 o grupo de trabalho internacional (*International Smart Grid Action Network – ISGAN*), onde todos os países que o integram têm projetos para a implantação de redes inteligentes.

### 2.3.1 Estados Unidos da América

As redes inteligentes de energia já são uma realidade em nível internacional, nos EUA em 2008 foi aprovada a legislação sobre redes inteligentes e em 2009, o montante de U\$ 4 bilhões de dólares foi inserido em um pacote de incentivos destinado ao desenvolvimento dessas redes, por meio dos programas: (*Smart Grid Investment Grant, SGIG*) e (*Smart Grid Demonstration Program, SGDP*). Estados como a Califórnia demonstram uma grande preocupação em relação à utilização da energia. Relatório divulgado em 2013 (*California Public Utilities Commission, 2013*) publica que houve a substituição de 97% dos seus medidores obsoletos, por outros com mais tecnologia de controle e automação operacional agregada, (BNDS, 2013).

### 2.3.2 Europa e Ásia

Em uma comissão de 2011 o parlamento Europeu fixou uma meta de atingir uma implantação de 80% de medidores inteligentes até 2020, entretanto alguns países já estão adiantando as medidas acordadas na comissão, a exemplo da Suécia onde todas as residências já dispõem de medidores inteligentes. A China tem investido no desenvolvimento de redes inteligentes e sua infraestrutura relacionada, a exemplo da empresa *State Grid Corporation of China* (SGCC) que pretendem substituir todos os medidores convencionais até 2020 (SGCC, World Smart Grid Fórum 2013).

A implantação das redes inteligentes está se difundindo fortemente através de diversos programas, sempre buscando a eficiência energética, gerenciamento pelo lado da demanda, controle do consumo em tempo real, segurança da rede e a introdução das fontes renováveis para diminuir o consumo dos combustíveis fósseis e as agressões ao meio ambiente.

A Figura 2 a seguir mostra um mapa dos projetos de rede elétrica inteligente no mundo iniciados em 2012, onde é possível verificar que a América Latina e África ainda estão em estágios iniciais na utilização dessa tecnologia.

Figura 2 - Mapa de projetos em SG no mundo.



Fonte: Energy Retail Association – UK (2012)

## 2.4 *Smart Grid* no Brasil

No Brasil, os principais motivadores para a implantação de uma *Smart Grid* são: a eficiência comercial e energética, melhoria da confiabilidade do sistema elétrico e proporcionar a garantia de segurança operacional.

A primeira iniciativa para o processo de inserção da tecnologia de *Smart Grid* no país é a melhoria da infraestrutura, para possibilitar a adição de sensores e atuadores com características intrínsecas a esse sistema que lhes permitam uma comunicação mutua e bidirecional, dessa forma os dados operacionais serão lidos remotamente de forma periódica e contínua. A partir dos dados coletados a concessionária poderá desenvolver seus planejamentos em operação e investimentos e responder a demanda do consumidor de maneira mais eficiente, levando em conta a manutenção da rede, regulação do fluxo de potência com o devido seccionamento, com o devido controle e variável do horário da oferta de energia com uma tarifação maior no horário de ponta e menor nos horários de menor carga no sistema.

O desenvolvimento de tecnologias que visam a promoção de uma rede inteligentes no país depende de iniciativas do setor privado e do governo federal, a exemplo da ANEEL<sup>3</sup> que através de audiências públicas promoveu o incentivo ao desenvolvimento da tecnologia de *Smart Grid*, relacionando à necessidade de modernização do parque de medição instalado em unidades consumidoras de baixa tensão e posteriormente em todo o sistema de distribuição (Audiência Pública ANEEL nº 43/2010) e o Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) que realiza estudos com o objetivo de avaliar as oportunidades e desafios presentes na implantação das redes inteligentes, levando em consideração as tecnologias envolvidas e seus impactos. Além das iniciativas é fundamental promover alterações na regulação do setor elétrico nacional com o intuito de viabilizar a implantação de redes inteligentes de energia elétrica, conduzindo projetos pilotos na área.

## 2.5 Desafios da implementação das redes DE *Smart Grid*

Um dos grandes desafios para a implantação das Redes Inteligentes no país está relacionado com o custo de implantação do sistema em larga escala, com a instalação dos sistemas de sensoriamento, telecomunicação e processamento, a base para a *Smart Grid*.

---

<sup>3</sup> Agência Nacional de Energia Elétrica.



Conforme EPE (2016) o Brasil possui cerca de 78,8 milhões de ligações entre consumidores residenciais, comerciais e industriais. A título de ilustração, no Brasil um medidor de energia eletromecânico convencional custa em média R\$ 30,00, enquanto medidores inteligentes custam aproximadamente 10 vezes mais, (O alto custo deve-se as características técnicas especiais atribuídas aos medidores e a sua baixa escala de produção). Substituir todos os medidores significa um investimento inicial de mais de R\$ 23 bilhões, representando um desafio para o setor elétrico, pois esse é apenas um dos componentes necessário para a rede se tornar mais autônoma e inteligente.

É importante destacar que barreiras advindas de incertezas políticas e indefinições quanto às fontes de financiamentos e investimentos, que influenciam de forma direta nas tendências de investimento, na regulação do setor elétrico e nas diretrizes governamentais para desenvolvimento das tecnologias envolvidas no país (Stevon Schettino, 2014). Dessa forma é necessário o desenvolvimento de uma estratégia regulatória para proteger os agentes envolvidos contra desequilíbrios econômicos. Por esta razão, a ANEEL prevê que o processo de substituição dos equipamentos seja feito no longo prazo, podendo levar até uma década para ser concluído.

