



ANÁLISE DAS CHAVES SECCIONADORAS TELECOMANDADAS

Paulo Henrique dos Reis Caldeira, Idalmir de Souza Queiroz Júnior

Resumo: O presente trabalho consiste em um estudo sobre a viabilidade ao emprego de chaves telecomandadas e telemedidas pelas concessionárias responsáveis do sistema elétrico brasileiro, usando como base a concessionária ENEL que está, até o presente momento, responsável pela rede elétrica no estado do Ceará, dando um breve esclarecimento sobre os tipos de equipamento de proteção usado em tais redes, suas possíveis causas de falhas, sobre as normas regulamentadoras para os demais processos de instalação e manutenção e um estudo de caso, sobre as formas de comunicação dos mesmos e equipamentos que possibilitam tal feito.

Palavras-chave: proteção, chave seccionadora, ENEL, viabilidade econômica.

1. INTRODUÇÃO

Diante da crescente evolução tecnológica em que estamos imersos, ainda existem certos problemas a serem resolvidos, isto é, tem-se a necessidade de tornar cada vez mais viável a vida do ser humano. Na área de Engenharia Elétrica não seria diferente, proporciona uma comunicação mais rápida, maior quantidade de transferência de dados, maior mobilidade em transportes [2]. Além de avanços na área de proteção de sistemas e as novas regulamentações do setor elétrico e com a evolução da tecnologia em comunicação, as concessionárias são solicitadas a uma maior eficiência na sua transmissão e distribuição de energia elétrica, isto é, ter níveis de qualidade e de continuidade de energia elétrica cada vez mais rigorosos. Uma alternativa a ser empregada é a de chaves automatizadas (telecomandadas e tele medidas), o que proporciona realizar manobras, isolar defeitos ou transferir cargas em tempo real, para o estabelecimento de energia mais ágil. Usando artifícios propostos pelas antenas, pode-se ter várias formas de comunicação, o que viabiliza a forma de trabalho das concessionárias a que detém tal tecnologia em sua rede [9].

Mas como garantir a eficiência desse novo sistema? Como saber se realmente se torna viável economicamente ou qual tipo de equipamento deverá ser usado? A análise de quais tipos de equipamentos, sua viabilidade, seu custo e o comparativo entre o sistema atual e o sistema de automação, serão abordados neste presente trabalho, tanto como seu estudo analítico e crítico sobre esse sistema.

As chaves seccionadoras são dispositivos de proteção da rede elétrica com a função de abri ou fechar determinado trecho da rede, tendo em vista assegurar o mínimo de clientes sem energia elétrica. Segundo as designações da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas). A norma brasileira NBR 6935/85 diz que são equipamentos de manobra no sistema elétrico de potência com intuito não somente de proteger os equipamentos de terceiros que estão ligados a rede elétrica, mas também tem como intuito ligar a geração, transmissão e distribuição e desliga-os conforme os desígnios da concessionária para realização de manobras para manutenção, reparação e dentre outros [1].

Outro ponto de vista que será abordado é a forma de comunicação dessas chaves seccionadoras telecomandadas e telemedidas, diferente das chaves manuais em que se faz necessário a operacionalidade de um indivíduo no local da mesma, as chaves telecomandadas podem ser acionadas remotamente a partir de uma sala de controle sem a necessidade de indivíduos no local onde se encontra as chaves. Esse fato deve-se ao uso de tecnologia proposta por dispositivos chamados antenas. Segundo o centro da ENEL que se situa no distrito de Russas – CE, as chaves seccionadoras podem se comunicar de três formas: comunicação via telefonia celular (GSM), comunicação por “visada direta” e por comunicação via satélite [10].

2. DESENVOLVIMENTO

2.1. Referencial Teórico

Teremos como embasamento neste referencial teórico, os conceitos sobre: proteção dos sistemas elétricos na rede, sobre a concessionária referente ao estado do Ceará. Veremos também os tipos de chaves seccionadoras e o conceito de smart grid e suas formas de transmissão.

2.1.1. Proteção da Rede Elétrica

Como já foi mencionado neste presente trabalho, a energia elétrica tornou-se para o homem, uma necessidade vital. Indústrias inteiras, hospitais, casas, shoppings, lojas e entre outras, usam a energia elétrica quase que 24 horas por dia, o que por sua vez, a falha na entrega de energia cogitaria em um colapso. Por esse e outros motivos as concessionárias de energia elétrica tem cada vez mais empenhado esforços e tecnologia no sistema de proteção de sua respectiva rede. Sendo assim, um sistema de proteção deve detectar a anomalia e eliminar o componente elétrico do sistema sob avaria, o mais rápido possível e preferencialmente somente o componente falhado [11]. O sistema de proteção de uma rede elétrica é de suma importância, pois previne as falhas, perturbações ocorridas na rede e realiza o devido reparo nas demais falhas não transitórias. Tais problemas podem ter diversos motivos, como [7]:

Problemas mecânicos:

- Ações do vento;
- Neve;
- Contaminações;
- Árvores e galhos;

Problemas elétricos:

- Descargas atmosféricas diretas ou indiretas;
- Surto de chaveamento causado por manobras na rede;
- Sobretensão e sobtensão no sistema;

Problemas térmicos:

- Sobrecorrente em decorrência de uma sobrecarga no sistema;
- Sobretensões dinâmicas do sistema
- Pontos quentes;

Problemas de manutenção:

- Substituição de peças e equipamentos inadequados;
- Inspeção de rede inadequada;
- Falta de controle de qualidade nos materiais;

Problemas de outras naturezas:

- Queimadas;
- Inundações;
- Desmoronamentos;
- Acidentes de qualquer natureza;

A origem do defeito ou falha pode vir de uma vasta gama de possibilidades, mas a finalidade do defeito é a mesma, isto é, o curto circuito. O curto circuito consiste em um contato do anodo com o catodo, isto é, o polo positivo e o polo negativo e que não existe resistência ou que ela é extremamente baixa, permitindo um fluxo de corrente extremamente alta passe por seus condutores. Há vários curtos circuitos em sistema de potência tais como: curto fase terra, bifásico, bifásico terra e trifásico e dentre eles 96% dos casos são temporários. As Tabelas 1 e 2 mostram a porcentagem de curto circuito por setor elétrico e porcentagem de ocorrências por curto circuito respectivamente [7].

Tabela 1 - Porcentagem de curto por setor elétrico

Setor do Sistema Elétrico		Curto-circuito
Geração		06%
Subestação		05%
Linhas de Transmissão		89%

FONTE: Rocha, 2018

Tabela 2 - Porcentagem de ocorrência por tipo de curto

Tipos de curtos-circuitos	Ocorrência em %
Trifásico	06%
Bifásico	15%
Bifásico-terra	16%
Fase-terra	63%

FONTE: Rocha, 2018

Segundo a ABNT, as normas para criar um sistema de proteção adequado tanto a rede de baixa tensão (NBR 5410/2017) quanto para redes de média tensão (14039/2005). Contudo, existem critérios a serem definidos para proteção, isto é, requisitos a serem cumpridos a realização de tal sistema. Esses requisitos se baseiam em **confiabilidade**: o dispositivo de proteção deve atuar de acordo com o esperado, **rapidez**: o dispositivo deve atuar o desligando o trecho com o menor tempo possível, **seletividade**: o dispositivo deve isolar somente a área a qual está designado, **sensibilidade**: o sistema deve ser responder a anomalias com a menor margem de tolerância entre operação e não operação, **economia**: os equipamentos deve atender as necessidade do sistema com o menor preço possível, e **simplicidade**: os dispositivos deve conter as funções básicas necessárias para operação na forma mais simples para ajustar os mesmos, evitando elementos flexíveis que induza ao erro [7,11].