Países em desenvolvimento como o Brasil apresentam uma arquitetura com problema de disponibilidade de serviços de comunicação para o grande volume de enlaces de dados, e elevado nível de complexidade advinda da constituição das redes inteligentes (Gomes, Prints, Ramos, 2010). É importante salientar que devido a questões geográficas e socioeconômicas a demanda de protocolos de redes de comunicação pela empresa de energia, para a coleta dos dados dos consumidores atualmente continua indisponível em algumas localidades das áreas de concessão.

A quantidade de dados irá aumentar e sua correlação vai se tornar mais complexa, gerando um possível problema de sobrecarga de informações, que pode acarreta em uma ineficiência do funcionamento da rede, na medida em que todos os equipamentos e dispositivos da rede de distribuição devem estar integrados e mantendo a comunicação bidirecional. Existe a necessidade que os centros de controle desenvolvam novas abordagens tecnológicas a fim de solucionar esse problema, filtrando de forma eficiente as informações, para encontrar aquelas melhor com potencial de uso (Li, Zhou,2011).

A manutenção da integridade do fluxo de dados no *Smart Grid* é outro desafio. A segurança das informações trocadas entre consumidores e concessionárias, pressuposto para que esta tecnologia deva ser extensivamente estudada. A utilização das informações coletadas

pelo sistema de medidores inteligentes envolve uma enorme quantidade de transferência de dados restritos, entre o cliente e a concessionária, itens atrativos à *hackers* maliciosos visto que cada erro de segurança encontrado no sistema pode ser transformado em ativos, dessa forma se torna necessário desenvolvimento de diretrizes de segurança, restrições e proteções para garantir a integridade desses dados.

Um risco indireto para o Brasil, relacionado à utilização dos medidores inteligentes, é a violação das informações específicas de consumo de energia, situadas nos servidores das concessionárias de energia, em função de haver a divulgação de dados de faturamento detalhados, revelando o comportamento de consumo do usuário. Em alguns casos isto poderia criar insegurança por parte do mesmo com relação a sua privacidade, uma vez que o envio dos dados para a concessionária indica a presença de pessoas em sua unidade consumidora. Desta forma, indivíduos mal-intencionados poderiam obter interesse em analisar os dados de consumo de alguns clientes em particular.

Outro fator que precisa ser revisto é a vida útil dos medidores eletrônicos. Comparada ao eletromecânico, projetado para funcionar por 25 anos, os novos medidores possuem vida útil de aproximadamente 13 anos, segundo dados divulgados no 8º Congresso Brasileiro de Metrologia, em Bento Gonçalves Rio Grande do Sul.

Por último, o sistema de múltiplos postos tarifários pode ser, no primeiro momento, desvantajoso para alguns consumidores residenciais, pois nesse tipo de sistema onde a comunicação entre a concessionária e os consumidores é bidirecional o preço da energia pode variar ao longo do dia, como forma de incentivar políticas de melhoria do perfil da demanda (Djalma M. Falcão, IEEE, 2010).

## **2.6 Regulação brasileira**

A revisão da regulação envolve fixar as devidas diretrizes de indicadores e a mudança das tarifas mediante os impactos das redes inteligentes às concessionárias, promovendo a qualidade e estabilidade dos serviços fornecidos aos consumidores com a sua implantação e comercialização.

No cenário convencional qualquer tipo de interrupção ou falha no sistema de distribuição de energia gera despesas para a concessionária provedora do serviço, que deve responder rapidamente as ocorrências de falhas no sistema, visando garantir a qualidade do serviço e evitar penalidades advindas da violação das normas estabelecidas pelo órgão

regulador vigente. Os custos envolvidos estão além da compensação aos consumidores, envolvendo a demanda para as equipes de manutenção, equipamentos e as manobras de fechamento e abertura de chaves.

As definições e metas dos indicadores de qualidade dos serviços prestados aos consumidores estão conceituadas pelo módulo 8 do PRODIST<sup>4</sup> e divulgação atualizada na Resolução Normativa 664/2015 na ANEEL. Os limites dos indicadores de continuidade dos conjuntos de consumidores da COELBA (Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia), para o período de 2014 a 2018 foram estipulados pela Nota Técnica nº 003/2013 SDR/ANEEL que estipulou em 2016 o DEC<sup>5</sup> limite de 15,95 horas e FEC<sup>6</sup> limite de 9,53 interrupções, cujo resultado das apurações desse ano constatou DEC igual a 22,9 horas e FEC igual a 8,79. Contextualizando com o Brasil que possui DEC limite igual a 13,31 horas e FEC limite de 10,33 interrupções, é possível notar que o estado da Bahia consegue atingir um desempenho satisfatório apenas para o FEC (8,79) que ficou abaixo do seu próprio limite (9,53) e da média Brasil (10,33). Porém, para a duração média das interrupções ainda apresenta um déficit no desempenho dos serviços prestados que em 2016 foi de 22,9 horas, muito acima do seu próprio limite estabelecido pela ANEEL (15,95) e também acima da média do Brasil de 13,31 horas.

Essa estatística mostra que a concessionária Coelba não conseguiu atingir o desempenho mínimo estabelecido pelo órgão regulador para restabelecimento da energia aos seus consumidores, sendo determinante para justificar as elevadas quantidades de consumidores com indicadores violados, que atingiu mais de 10 milhões de violações individuais acima do limite, totalizando um ressarcimento financeiro superior a R\$ 44 milhões de reais, compensados diretamente nas faturas dos consumidores 60 dias após as ocorrências serem verificadas. A Tabela 2 mostra o desempenho da Concessionária Coelba no Estado da Bahia e custo das interrupções que ultrapassaram os limites previstos em Lei.

---

<sup>4</sup> Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica

<sup>5</sup> Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

<sup>6</sup> Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.