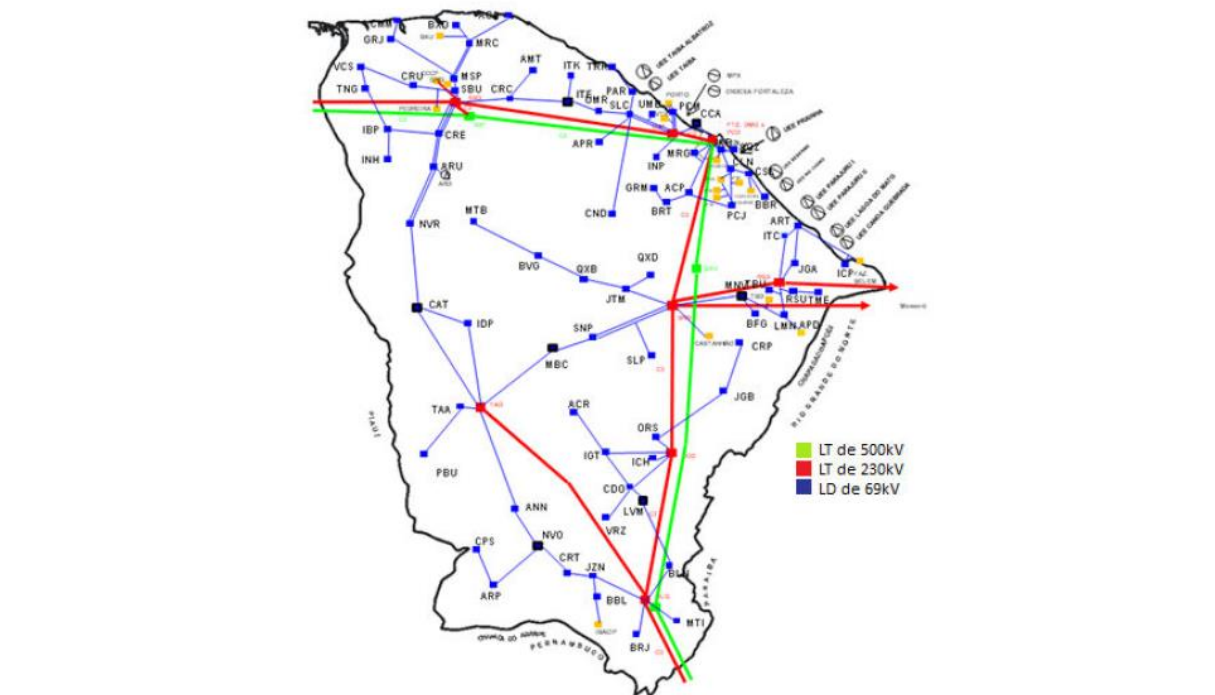
2.1.2. A concessionária

Segundo o Art. 5º (*A aplicação das tarifas deve observar as classes e subclasses estabelecidas neste artigo*), além das atribuições previstas nos incisos do art. 29 e no art. 30 da Lei nº 8.987, de 1995, de outras incumbências expressamente previstas em lei e observado o disposto no art. 161, compete à ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) a licitação para a contratação de empresas e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos. A concessionária nada mais é do que um a empresa autorizada pela ANEEL para receber em sua responsabilidade um aparte da rede elétrica do sistema elétrico brasileiro.

A concessionária em questão é a empresa ENEL responsável pela rede elétrica no estado do Ceará substituindo a antiga COELCE (Companhia Elétrica do Ceará) que era uma sociedade anônima de capital aberto desde 1995, foi controlada pela ENDESA, por meio da holding INVESTLUZ S.A., que detinha 56,6% do capital total e 91,66% do capital votante. A companhia foi privatizada em 1998 e tinha ganhado o direito de concessão pelo prazo de 30 anos, a partir daquela data. Em outubro de 2007, ocorreu uma reorganização societária da ENDESA S.A, sediada na Espanha, que foi controladora indireta da COELCE. Desde então as empresas ENEL e ACCIONA assumiram o controle acionário da ENDESA S.A. Após outra concessão, no dia 8 de novembro de 2016, a COELCE passou a se chamar ENEL, o que ocorreu o mesmo com a concessionária AMPLA do estado do Rio de Janeiro [12].

O grupo ENEL é uma empresa multinacional italiana que tem sua base em Roma, é uma das principais players no mercado de energia elétrica e gás, estando presente em 35 países, espalhados por cinco continentes, gerando energia com uma capacidade instalada em torno de 85 GW, distribuindo gás e energia por meio de uma rede que alcança 2,2 milhões de quilômetros, atendendo a 63,5 milhões de usuários finais ao redor do mundo e contado com a maior base de clientes entre os concorrentes da Europa, além de posicionar entre as líderes europeias em questão de capacidade de energia instalada e EBITDA (lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização) [13].

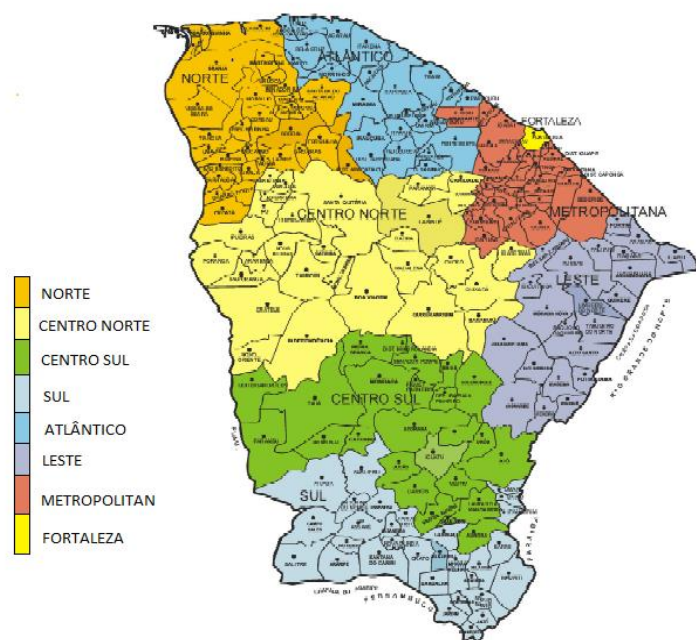
A concessionária detém todos as linhas de transmissão e distribuição do estado do Ceará, herdada da antiga COELCE, a ENEL fica, até a presente data, responsável pela distribuição com continuidade e cessada somente após um aviso listado previamente ou em situação de emergência, ficando passiva de multa pela ANEEL se caso ultrapasse os limites determinados pela mesma. A Figura 1 mostra o mapeamento das linhas de transmissão e de distribuição com suas respectivas subestações.



FONTE: Cunha, 2011

O estado do Ceará tem seu território dividido em 8 regiões cuja as quais contem espalhados os 184 municípios. Esses territórios são denominados em Norte, Atlântico, Centro Norte, Leste, Centro Sul, Sul, Região Metropolitana e Fortaleza capital. Eletricamente o estanho não está dividido somente em 8 regiões, mas sim em 10. Regiões estas que contém um conjunto de subestações, todas elas supridas pela empresa CHESF (Companhia Hidro Elétrica de São Francisco). As regiões são denominadas pelo nome correspondente da subestação cuja está responsável, que são: Milagres, Tauá, Icó, Banabuiú, Russas, Delmiro Gouveia, Pici, Fortaleza, Cauípe e Sobral. Atualmente (pois não há defasagem dos dados de 2011 à 2018) contem um total de 105 subestações sendo que 19 não automatizadas e 86 automatizadas, no qual 99 delas são disjuntoras próprias, 3 seccionadoras e 3 compartilhadas [8]. Segue nas Figuras 2 a divisão do estado do Ceará em suas respectivas regiões territoriais e na Tabela 3 as suas respectivas subestações de acordo com sua região.

Figura 2 - Divisão territorial das regiões



FONTE: Cunha, 2011

Tabela 3 - Subestações por região

REGIONAL	SUBESTAÇÕES	AUTOMATIZADAS
Milagres	Brejo Santo, Juazeiro do Norte, Mauriti	X
	Balanço, Barbalha, Crato, Lavas da Mangabeira	
Tauá	Crateus, Antonina do Norte, Campo Sales, Monbaça, Independência, Parambu	X
	Tauá, Nova Olinda, Araripe	
Icó	Curupati, Várzea Alegre	X
	Orós, Jaguaribe, Icó, Cedro, Iguatu, Acopiara	
Banabuiú	Solonópole, Senador Pompeu, Juatama, Quixadá, Quixeramobim, Boa Viagem, Mosenhor Tabosa, Morada Nova, Barra do Figueiredo	X
Russas	Tomé, Jaguaruana, Aracati, Icapuí, Limoeiro do Norte	X
	Russas I, Tabuleiro de Russas	
Delmiro Gouveia	Varjota, Dias Macedo, Tauape, Maguary I, Maguary II, Aldeota I, Aldeota II, Água Fria, Papicu, Mucuripe, Moinho dias Branco (seccionadora)	X
Pici	Barra do Ceará, Bonsucesso, Bom Jardim, Jurema, Parangaba, Pici, Presidente Kennedy I, Presidente Kennedy II	X
Fortaleza	Jabuti, Coluna, Cascavel, Beberibe, Pacajus, Aquiraz, Messejana, Mondubim, Distrito Industrial I, Distrito Industrial II, Acarape, Baturité, Guaramiranga, Maranguape, Schincariol (seccionadora)	X
Cauipe	São Luis do Curu, Umarituba, Canindé, Paraipaba, Apuiarés, Caucaia, Pecém, Inhuporanga, Trairi, Porto II (seccionadora)	X
	Umirim	
Sobral	Cariré, Araras I, Nova Russas, Ibiapina, Tianguá, Viçosa, Inhuçu, Caracará, Amontada, Itapajé, Itapipoca, Sobral I, Massapê, Coreau, Marco, Acaraú, Cruz	X
	Baixo Acaraú, Granja, Camocim	

FONTE: Cunha, 2011

2.1.3. Chave seccionadoras

Para a proteção não somente das linhas de transmissão e de distribuição, mas também da subestação, existe vários equipamentos implantados nas mesmas, equipamentos estes que asseguram a continuidade da linha em questão de transferência de carga, isto é, continuidade em levar energia elétrica da geração a distribuição nos consumidores. Equipamentos esses que são essenciais para o funcionamento do sistema de proteção, dentre eles temos: para-raios, religadores, disjuntores, chaves fusíveis, chaves seccionadores, relés, TC (transformador de corrente), TP (transformador de potencial) e transformadores de força. Dentre todos esses equipamentos já mencionados anteriormente, nos deteremos, para o presente trabalho, somente em um deles, as chaves seccionadoras.

As Chaves seccionadora, segundo a ABNT nas NBR's 6935/85 e 7571/85 trata-se de um equipamento de manobra cuja sua função é seccionar uma parte da rede elétrica em que está designada separando seus polos e isolando os mesmos, de acordo com o que foi designado pela concessionária e para proteção contra curtos, sobre corrente e sobretensões [1]. Também faz parte de sua natureza a isolamento de equipamentos como disjuntores, transformadores e barramentos em uma subestação, de forma a proporcionar a sum manutenção / reparo, realizando o by-pass dos mesmos e como dispositivo de manobra para realização de alívio de carga entre subestações [14].

As chaves seccionadoras são compostas por [1]:

- | | | |
|---------------------------|----------------------------|--------------------------------|
| • Circuito principal | • Circuito auxiliar | • Dispositivo de inetravamento |
| • Circuito de comando | • Indicadores de posição | • Dispositivo de bloqueio |
| • Circuito de acionamento | • Sinalizadores de posição | • terminal |
| • Contato | | |

Circuito principal – conjunto de partes condutoras, o conjunto onde se encontra a chave para abrir ou fechar.

Circuito de comando – diferente do circuito principal, este tem o dever de comandar a operação de abertura ou fechamento.

Circuito de acionamento – conjunto de parte que tem a finalidade de energizar o motor de acionamento.

Contatos – conjunto de parte com a finalidade de manter a condução quando se tocam, podendo existir os contatos de arco para proteger o contato principal estabelecendo nele o arco. Os contatos também podem ser definidos como NA (normalmente aberto que se fecham quando operados ou iniciando a operação) e NF (normalmente fechado que se abrem quando operados ou completando a operação).

Circuito auxiliar – conjunto de circuitos suplementares, usados para sinalização, intertravamento e demais funções que não sejam as de comando e a principal.

Indicadores de posição – dispositivo mecânico que indica a posição dos contatos principais.

Sinalizadores de posição – dispositivo integrante que atua direta ou indiretamente para indicação da posição dos contatos principais.

Dispositivo de intertravamento – dispositivo que torna a chave dependente de outros equipamentos.

Dispositivo de bloqueio – dispositivo mecânico que trava a chave na posição de operação.

Terminal – parte da chave condutora que torna possível a energização de um circuito externo.

Dentre as chaves seccionadoras podemos coloca-las em questão de uso, isto é, chaves para uso interno (dentro da subestação) e externo (nas linhas de transmissão e distribuição) [14].

Uso interno:

- **Seccionadora simples** – com abertura simultânea, laminas construídas em cobre, cada lâmina contém um ou dois conjuntos de facas e são montadas em uma estrutura metálica;
- **Seccionadora com bucha passante** – chave com um conjunto de buchas passantes para ligação entre dois cubículos;
- **Seccionadora fusível** – chave constituída de cartuchos de fusíveis em cada lâmina;
- **Seccionadora interruptora** – chave composta de molas para acionamento rápido e câmaras de cerâmica para extinção de arcos, pois é utilizada em carga;

Uso externo:

- **Tipo A, abertura vertical** – composta por três colunas com isoladores fixos em uma única base, com sua abertura perpendicular a base de montagem.
- **Tipo B, dupla abertura lateral** – composta por três colunas equidistantes sobre uma única base, com sua abertura paralela ao plano da base rotacionando a coluna do meio.
- **Tipo C, basculante 3 colunas** – composta por três colunas na mesma base, as duas extremas suportando os terminais, abertura com a rotação do interior com a haste de contato.

- **Tipo D, abertura lateral singela** – composta por duas colunas na mesma base, uma fixa e outra móvel, com abertura paralela a base e a rotação da coluna móvel.
- **Tipo E, abertura central** – composta por duas colunas fixa na mesma base, com sua abertura em conjunção da rotação das duas colunas unidas por um casamento das hastes.
- **Tipo F, basculante 2 colunas** – composta de duas colunas na mesma base, uma com suporte para o contato fixo e outra com o suporte para o contato móvel, abertura com a rotação do contato móvel.
- **Tipo H, vara de manobra** – composta por duas colunas fixas na base, sua abertura se dá por uma lamina de engate da vara de manobra a um olhal apropriado.
- **Tipo J, fechamento** – composta por duas ou três colunas, uma fixa e outra rotativa, sua abertura se dá perpendicularmente a base, podendo ser direto no barramento.
- **Semi-pantográfica** – composta por três colunas, uma rotativa e duas fixas, sendo a rotativa na extremidade junto ao dispositivo de acionamento, sua abertura se dá através de um desdobramento da haste no seu centro conectando os polos, pode ser horizontalmente e verticalmente.

Além dos vários tipos de chaves seccionadoras, temos também as formas de operação das mesmas. Essas formas de operação são: Operação em grupo, os polos são interligados mecanicamente e operados simultaneamente de forma direta ou indireta. Operação monopolar, os polos podem ser operados individualmente sem interligação entre eles. Comando manual, podendo ser realizado com ou em auxílio de redutores. Comando motorizado, operação através de motores elétricos, hidráulicos ou pneumáticos [14]. A baixo segue algumas imagens das chaves seccionadoras.