Tabela 2 - Compensação da Continuidade Anual da Coelba em milhões

Compensação da Continuidade (MILHÕES)								
Concessionária COELBA – ANUAL								
Periodicidade	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Nº Violações	7,82	7,20	6,91	8,57	9,17	10,78	10,19	60,63
Compensações (R\$)	25,87	26,41	24,71	24,58	30,69	41,18	44,42	217,86

Fonte: ANEEL

Pela Tabela (3) verifica-se que esse fenômeno da interrupção da continuidade do serviço prestado pelas concessionárias de energia está ocorrendo a nível nacional e já se caracteriza por uma preocupante tendência do setor elétrico brasileiro, corroborada pela crescente escalada da quantidade de violações e compensações ressarcidas aos consumidores, o que justificaria uma contra partida urgente e robusta por parte do órgão regulador ANEEL.

Tabela 3 - Compensação da Continuidade Anual no Brasil em milhões

Compensação da Continuidade (MILHÕES)								
BRASIL – ANUAL								
Periodicidade	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Nº Violações	95,09	105,14	107,22	104,75	110,21	125,20	110,94	758,55
Compensações (R\$)	360,80	400,29	437,47	378,55	390,76	656,89	570,26	3195,02

Fonte: ANEEL

A *Smart Grid* possibilita, dentro do cenário atual, a automação da rede de distribuição como um recurso para reduzir os tempos de descontinuidade, a quantidade de energia elétrica não distribuída bem como os custos operacionais para as concessionárias. Assim é necessária uma atuação rápida e eficaz dos agentes reguladores como a ANEEL, para viabilizar esta tecnologia, desenvolvendo normas de padronização, garantindo a todas as localidades o atendimento de suas necessidades, assim com uma assistência as concessionárias para viabilizar o uso dessa tecnologia.

## 2.7 Comparação entre as redes de energia

O sistema elétrico tradicional interliga clientes e fornecedores através de um sistema de medição do consumo de energia. Nessa rede tradicional existem alguns equipamentos como o acionamento a distância, disjuntores e chaves seccionadoras, mais importantes do ponto de vista de manobra e medições do que controle de pontos estratégicos da rede. Os

consumidores, em quase sua totalidade, recebem apenas as suas informações de consumo final de energia.

Somente no início da década de 1990 partindo de progressos no domínio da eletrônica, foi possível inserir na rede os medidores informatizados que permitiam reduzir o tempo da leitura dos dados, pois podia ser feito de forma automática e remota, porém era aplicado apenas em casos específicos.

A forma de distribuição de energia feita na rede elétrica de distribuição, depende de uma única fonte geradora, e em caso de falhas em uma parte da rede todo o sistema pode ficar sem abastecimento devido ao efeito cascata, já que não se consegue formar rotas de fugas automáticas para que a energia seja entregue. Os medidores de energia são eletromecânicos e os atuadores da distribuição não apresentam características de automação e controle para uma atuação em tempo real, (Germano.C; Andrew.M; Bruno.S, 2014).

No sistema convencional o fluxo de dados se dá em sentido único, partindo da concessionária até o consumidor final, os atuadores não tem autonomia de troca mútua de informações com o sistema elétrico que ele faz parte. O sistema convencional não oferece ao consumidor uma facilidade para tratamento de falhas no sistema de distribuição, contribuindo para os elevados indicadores de tempo de interrupção, questões como os acionamentos elétricos, congestionamento no tráfego de energia, além de não proporcionar um gerenciamento da rede elétrica por meio da automatização de procedimentos.

Visando um cenário onde o consumidor tenha mais autonomia e mais interação com a rede de energia se faz necessário a utilização de sistemas automatizados, cuja mudança na operação proporciona uma nova configuração da rede, descentralizando os recursos, auxiliando na implantação da geração distribuída, o fluxo de energia deixa de fluir de forma unidirecional, e o consumidor deixa de ser dependente de uma única fonte geradora, proporcionando assim mais segurança.

É bem visível que esta arquitetura permite mudanças significativas no modelo energético da atualidade. Percebe-se que este sistema é multidirecional, ou seja, a energia flui pela rede em diversas direções. As redes inteligentes de energia surgem como um revolucionário conceito de gestão e operação do sistema.

## 2.8 *Self Healing*

Dentro do estudo de *Smart Grid* existem partes integrantes que compõe de forma mais específica alguma de suas propostas, no caso promovendo o aumento da confiabilidade do suprimento de energia. A fundamentação do *Self Healing* está ligada ao controle e distribuição, isolamento de falhas através de tele comandos para os equipamentos responsáveis pelo seccionamento, tratando de componentes individuais de automação, com as devidas alterações na topologia da rede elétrica, de forma autônoma e rápida, a fim de permitir a existência de caminhos alternativos para o fluxo de potência, visando alcançar uma otimização total da rede, reduzindo o número de consumidores afetados e os tempos de reposição do serviço. DOE (*Department of Energy - USA*).

O *Self Healing* proporciona a transferência automática de cargas e o seccionamento de circuitos, podendo ser implementado com o uso apenas de comutadores, sem detecção de corrente ou capacidade de interrupção. A utilização dessa característica da rede inteligente proporciona evitar lidar com questões da ordem de coordenação e proteção dos equipamentos que ocorrem quando o fluxo de potência que passa por um circuito é invertido, devido a transferência de carga para um alimentador vizinho, caso essa situação do fluxo seja desconsiderada indevidamente pode levar a uma falta de coordenação com atuação dos dispositivos de proteção. (Northcote-Green, Wilson, 2007).

A aplicação desse conceito está diretamente relacionada à adição de inteligência ao sistema elétrico com equipamentos de comunicação, controle e seccionamento, podendo atuar como agentes independentes, comunicando e operando de forma cooperativa com os demais. Visando a crescente necessidade de reconfiguração, a rede deverá incluir chaves seccionadoras e religadores inteligentes com capacidade de processamento, responsáveis pelos nós da rede, com o posicionamento adequado, para garantir a confiabilidade e o balanceando das cargas supridas pelos alimentadores.