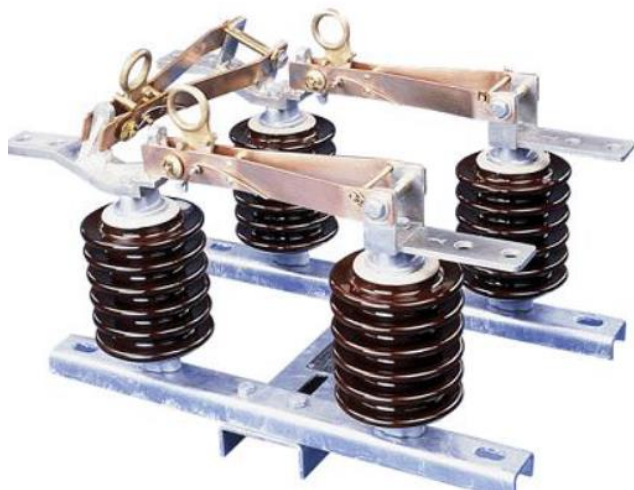
Figura 3 - Exemplos de chaves seccionadoras



TIPO A – ABERTURA VERTICAL



TIPO B – DUPLA ABERTURA LATERAL



SECCIONADORA BY-PASS



SECCIONADORA TRIPOLAR DE ABERTURA SOB CARGA

2.1.4. Smart grid

Após todos esses conceitos e tipologia de equipamentos, a tecnologia no ramo da proteção de sistemas elétricos e na sua forma de continuidade nas linhas de transmissão e de distribuição, adentraremos em um novo mundo, as smart grids. Existe uma evolução tecnológica que vem a cada dia acompanhando o ser humano, novas necessidades de interação com o sistema, mais velocidade, mais confiabilidade e melhores desempenhos. A smart grid está mais para um conceito do que um equipamento, isto é, a smart grid (rede inteligente) são um conjunto em otimização na alocação de equipamento, tais como chaves seccionadoras e avanços no próprio equipamento.

A smart grid tem como modificação na rede atual uma infraestrutura de comunicação e processamento de dados o que fará os equipamentos nos vários segmentos de rede se comunicarem entre si, funcionará basicamente como uma internet de equipamentos que interligaram os IED's – Dispositivo Eletrônico de Inteligência (Intelligent Electronic Device). Os IED's são dispositivos de elementos de interfaceamento da infra-estrutura de comunicações e processamento de informação com o sistema de energia elétrica implementados nos equipamentos. A utilização de tecnologia digital proporciona a convergência de tecnologias de proteção, controle e supervisão em equipamentos padronizados. Algumas características atribuídas às smart grids são:

- Capacidade de auto recuperação analisando, detectando, respondendo para se reestruturar na rede;
- Habilidade de incluir equipamentos e comportamentos dos consumidores nos planejamentos da rede;
- Capacidade de resistir a ataques físicos e cyber-ataques;
- Prove energia de qualidade devidamente exigida pela sociedade;
- Acomodar uma grande variedade de fontes de energia;
- Reduzir o impacto ambiental na produção de energia elétrica;
- Resposta da demanda mediante atuação remota;

Para a implantação do conceito de smart grid é necessário exercer um grande esforço em pesquisas, tecnologia e desenvolvimento. Alguns países como Japão, Europa e EUA já estão introduzindo em suas redes a modernização dos equipamentos. Em 2009 foram concedidos pelo governo americano, um auxílio para o investimento de US\$ 3,4 bilhões e US\$ 5,7 bilhões pela iniciativa privada para pesquisas em:

- Geração – integração de fontes alternativas de energia de pequeno porte;
- Transmissão – sistema integrado de monitoramento, controle, proteção e PMU's – dispositivo de medição fasorial sincronizada;
- Distribuição – sistema automático de medição com medidores eletrônicos;
- Sistema de gerenciamento de energia prediais e residenciais;
- Interoperabilidade – padronização de redes e sensores e de comunicação;

No caso de Brasil, as iniciativas vêm por parte de empresas e centros de pesquisas. Os seus projetos são:

- Microrredes – composta por várias fontes alternativas de pequeno porte para estudo de proteção e medição automatizada (COPPE/UFRJ);
- Projeto MEDFASEE – sistema de medição fasorial sincronizada (UFSC);
- Medição automática – sistema de medição centralizada e sistema não-invasivo de monitoração de eletrodomésticos (CEPEL);
- Aplicação de PMU na segurança de sistema – detecção online da proximidade de colapso de tensão (COPPE/UFRJ), monitoração do nível de estresse do sistema elétrico (NOS E CEPEL);

2.1.5. Comunicação

Após o conceito de smart grid, se faz necessário ter uma breve abordagem sobre a forma como os equipamentos se comunicam. A comunicação dos equipamentos pode ser por meio de GPRS (General Packet Radio Service), 3G (Third Generation Networks), PLC (Power Line Communication) e RF Mesh. Todas as formas de comunicação, exceto a PLC, precisam de uma antena transmissora para enviar os sinais de dados, sinais estes obtidos de sensores de corrente, tensão, temperatura, sobrecorrente e sobretensão. O GPRS utiliza-se de pacotes de dados que são transmitidos para um centro de comando que é analisado e decodificado, cada aparelho contém um PIN (Personal Identification Number) para sua identificação e geolocalização. Tanto o GPRS e o 3G usam o sistema de transmissão de pacotes de dados pois suas infraestruturas são GSM (Global System for Mobile Communications) com velocidade de tráfego de dados em 150kbps para o GPRS e em 300kbps e 2mbps para o 3G. o RF Mesh (Radio Frequência) é uma outra forma de sinal que utiliza do artifício de uma antena, mas

diferente de transmissão de pacotes de dados, essa por sua vez manda sinais de telemetria em frequências de rádio para uma central de comando, onde ocorre todo o monitoramento. O PLC em geral é a melhor escolha, partindo do fato de que diferente das outras maneiras de transmissão de dados, utiliza a malha de energia elétrica para a transmissão de dados. Com uma taxa de modulação entre 3kHz e 150kHz tem uma velocidade média de 200Mbps, embora podendo obter alguns problemas de ruído pois a rede elétrica que se usa não foi projetada para tal ato e a impedância da linha, necessitando o uso de repetidores e assim aumentando o custo da implantação.[17][18]

Figura 4 – Transmissão RF Mesh



FONTE: CPFL ENERGIA, 2018

Figura 5 – Transmissão PLC



FONTE: SANTOS, 2013

2.2. Metodologia

A análise das chaves seccionadoras telecomandadas terá início pela aquisição de dados dos indicadores de índice de continuidade da rede elétrica. Esses indicadores têm como responsabilidade avaliar a continuidade do fornecimento de energia elétrica através de indicadores que mensuram a frequência e a duração das interrupções ocorridas nos consumidores. Existem outros indicadores no mundo, os indicadores são apurados para as interrupções maiores que 3 minutos, sendo admitidos alguns expurgos na sua apuração. Os indicadores de continuidade e suas respectivas formas de cálculo estão discriminados logo a seguir [16]:

DIC – Duração de interrupção individual por unidade consumidora: Intervalo de tempo que, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica

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

FIC – Frequência de interrupção individual por unidade consumidora: Número de interrupções ocorridas, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão.

(2)

$$FIC = n$$

DEC – Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora: Intervalo de tempo que, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (3)$$

FEC – Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora: Número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (4)$$

DMIC – Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão: Tempo máximo de interrupção contínua de energia elétrica, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão.

$$DMIC = t(i) \max \quad (5)$$

terá como base de análise um dos 184 municípios do estado do Ceará, o município de Tabuleiro do Norte. Este belo município do interior do estado situa-se na região territorial do vale do Jaguaribe, ao leste do estado, a aproximadamente 232 km da sua capital Fortaleza. Segundo a divisão por setor elétrico a cidade é alimentada hoje por três subestações, a subestação da Barra do Figueiredo, Limoeiro do Norte e Tomé. Segue-se a Tabela - 4 a análise dos indicadores a partir do ano de 2010 até o ano de 2017 da cidade de Tabuleiro do Norte da zona urbana e da zona rural [15] e as figuras 4, 5 e 6, suas linhas dos alimentadores da S.E. (Subestação Elétrica), a S.E. Limoeiro do Norte e os alimentadores que suprem o centro da cidade respectivamente.

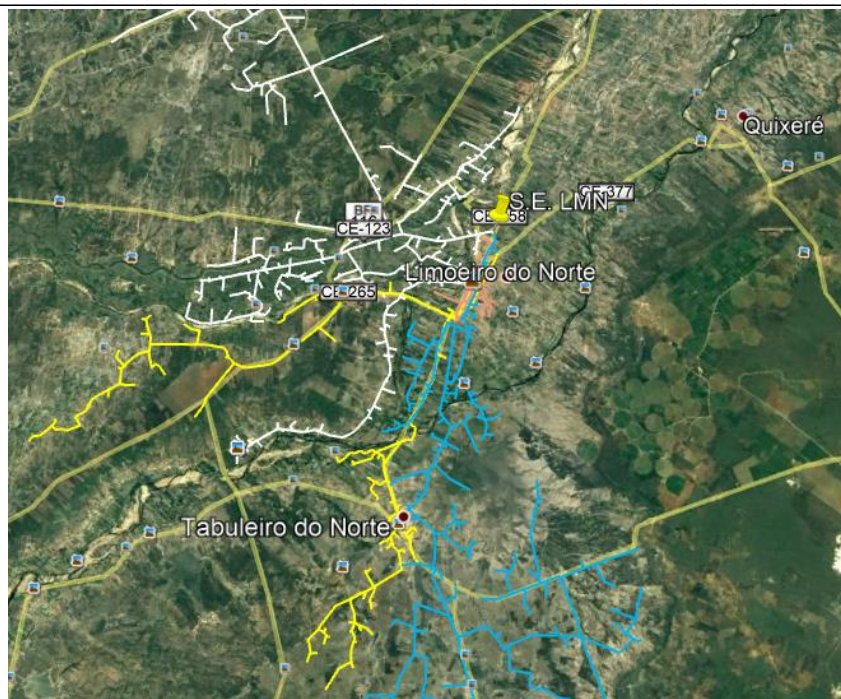
Tabela 4 - Indicadores registrados da cidade de Tabuleiro do Norte pela subestação Limoeiro do Norte

2017			DIC (em horas)			FIC (número de interrupções)			DMIC (em horas)
URBANO	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL
	11	9	20,77	10,38	5,19	13,2	6,6	3,3	2,94
RURAL	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL
	11	9	41,76	20,88	10,44	30,39	15,19	7,59	5,58
2016			DIC (em horas)			FIC (número de interrupções)			DMIC (em horas)
URBANO	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL
	12	9	21,25	10,62	5,31	13,2	6,6	3,3	3,03
RURAL	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL
	12	9	42,34	21,17	10,58	30,39	15,19	7,59	5,68
2015			DIC (em horas)			FIC (número de interrupções)			DMIC (em horas)

URBANO	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL
	12	10	21,25	10,62	5,31	13,45	6,72	3,36	3,03
RURAL	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL
	12	10	42,34	21,17	10,58	30,69	15,34	7,67	5,68
2014			DIC (em horas)			FIC (número de interrupções)			DMIC (em horas)
URBANO	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL
	12	10	21,25	10,62	5,31	13,45	6,72	3,36	3,03
RURAL	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL
	12	10	42,34	21,17	10,58	30,69	15,34	7,67	5,68
2013			DIC (em horas)			FIC (número de interrupções)			DMIC (em horas)
URBANO	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL
	13	11	21,73	10,86	5,43	13,7	6,85	3,42	3,11
RURAL	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL
	13	11	42,92	21,46	10,73	30,98	15,49	7,74	5,78
2012			DIC (em horas)			FIC (número de interrupções)			DMIC (em horas)
URBANO	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL
	14	12	22,21	11,1	5,55	13,95	6,97	3,48	3,2
RURAL	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL
	14	12	43,49	21,74	10,87	31,28	15,64	7,82	5,88
2011			DIC (em horas)			FIC (número de interrupções)			DMIC (em horas)
URBANO	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL
	14	12	22,21	11,1	5,55	13,95	6,97	3,48	3,2
RURAL	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL
	14	12	43,49	21,74	10,87	31,28	15,64	7,82	5,88
2010			DIC (em horas)			FIC (número de interrupções)			DMIC (em horas)
URBANO	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL
	15	13	22,69	11,34	5,67	14,2	7,1	3,55	3,29
RURAL	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL
	15	13	44,07	22,03	11,01	31,58	15,79	7,89	5,98