As intervenções não programadas na rede de distribuição acontecem a todo o momento e causam prejuízos aos consumidores e concessionárias, dessa forma o sistema deverá satisfazer as exigências de qualidade e continuidade do serviço prestado, tornando-se integrado, combinando características de aquisição, processamento e análise de dados sobre a energia, maximizando as suas condições de operação. (Northcote-Green, Wilson, 2007).

A implementação deste conceito implica em desafios e técnicas específicas, é relevante haver a comunicação bidirecional entre os equipamentos que vão efetuar o

seccionamento do circuito, e para tanto é necessário que esses equipamentos estejam capacitados a serem telecomandados, juntamente com o monitoramento constante para aferir sua confiabilidade.

### **3 MOTIVADORES PARA PROPAGAR A TECNOLOGIA DE SMART GRID NO BRASIL**

Assim como em outros países, um dos principais fatores que motiva o investimento para a implantação da *Smart Grid* é a busca em obter eficiência em seu sistema de potência, o melhoramento dos indicadores de qualidade e a reposição do serviço com a redução dos custos provenientes das interrupções no fornecimento de energia.

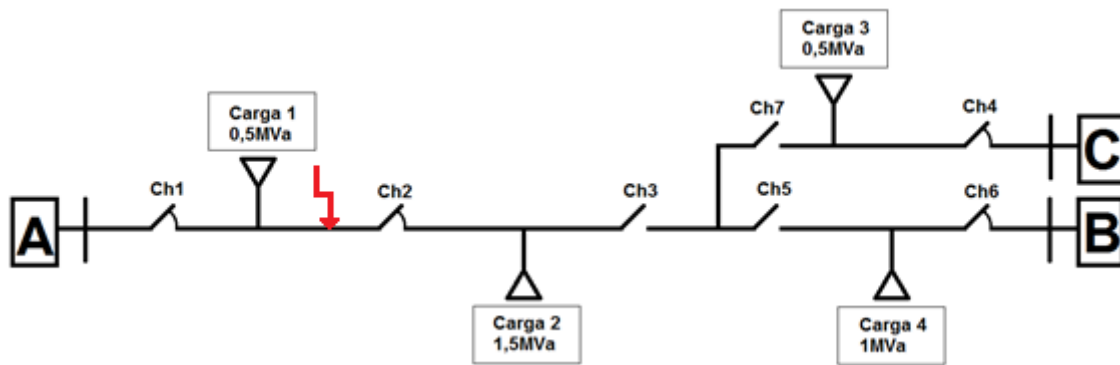
Diante da usual prática de reposição do serviço, o mecanismo de funcionamento da *Smart Grid* pode ser uma proposta viável de solução para o problema do tempo elevado das interrupções, e do alto tempo de restabelecimento da energia, que estatisticamente, nos últimos anos, vem crescendo na gestão de algumas concessionárias, proporcionando a redução do número de clientes afetados com a falta do serviço.

A partir dessa tecnologia é possível tornar a distribuição mais segura e confiável, fazendo o seccionamento dos circuitos da melhor forma possível, mantendo o maior número de consumidores conectados ao sistema e isolar os defeitos da rede elétrica em poucos segundos. A viabilidade dessa solução depende do aumento da inteligência do sistema, bem com a aplicação do conceito de *Self Healing*, que proporciona a transferência automática de cargas, em contextualização com a *Smart Grid*, tornando dessa forma o fluxo da comunicação bidirecional entre os sensores, atuadores e o centro de comando, controlando a interação entre geradores distribuídos e consumidores.

### **4 APLICAÇÃO DA DOS CONCEITOS DE SMART GRID**

O estudo de caso foi baseado em analisar os indicadores de continuidade, aplicados em uma topologia de um sistema elétrico de distribuição idealizado pelo autor, para tratar as comparações entre as condições destes indicadores na concepção convencional e automatizada.

Figura 3 - Circuito de Distribuição Ilustrativo



Fonte - Própria

A Figura 3 ilustra um sistema de um bairro, em escala reduzida, tornando possível apresentar os conceitos básicos para se customizar o sistema, com o objetivo de implementar a *Smart Grid*. No circuito são apresentadas três fontes geradoras 'A', 'B' e 'C', cada uma podendo suportar uma carga máxima de 2,0MVA, alimentando suas respectivas cargas. Existem sete chaves nesse circuito que são dotadas de recursos técnicos inteligentes, elas são capazes de atuar automaticamente detectando problemas na linha de distribuição e adotar as devidas medidas para manter o fluxo de potência, sendo que as chaves Ch3, Ch5 e Ch7 são normalmente abertas e delimitam o limite da conexão entre os alimentadores.

Nas linhas de distribuição aérea é comum acontecerem interrupções por fatores diversos, desabastecendo os consumidores, nesses casos deve haver a manobras entre as chaves para manter o menor número de clientes interrompidos. A recomposição do sistema elétrico afetado ocorre de forma geral em duas etapas, primeiramente segue a premissa de isolar o trecho da falha, com a devida atuação dos aparelhos de proteção e corte da linha em relação ao posicionamento da falha, em seguida as cargas não afetadas são religadas ao sistema por uma fonte alternativa.

No Exemplo, sem a implementação dos sistemas apropriados, um problema na carga 1 de 0,5MVA dentro do circuito da fonte 'A', deixaria a carga 2 de 1,5MVA também sem abastecimento de energia, criando um cenário onde parte do bairro ia ficar sem energia por um período de tempo até que a concessionária fosse comunicada e a equipe enviada identifique o local do defeito, realize o reparo do problema e efetue o chaveamento para normalizar o sistema.

O tempo total necessário para reestabelecer o fornecimento de energia pode ser descrito a partir da detecção e identificação das falhas baseadas no agrupamento das



chamadas telefônicas do consumidor reportando a falhas, somado ao tempo de preparo deslocamento e execução do serviço. São determinados os dispositivos de proteção suspeitos de estarem abertos, levando-se em conta também a comutação automática do alimentador. A confirmação das informações é feita com base no retorno concedido pelas equipes, podendo haver a mudança do diagnóstico da falha e sua localização.

A ação corretiva está diretamente ligada à gravidade da falha, que podem ser simples e resolvidas em um curto espaço de tempo ou podem ser graves e demandar o isolamento da área. Os dados do evento de interrupção serão analisados e suas informações serão usadas para cálculos estatísticos de desempenho e a extensão dos danos será calculada levando em conta a quantidade de clientes atingidos. Este tempo pode ser minimizado com o sistema automatizado, reduzindo o tempo de reconhecimento da falha até o envio da equipe, proporcionando a execução da operação em poucos minutos ou menos de 1 minuto.

Em sistemas automatizados cada atuador envia os dados da ocorrência aos demais, posteriormente a ação do sistema de proteção. Através das informações coletadas e retransmitidas de tensão, corrente e posição atual da chave, são iniciados os procedimentos de restauração do sistema com as decisões característica de fechamento ou abertura das respectivas chaves, verificando se a falta não está no trecho a ser religado, caso isso ocorra a carga deve ser transferida a outro alimentador verificando as possibilidades de contingência para evitar sobrecargas. Assim todas as manobras e eventos com a automação duram poucos minutos

Os devidos agentes da chave Ch2 em virtude das informações compartilhadas pelo agente da chave Ch1 verificam que o trecho entre elas foi afetado, sem detectar sobrecorrente e fluxo de potência anormal a jusante, concluindo que a falha está presente nesse ponto. A comunicação entre os agentes sinalizadores das demais chaves do sistema determinará a melhor solução para o problema com envio de sinais de telecomandos para abertura das chaves Ch1 e Ch2, assim como a ordem seqüencial para o fechamento das chaves normalmente abertas Ch3 e Ch7, isolando o problema e suprindo a carga 2 através da fonte 'C', sem atingir seu limite de carga máxima permitida.

Todas essas manobras e eventos com a automação caracterizam o processo de *Self Healing*, pois conduz de forma automática a reposição do maior número possível de cargas de forma que toda essa ação dure no máximo poucos minutos, se comparado ao envio da equipe de reparos, normalmente contabilizados em horas.

Levando-se em conta as determinações da resolução estabelecidas para as concessionárias pela ANEEL no módulo 8 do PRODIST, é determinado que devem ser fornecidas aos consumidores compensações no caso de violação dos indicadores individuais de qualidade DIC<sup>7</sup>, FIC<sup>8</sup> e DMIC<sup>9</sup>. A qualidade da energia distribuída pela companhia é o resultado da média dos indicadores individuais das unidades consumidoras DEC e FEC. As condições da qualidade do serviço são observadas através da sua continuidade e tempo de reestabelecimento.

O tempo necessário para efetuar as manobras, isolar as falhas e restabelecer o fornecimento de energia está entorno de 50 a 80 minutos no sistema atual (Staszkesky Craig, IEEE, 2005). O cálculo desse tempo pode variar em detrimento de condições geográficas, sócio políticas e condições climáticas.

#### **4.1 Análise sem automação**

Conforme o circuito proposto pode-se analisar também a questão do tempo e custos da interrupção. Desconsiderando os valores de potência aparente, e considerando um problema na linha aérea de distribuição na carga 1 (grupo de 5 residências) que também vai afetar a carga 2(shopping). As 5 unidades consumidoras, em qualquer cenário de composição da rede, vão necessitar aguardar o conserto da rede elétrica para que seu fornecimento seja restaurado, contribuindo para o declínio dos indicadores de continuidade. No caso da situação sem automação, o reparo da linha residencial, por consequência compromete o fornecimento de energia para outras unidades consumidoras e prejudica substancialmente a continuidade do indicador do conjunto.

Segundo os dados de Tempo Médio de Atendimento a Emergências (TMAE) recolhidos da concessionária COELBA no ano de 2016, é possível verificar os seguintes valores no ano mensais Tabela 4:

---

<sup>7</sup> Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão.

<sup>8</sup> Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão.

<sup>9</sup> Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão.

Tabela 4 - tempo médio de atendimento a emergências

COELBA - Mensal / 2016								
MÊS	MINUTOS				HORAS			
	TMD	TME	TMP	TMAE	TMD	TME	TMP	TMAE
<b>Janeiro</b>	51,23	41,03	779,59	871,85	0,85	0,68	12,99	14,53
<b>Fevereiro</b>	53,95	40,07	374,25	468,27	0,90	0,67	6,24	7,80
<b>Março</b>	53,84	40,40	269,88	364,12	0,90	0,67	4,50	6,07
<b>Abril</b>	52,68	39,67	231,91	324,26	0,88	0,66	3,87	5,40
<b>Mai</b>	51,50	42,57	276,14	370,21	0,86	0,71	4,60	6,17
<b>Junho</b>	51,51	42,53	276,58	370,62	0,86	0,71	4,61	6,18
<b>Julho</b>	52,03	43,22	277,36	372,61	0,87	0,72	4,62	6,21
<b>Agosto</b>	52,02	42,58	291,59	386,19	0,87	0,71	4,86	6,44
<b>Setembro</b>	52,67	42,53	282,80	378,00	0,88	0,71	4,71	6,30
<b>Outubro</b>	52,40	43,09	457,65	553,14	0,87	0,72	7,63	9,22
<b>Novembro</b>	53,21	44,59	521,72	619,52	0,89	0,74	8,70	10,33
<b>Dezembro</b>	54,74	43,25	487,08	585,07	0,91	0,72	8,12	9,75
COELBA - Mensal / 2016 MÉDIO								
	TMD	TME	TMP	TMAE	TMD	TME	TMP	TMAE
	<b>52,62</b>	<b>42,15</b>	<b>401,00</b>	<b>495,77</b>	<b>0,88</b>	<b>0,70</b>	<b>6,68</b>	<b>8,26</b>

Fonte – ANEEL

Analisando o exemplo proposto, fica claro que a energia para os consumidores que não estão conectados entre as chaves Ch1 e Ch2 só será restabelecida após a chegada da equipe para fazer o chaveamento manual de Ch3 e Ch7, com o objetivo de energizar o shopping por meio da fonte 'C'. A equipe designada a realizar essas tarefas deverá vencer os tempos de preparação e deslocamento, que podem ser estendidos ainda mais pelas características locais e da interrupção.