FONTE: ANEEL, 2018

Figura 4 - Mapa dos alimentadores da S.E. Limoeiro do Norte



FONTE: Autoria própria, 2018

Figura 5 - S.E. Limoeiro do Norte



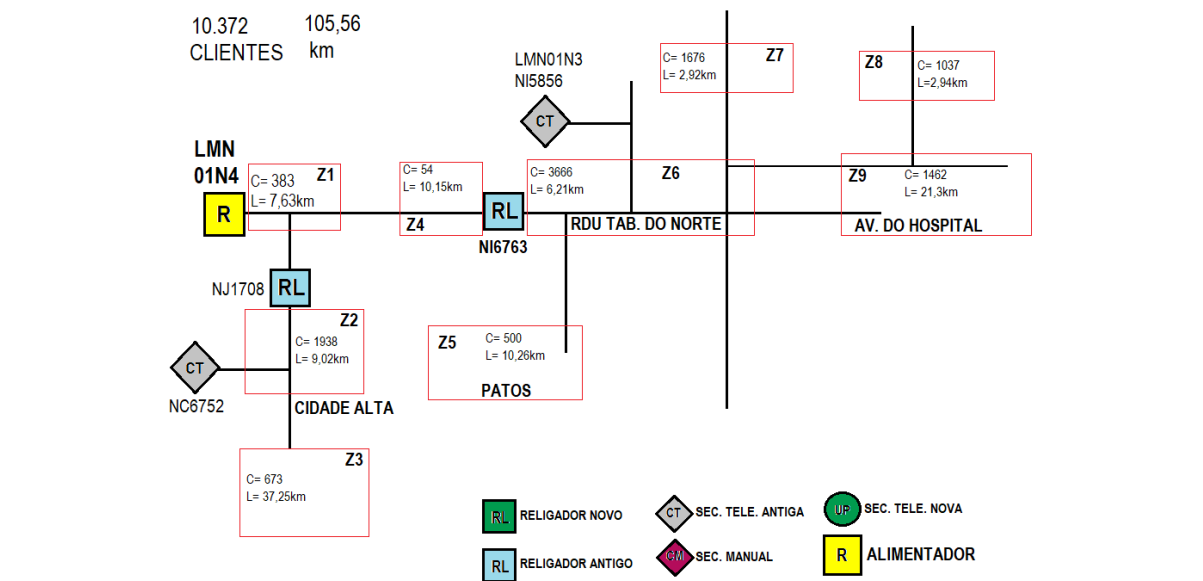
FONTE: Autoria própria, 2018

Figura 6 - Tramo de alimentadores no centro da cidade



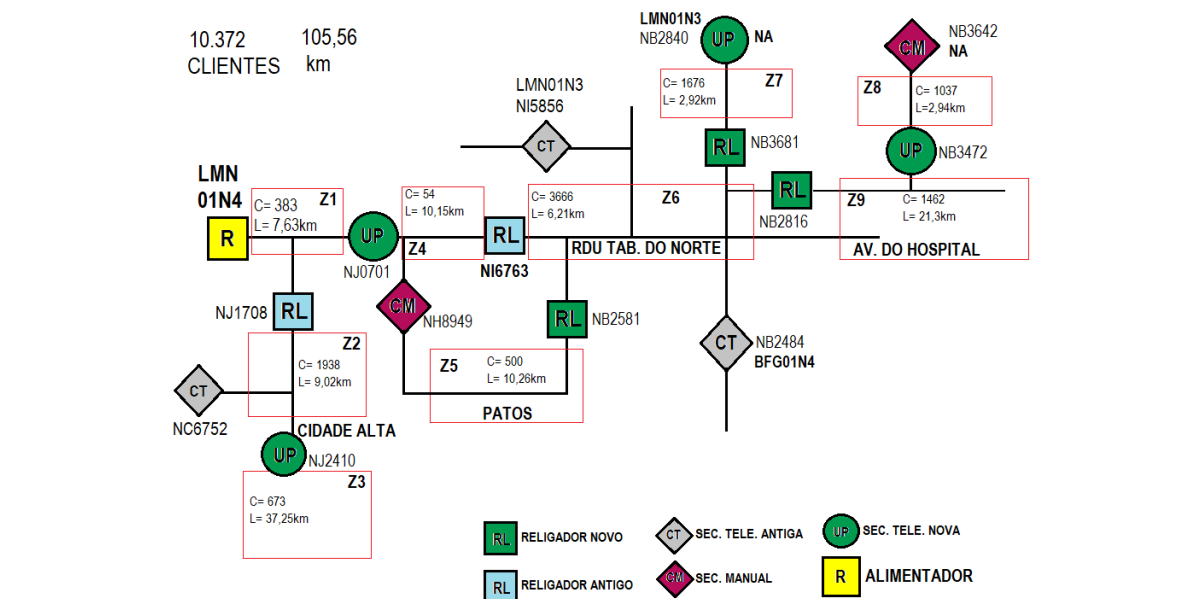
FONTE: Autoria própria, 2018

Será tomado por base de cálculos para simulação uma falha na rede, um dos alimentadores que fornece energia elétrica para o centro da cidade. A concessionária ENEL detém as folhas de ocorrência de cada subestação do estado do Ceará. As folhas de ocorrência são dados importantes que consiste a subestação, o alimentador, o número do equipamento (pois cada equipamento tem um código para identificação), o dia da falha, a hora em que ocorreu a falha e o tempo de duração da falha [10]. Devido ao fato que esses dados são exclusivos somente para a concessionária ENEL, faz-se necessário atribuir valores fictícios para uma falha. Os valores usados não serão de total arbitragem, mas sim, com entendimento e a experiência de funcionários exemplares e de total confiança que estão contribuindo a mais de 30 anos na concessionária [10]. Será usado o trecho do alimentador 01N4 que alimenta a cidade de Tabuleiro do Norte chegando pela CE-266 sentido o município de Limoeiro do Norte. A simulação ocorrerá em duas etapas distintas, porém em mesmo ponto da linha para efeito comparativo. A primeira etapa a falha ocorrerá no tramo com os equipamentos em suas condições normais e sem nenhuma modificação do real hoje executável. A segunda etapa ocorrerá no mesmo trecho, porém a linha sofrerá alterações, isto é, serão acrescentados novos equipamento de proteção e novas chaves seccionadoras telecomandadas. Essas alterações, segundo o centro de serviço da ENEL em Russas – CE, já são previstas a serem executadas para o ano de 2018, o que faz a devida análise comparativa não ser extremamente abstrata. As Figuras abaixo serão ilustrativas das duas formas em que a linha se encontrará. Subsequentemente teremos imagens do software para estudo de proteção (proteCAD®) usado em que contém as devidas dimensões de tamanho, impedância do cabo, curtos, equipamentos, tipologia do cabo usado, suas conexões e derivações.