Para completar a análise do circuito proposto foi adotado os tempos médios TMP<sup>10</sup> e TMD<sup>11</sup> da concessionária, conforme a Tabela 4, que somados atingem um valor médio anual de 453,62 minutos referente ao trecho entre Ch2 e Ch3, para o trecho da falta ainda deverá ser atribuído o TME<sup>12</sup>, pois deve haver a execução do serviço correção da falha e seu religamento, configurando um tempo total de 495,77 minutos que os consumidores ficaram sem energia elétrica. Resumidamente isso pode ser constatado na Tabela 5, onde são discriminadas as unidades consumidoras afetadas e os respectivos tempos de restabelecimento, também consta as metas propostas pela ANEEL Tabela 6 dos indicadores mensais, dos conjuntos de instalações urbanas com tensão fornecida menor que 1kV ou baixa tensão.

<sup>10</sup> Tempo Médio de Preparação.

<sup>11</sup> Tempo Médio de Deslocamento.

<sup>12</sup> Tempo Médio de Execução

Tabela 5 - Duração de Interrupção Individual sem Automação

<b>Unidade Consumidora</b>	<b>DIC (HORAS)</b>
Casa 1	8,26
Casa 2	8,26
Casa 3	8,26
Casa 4	8,26
Casa 5	8,26
Shopping	7,56

Fonte: ANEEL

Tabela 6 – Metas estabelecidas para os Indicadores.

<b>METAS DIC e DMIC unidade consumidora tensão ≤ 1 kV (HORAS)</b>	
<b>DIC<sub>p</sub></b>	<b>DMIC<sub>p</sub></b>
<b>4,47</b>	<b>2,43</b>

Fonte - Própria

Analisando as tabelas é possível verificar que, os dados da concessionária, usados como base, já estão fora dos limites estabelecidos pela ANEEL em 54,12% devido ao tempo de preparo ser de 6,68 horas, dessa forma o circuito de exemplo analogamente se encontra muito acima dos limites de DIC e DMIC. Usando as equações de ressarcimento financeiro previstas pelo PRODIST é possível calcular a compensação devido a violação dos limites de tempo. Foi utilizado um EUSD<sup>13</sup> médio, disponível nas faturas de energia convencional com tensão menor que 1kv, com valor de R\$66,32 para os cálculos. O valor da compensação será calculado a partir das seguintes formulas:

$$Valor(R\$) = \left( \frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) \cdot DIC_p \cdot \frac{EUSD_{m\u00e9dio}}{730} \cdot ket [R\$] \quad [1]$$

$$Valor(R\$) = \left( \frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) \cdot DMIC_p \cdot \frac{EUSD_{m\u00e9dio}}{730} \cdot ket [R\$] \quad [2]$$

<sup>13</sup> Média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador.

Tabela 7 - Valores de Compensação para ultrapassagem do tempo limite de interrupção

Valores de Compensação sem Automação							
Unidade Consumidora	DMICv	DMICp	Kei	DICv	DICp	Compensação DIC(R\$)	Compensação DMIC(R\$)
Casa 1	8,26	2,43	15	8,26	4,47	5,1679	7,9496
Casa 2	8,26	2,43	15	8,26	4,47	5,1679	7,9496
Casa 3	8,26	2,43	15	8,26	4,47	5,1679	7,9496
Casa 4	8,26	2,43	15	8,26	4,47	5,1679	7,9496
Casa 5	8,26	2,43	15	8,26	4,47	5,1679	7,9496
Shopping	7,56	2,43	20	7,56	4,47	5,6179	9,3268
Hospital	-	-	20	-	-	-	-
Casa 6	-	-	15	-	-	-	-
Casa 7	-	-	15	-	-	-	-
Casa 8	-	-	15	-	-	-	-
Casa 9	-	-	15	-	-	-	-
Casa 10	-	-	15	-	-	-	-
Total da Compensação sem Automação							
Compensação DIC(R\$)				Compensação DMIC(R\$)			
31,4574				49,0746			

Fonte - Própria

Através da Tabela 7 verifica-se o caso de violação dos limites DIC e DMIC, onde todas as casas e o shopping contribuíram para o valor elevado. Todas as unidades consumidoras alimentadas pela fonte 'A' são afeadas pela falha e serão ressarcidas, pois tiveram violação do limite interrupção. Pelas regras vigentes, o valor a ser ressarcido aos consumidores é o maior valor calculado para compensação quando houver mais de um indicador violado em seus limites, nessa simulação será considerado o ressarcimento para o DMIC, num total de R\$ 49,07.

Outra forma de se avaliar o serviço nas diretrizes da continuidade e o custo da interrupção é através do cálculo da Energia Não Distribuída END<sup>14</sup>, tendo como base as respectivas zonas de análise, que podem ser definidas forma resumida como uma parte da linha de distribuição de media tenção a ser protegida, levando em conta os equipamentos de corte do circuito.

$$END = \gamma . r . (P . fc) [MVAh], \quad [3]$$

Os valores atribuídos as variáveis ' $\gamma$ ' representa a taxa em número de avarias no sistema, 'r' é o tempo de reposição do serviço em horas, P é o valor da potência aparente total instalada na zona, que pode ter excesso de dimensionamento em relação à ponta máxima do consumo, dessa forma utiliza-se o fator de carga 'fc'. Através da equação [3] é possível

<sup>14</sup> Indicador de continuidade da energia não distribuída no sistema.

chegar ao resultado total de 11,69MVAh não distribuídos, representados pelos com interrupção do serviço.

#### 4.2 Sistema com automação

No sistema automatizado todas as chaves do exemplo serão substituídas por chaves inteligentes com a possibilidade de telecomunicação, para haver o monitoramento da rede e a troca de informações entre elas. Repetindo o mesmo local da falha da seção anterior, as 5 unidades consumidoras residenciais seriam as únicas realmente afetadas, pois o shopping também conectado a fonte 'A' teria uma interrupção máxima de 1 minuto durante os chaveamentos automáticos, com poucos prejuízos ao cliente, A' teria uma interrupção máxima de 1 minuto referente apenas aos chaveamentos automáticos, com poucos prejuízos ao cliente por levar em consideração o módulo 8 do PRODIST que estabelece um tempo máximo de tolerância de 3 minutos por interrupção não haverá compensação financeira a ser paga ao consumidor pela concessionária. Como não haveria a necessidade de acionamento das equipes de manutenção é desconsiderado os tempos TMP, TMD e TME. Utilizando a metodologia anterior para calcular o DIC do sistema anterior com a automatização é possível chegar aos seguintes valores.

Tabela 8 - Duração de Interrupção Individual com Automação

<b>Unidade Consumidora</b>	<b>DIC (HORAS)</b>
<b>Casa 1</b>	1,5795
<b>Casa 2</b>	1,5795
<b>Casa 3</b>	1,5795
<b>Casa 4</b>	1,5795
<b>Casa 5</b>	1,5795
<b>Shopping</b>	0

Fonte - Própria

Considerados que agora o novo sistema tem meios de comunicação, e fluxo de informações de muito mais eficiência e rapidez é possível eliminar o TMP do cálculo total de tempo de interrupção das 5 unidades consumidoras diretamente afetadas pela falha. Assim o tempo da duração total da interrupção pode ser calculado como a soma entre o TMD e o TME. É perceptível na Tabela 8 uma grande diferença no valor do DIC e DMIC para as unidades consumidoras conseguindo atingir a faixa de tempo estabelecido pela ANEEL. Assim nenhuma das unidades consumidoras apresentou uma violação, dessa forma o ressarcimento em função disso é zero.

Utilizando a equação [3] para verificar a energia não distribuída no sistema com automação chega-se ao resultado de 0,7898MVAh não distribuídos, representados pelas interrupções do serviço.

## 5 ANÁLISE DOS RESULTADOS DO MODELO

O novo sistema apresenta uma média para o DIC de 1,32 horas, uma redução de 83,84% no tempo de interrupção se comparado ao sistema anterior com DIC médio de 8,14 horas. Esses percentuais de redução apresentam o potencial do sistema *Smart Grid*, as unidades fora zona afetada não dependem do envio de equipes, reduzindo o tempo que ficam sem o serviço.

O sistema automatizado não apresenta violação dos indicadores analisados, dessa forma não é possível fazer uma comparação direta dos valores, porém deve-se levar em consideração que esse estudo utilizou os tempos médios da concessionária em determinado ano, e depende das metas estipuladas para os indicadores da duração de interrupção, logo caso haja uma alteração nesses dados, poderá haver uma violação dos indicadores no circuito estudado.

Analisando-se a energia não distribuída calculada nos dois modelos é possível observar uma distribuição de energia de 93,24%, indicando que apenas uma porcentagem de 6,76% da energia não foi distribuída.

Diante a prática atual de reposição do serviço é necessário à aplicação do conceito de *Self Healing*, que explora de forma específica da filosofia das *Smart Grids*. O sistema de potência tem de evoluir na sua arquitetura, funcionalidade e gerenciamento dos dados, isso é possível com o uso de tecnologias para o monitoramento e controle do registro de informações da rede.

## 6 CONCLUSÃO

Atualmente a implantação das redes inteligentes em alguns locais do mundo já é uma realidade, devido a obrigação de se buscar o melhoramento do sistema elétrico para beneficiar os seus usuários, pois devido ao crescente consumo de energia torna-se necessário fazer o gerenciamento de forma mais responsável de seus recursos, evoluir suas tecnologias e técnicas para aproveitar os com o máximo de eficiência benefícios das fontes de energia.

Apesar de ser um dos requisitos primordiais a distribuição para o consumo final, tem evoluído menos que outros segmentos do sistema de potência, necessitando do desenvolvimento de controle e automação de forma remota, chegando-se ao conceito de rede inteligente.

Em países com baixo índice de desenvolvimento, essa evolução se apresenta como algo mais distante, porém através de mecanismos de colaboração internacional é possível tornarem esse objetivo em algo cada vez mais real. Um grande passo para que as redes inteligentes sejam implantadas já foi dado, através da fixação de metas e implantação de projetos em diversos países, estimulando governos e corporações que visam conquistar confiabilidade e eficiência energética a longo prazo.

A adoção de uma rede inteligente apresenta melhorias para o sistema, propondo um maior gerenciamento da rede, conforto, confiabilidade e segurança com o melhoramento dos indicadores de qualidade, porém também apresenta desafios, será necessário regulamentar a *Smart Grid* e seus respectivos custos, definir equipamentos e fundamentos para o haja sucesso na rede elétrica. As características deverão ser esclarecidas e amplamente divulgadas para toda a sociedade, por intermédio do governo e das respectivas concessionárias.