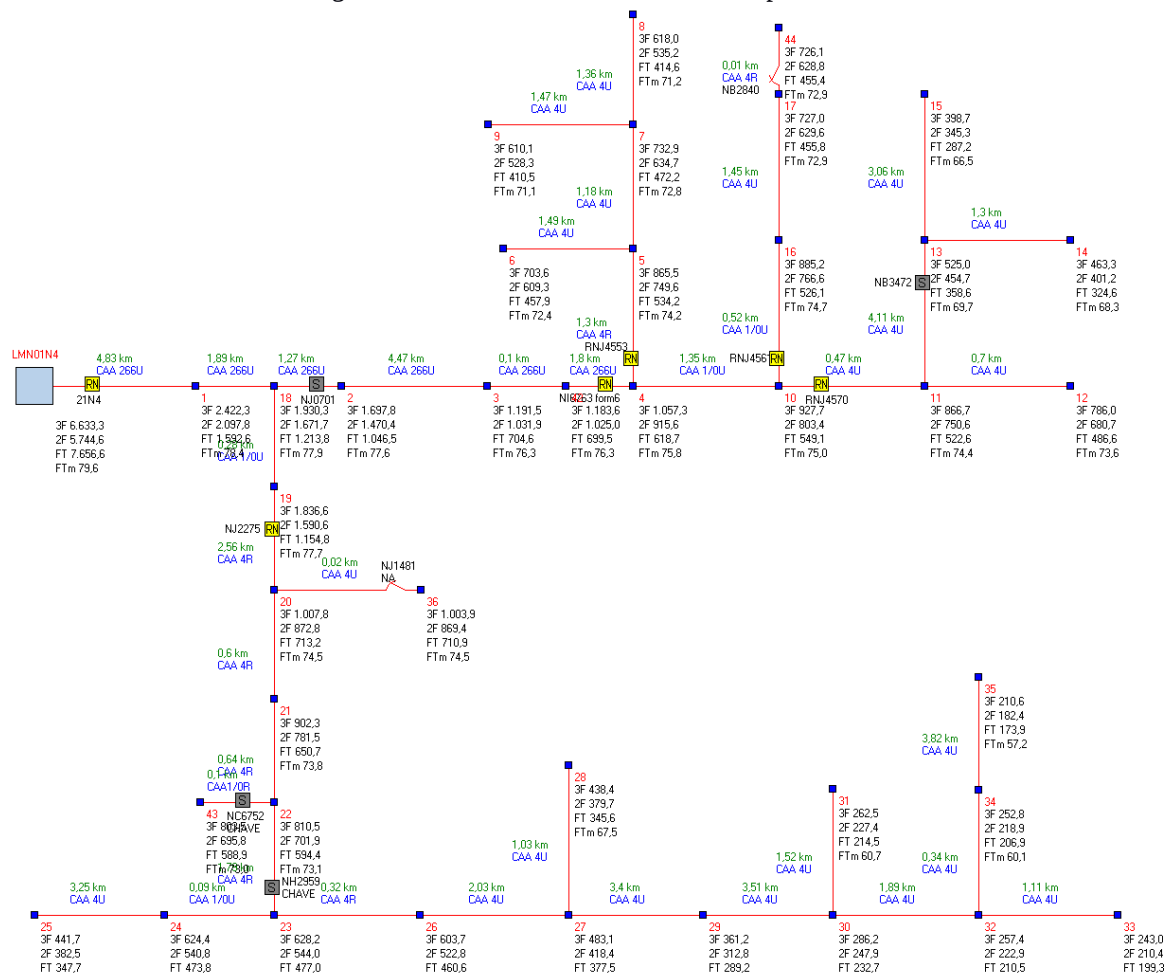
FONTE: Autoria própria, 2018

Figura 8 - Diagrama ilustrativo do trecho do alimentador 01N4 modificado



FONTE: Autoria própria, 2018

Figura 9 - Alimentador 01N4 simulado no proteCAD

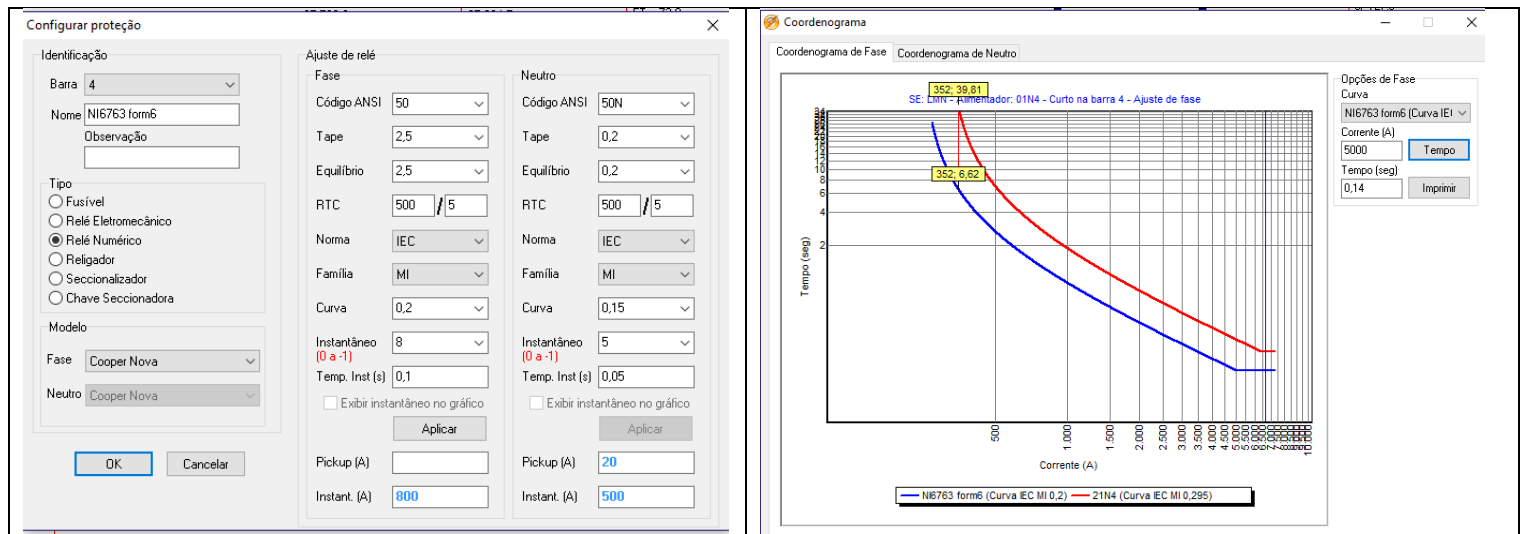


FONTE: Autoria própria, 2018

3. Resultados e Discussões

Após a realização das duas etapas, com o software proteCAD® para cálculos mais eficientes em relação ao sistema de proteção, obtivemos uma diferença significativa entre as duas simulações. Será submetido uma falha na linha no trecho representado por “RDU TAB. DO NORTE” que representa o centro urbano da cidade. Esta falha ocorreu em um dia útil de serviço no horário por volta de 19h. O procedimento do sistema de proteção segundo a sua filosofia é de atuar o equipamento mais próximo do ocorrido de acordo com o tamanho do curto gerado pela falha. O equipamento mais próximo é o religador antigo de código NI6763. Ele seque o procedimento de um típico religador, acionando as suas 4 contagens de tempo (duas rápidas e duas lentas). As Figuras abaixo mostram a configuração do religador e sua curva de coordenação respectivamente.

Figura 3 - Configuração do religador e coordenograma no proteCAD



FONTE: Autoria própria, 2018

Após o desligamento da linha, a ENEL envia uma equipe para analisar o local da falha e reparar. Como não existe equipe na cidade de Tabuleiro do Norte, leva tempo para se deslocar de Limoeiro do Norte até o centro urbano de Tabuleiro do Norte. A distância aproximada entre as duas cidades é de 9km, segundo o órgão de legislação de trânsito a velocidade média da CE-266 é de 40km/h, utilizando a formula para velocidade média $V_m = \text{distância} / \text{tempo}$, obteremos um tempo médio de 13,5 minutos. Em seguida a equipe começa a procurar o defeito em toda a região que está em falta enquanto o número de clientes sem energia é de 8341 repartidos entre as regiões após o religador antigo. Na primeira simulação, a região após o religador antigo, tem entorno de 43,63 km de linha o que segundo operários treinados precisão de 1h e 30m (uma hora e trinta minutos) em média para encontrar a falha. Usaremos os dados obtidos da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) do ando de 2017 como base dos indicadores desta simulação. Também teremos o número total de clientes que são alimentados por esse ramal que é de 10.372 usuários dentre eles residenciais e industriais. Sendo bastante otimista, o tempo em que a duração da interrupção seria em média de 1h e 43,5m (uma hora e quarenta e três e meio minutos). Para determinarmos os parâmetros necessários para efetuarmos o custo de ocorrência usaremos os dados dos indicadores na tabela 4 citada acima. Abaixo teremos uma tabela disponibilizada dos custo e tarifas da ENEL.

Tabela 6 – Taxas dos serviços cobrados pela ENEL

	Grupo B (R\$)			Grupo A (R\$)
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
VISTORIA DA UNIDADE CONSUMIDORA	6,49	9,29	18,59	55,82
AFERIÇÃO DE MEDIDOR	8,37	13,94	18,59	93,05
VERIFICAÇÃO DE NÍVEL DE TENSÃO	8,37	13,94	16,74	93,05
RELIGAÇÃO NORMAL	7,42	10,22	30,68	93,05
RELIGAÇÃO DE URGÊNCIA	37,2	55,82	93,05	186,10
2ª VIA DE FATURA	2,77	2,77	2,77	5,57
2ª VIA DE DECLARAÇÃO DE QUITAÇÃO ANUAL DE DÉBITOS	2,77	2,77	2,77	5,57
DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DE MEDIÇÃO (MEMÓRIA DE MASSA)	6,49	9,29	18,59	55,82
DESLIGAMENTO PROGRAMADO	37,2	55,82	93,05	186,10
RELIGAÇÃO PROGRAMADA	37,2	55,82	93,05	186,10
FORNECIMENTO PULSOS POTÊNCIA E SINCRONISMO	6,49	9,29	18,59	55,82
COMISSIONAMENTO DE OBRA	19,48	27,88	55,76	167,46
DESLOCAMENTO OU REMOÇÃO DE POSTE	(*)	(*)	(*)	(*)
DESLOCAMENTO OU REMOÇÃO DE REDE	(*)	(*)	(*)	(*)
VISITA TÉCNICA	6,49	9,29	18,59	55,82
CUSTO ADMINISTRATIVO DE INSPEÇÃO	109,76	164,67	274,53	3.660,69

FONTE: ENEL, 2018

Como o caso de falha, a religação é de urgência pois nesse trecho não somente existe complexos residenciais, mas também complexos industriais. Será tomado para base de cálculos do trecho em falta, de que o mesmo é composto pelo grupo **B** e seus subgrupos. Também colocaremos em suposição que o tempo para que as medidas corretivas sejam aplicadas sejam o mesmo para as duas simulações, tendo assim que o que estará em estudo é a viabilidade no deslocamento e localização da falha.