As interrupções no serviço de energia acarretam em custos econômicos para os clientes que perdem acesso ao serviço contratado e possível perda de equipamentos, assim como para as concessionárias que podem dever compensações a esses clientes, além do custo de reparo da rede substituindo equipamentos. O esclarecimento dos seus benefícios fica evidenciado principalmente nos indicadores de qualidade, pois durante a ocorrência de uma interrupção o cliente consegue saber a fragilidade da rede de distribuição.

A partir dessa problemática no serviço de distribuição foi apresentado de forma simples o *Self Healing*, possibilitando a contextualização com o termo *Smart Grid*, contemplando a melhoria da reposição do serviço além de integrar o consumidor final ao mercado de eletricidade. A reposição depende diretamente das chaves automatizadas que devem ser distribuídas estrategicamente pela rede e comunicando-se entre si, objetivando estabelecer o monitoramento constantemente das possíveis ocorrências e estabelecimento das diretrizes de atuação para interrupções aos consumidores devido a falhas.

A comunicação bidirecional de informações e do fluxo de energia, cria a necessidade integrada de todos os segmentos do sistema, com mudanças na metodologia e planejamento da operação, monitoramento e controle, pois o sistema de distribuição se torna cada vez mais ativo. Nesse sentido é avaliado através de uma falha, em um sistema de distribuição de um



bairro fictício que dispõe de dados reais, um melhoramento eficaz através de uma abordagem simples com *Smart Grid*. A partir desse modelo foi possível verificar uma melhora dos indicadores de qualidade, continuidade do serviço, menos perdas de potência e melhoria significativa no tempo de restabelecimento da energia para aqueles que não foram diretamente afetados, assim como uma redução nos custos inerentes às compensações por violação dos indicadores estabelecidos.

Para efeito de comparação de viabilidade econômica na implantação do sistema de *Smart Grid*, pode ser utilizado como base de referência preliminar, o montante atual do custo da interrupção que as distribuidoras estão ressarcindo aos seus consumidores, como compensação pela falta de energia dentro da qualidade do serviço prestado estabelecido pelo órgão regulador e o custo relacionado ao investimento em equipamentos que possam efetuar as devidas operações de comunicação e seccionamento específicos para suas respectivas funções, contendo características técnicas e econômicas. Apesar da importância de conhecer o valor do investimento para demonstrar a viabilidade da implantação desse sistema, não foi objetivo desse projeto fazer essa análise comparativa conclusiva, devido sua característica ser de um estudo restrito e indicativo, não contemplando na proposta fazer análise de custos entre os sistemas para apontar qual oferece o melhor custo-benefício para manter o padrão de qualidade dos indicadores que continuidade de uma rede de distribuição.

É observado que a mudança proporcionada com a adoção de uma solução automatizada apresenta resultados substancialmente melhores que o tratamento dado à rede atualmente, onde as soluções são tomadas de forma centralizada com grande dependência das ações manuais, demonstrando que todo processo de análise e gerenciamento do sistema poderia ser realizado dessa forma.

## REFERÊNCIA

ABNT – **Associação Brasileira de Normas Técnicas**. NBR 14724: Informação e documentação. Trabalhos Acadêmicos – Apresentação. Rio de Janeiro: ABNT, 2002.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL regulamenta medidores eletrônicos**. Informações técnicas ANEEL, 08 de agosto de 2012. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output\\_Noticias.cfm?Identidade=5903&id\\_area=90](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=5903&id_area=90). Acesso em: 15 set. 2016.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 8: Qualidade da energia elétrica. ANEEL 2009 e da outras providencias"**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15 set. 2016.

China, SGCC. O. et al. **Results and Recommendations. World Smart Grid Forum 2013**, Berlin. Disponível em: <http://www.iec.ch/about/brochures/pdf/technology/WSGF2013-results-and-recommendations.pdf>>. Acesso em: 15 mar. 2017.

EPE - **Projeção da demanda de energia elétrica / 5 Anos**. Rio de Junho, 2016 (2016- 2025). <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2024-16%20-%20Proje%C3%A7%C3%B5es%20da%20Demanda%20de%20Energia%20EI%C3%A9trica%202016-2025.pdf>. Acesso em: 15 set. 2016.

EPE - **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Anu%C3%A1rio%20Estat%C3%ADstico%20de%20Energia%20EI%C3%A9trica%202016.pdf> 19 mar. 2017.

FALCÃO, Djalma. M. **Integração de tecnologias para viabilização da smart grid**, IEEE, 2011.

GERMANO.C; ANDREW.M; BRUNO.S; **Estudo de viabilidade técnica da implementação de tecnologias de smart grid em consumidores finais**, 2014.

GOMES, R.C., PRINTS, A.L, RAMOS, C.M. **Proposta de Sistema com Arquitetura para Implementação de uma Smart Grid na Rede de Distribuição em Baixa Tensão**. III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE/2010), 2010.

JUAN M Gers. **Distribution System Analysis and Automation**, IET Power and energy Series, 2014.

KEZUNOVIC, M. **Smart Fault location for Smart Grid**. **Smart Grid**, IEEE, 2011.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos Cesar de B.; ROBBA, Ernesto. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Blucher, 2010.

LI, Qilin. ZHOU, Mingtian. **The Future-Oriented Grid-Smart Grid**. *Journal of computers*, v. 6, n. 1, jan. 2011.

MOREIRA, R.M.M. **Análise técnico – Análise Técnica e Econômica de Estratégias de Self-Healing em Smart-Grids**. 2011.

STEVON Schettino. **Smart grid Tendências de sua Implantação no Brasil**. Curitiba - PR: Appris, 2014. 141 p.

STASZESKY,D.M, CRAIG, D. and Befus, C. **Advanced Feeder Automation is Here**. IEEE power & energy magazine.

WILSON, Green. **Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems**. Florida Pensacola: Taylor & Francis, 2006. 490 p.