	DEC (mês)	FEC (mês)	DIC (mês)	FIC (mês)	DMIC (mês)	Custo (R\$)
Urbano	11	9	5,19	3,3	2,94	1.593,66
Rural	11	9	10,44	7,59	5,58	7.373,24

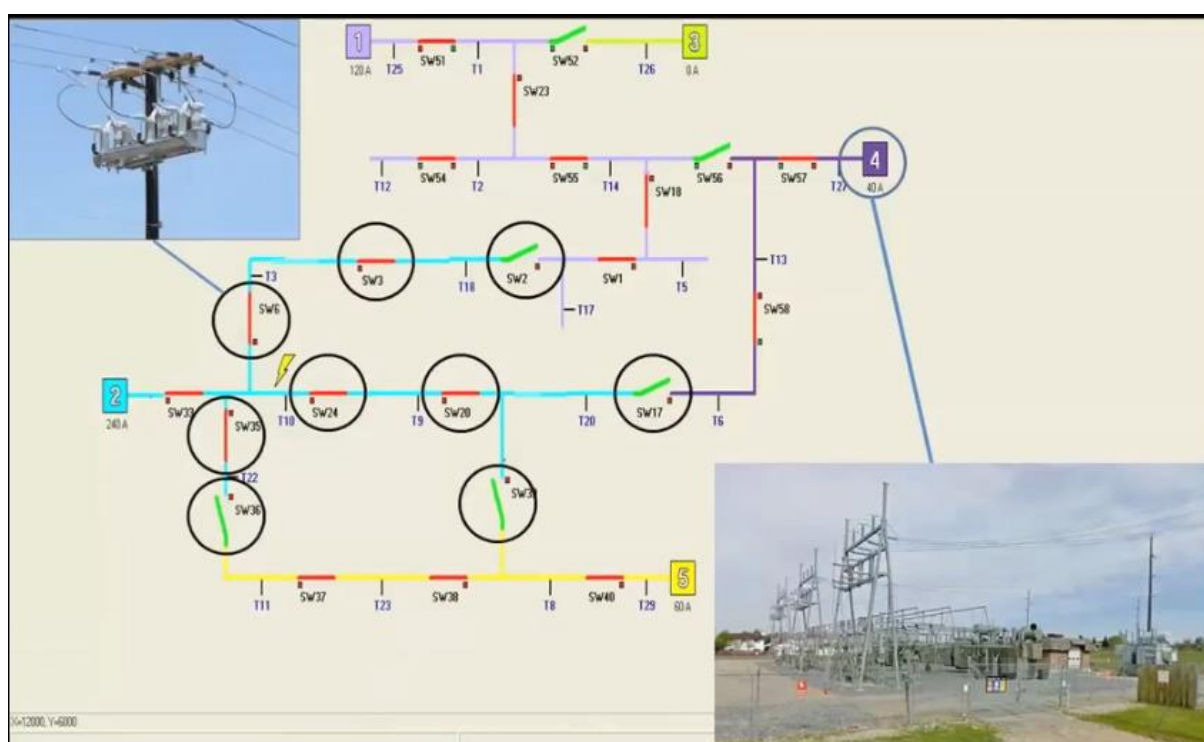
Somente para a subestação de Limoeiro do Norte, considerando apenas a rede trifásica e as faltas decorrentes do período de 2017.

Devido ao fato de que a concessionária ENEL ter uma política de não disponibilizar os documentos que diz respeito a equipamentos, quantidade de falha, gastos, entre outros para terceiros, teremos que supor medidas reais para a segunda simulação. Usaremos o mesmo trecho e o mesmo local para a falha.

Para a situação, segundo a central de serviços da ENEL, em Russas-CE, os dispositivos telecomandados conversam entre se e a central de serviços, disponibilizando as medidas de corrente e de tensão de cada ponto onde está situada a chave telecomandada. Cada chave tem responsabilidade de abrir ou fechar quando necessário e seu tempo de resposta é entorno de 20 segundos. [10]

O tempo de transposição dos colaboradores da ENEL de Limoeiro do Norte para o local ainda é o mesmo (13,5 minutos, porém, já não levaria mais uma hora e meia, e sim, 20 minutos, pois ao perceber a falha continua na rede, as chaves telecomandadas isolam o local abrindo as chaves que estão ao redor do mesmo, facilitando a viabilidade da equipe técnica. Enquanto isso, a central pode analisar qual subestação ou ramal não está com muita carga para fazer a ligação dos demais clientes do local.

Figura 4 - Configuração do esquema de ligação das chaves telecomandadas



FONTE: ENEL, 2018

Uma vez tendo instalada as chaves, elas não atrapalhavam as chaves convencionais e poupariam tempo, número de equipes e claro, uma redução considerável dos gastos da concessionária.

	DEC (mês)	FEC (mês)	DIC (mês)	FIC (mês)	DMIC (mês)	Custo (R\$)
Urbano	11	9	3,19	3,3	2,94	979,58
Rural	11	9	7,42	7,59	5,58	5.240,37

Com a redução do tempo de resposta das equipes técnicas e mantivemos os mesmos parâmetros e mesma quantidade de clientes. Obtivemos uma economia de 39% nos clientes na zona urbana e 29% nos clientes de zona rural, dando um total de 32% de economia somente no alimentador 01N4.

Segundo a ENEL, no primeiro semestre de 2018, seus investimentos aumentaram 27,6% em relação ao primeiro semestre do ano de 2017. Isso nos dar em média de 230,15 milhões de reais de receita bruta, se colocarmos os 32% do total investido no ano de 2017, teríamos em torno de 2.194,86 milhões de reais a mais de receita bruta.

Claro que requereria um alto investimento, o que no caso já está sendo visto e implementado pela mesma, segundo o técnico geral do centro de serviço, Nilberto, o novo mapa das chaves desse alimentador estará operando em dezembro de 2018.[10]

4. CONCLUSÕES

O estudo da análise das chaves seccionadoras telecomandadas tem como visto, mostrar importância desse equipamento tão usual no meio das redes de distribuição, transmissão e das subestações espalhadas por todo território nacional. Tão somente mostrar os tipos de chaves usadas no decorrer do sistema de energia elétrica e os possíveis distúrbios que podem afligir no sistema de proteção.

Vimos também neste presente trabalho um pouco da rede de distribuição que percorre todos os seus 108 municípios do estado do Ceará e suas respectivas subestações. Tendo visto um pouco da história da presente e atuante concessionária de energia ENEL.

Foi obtido um melhor parecer sobre o conceito de smart grids e suas formas de transmissão de dados. Tecnologia essas que impulsiona um avanço nas redes de distribuição de energia elétrica.

Embora ainda existam empecilhos, isto é, existem dificuldades para implantação dos novos métodos para implantar as chaves telecomandadas devido ao fato de linhas antigas, cuja as quais não foram projetadas para receber tamanha responsabilidade, ou possíveis falhas em comunicação dos aparelhos causados por eventualidades na área correspondida a telecomunicações, ainda sim é algo a se pensar e também a ser melhorado. O cliente da concessionária, com aumento de impostos sobre a tarifação da conta de luz, que assola não só o cliente, mas também o própria concessionária, esta vem a se tornar a oportunidade de ouro para uma redução na conta de luz e junto a isto, um grande avanço na política de investimentos da própria concessionária do estado do Ceará.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] SOUZA, Antonio Fernando de. SISTEMA PARA MONITORAÇÃO DA OPERAÇÃO DE CHAVES SECCIONADORAS DE ALTA TENSÃO BASEADO NA ANÁLISE DAS CORRENTES DO MOTOR DE ACIONAMENTO: SISTEMA PARA MONITORAÇÃO DA OPERAÇÃO DE CHAVES SECCIONADORAS DE ALTA TENSÃO BASEADO NA ANÁLISE DAS CORRENTES DO MOTOR DE ACIONAMENTO. 2002. 99 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica Antonio, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2002
- [2] PFITSCHER, Luciano L.; BERNARDON, Daniel P.; CANHA, Luciane N.. Estudos de Paralelismo de Alimentadores para Reconfiguração Automática de Redes de Distribuição. 2002. 6 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, São Leopoldo, 2002.
- [3] LEITE, Jônatas Boás; MATHIAS NETO, Waldemar Pereira; MANTOVANI, José Roberto Sanches. ALOCAÇÃO OTIMIZADA DE CHAVES DE MANOBRAS PARA RESTAURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. 2005. 740 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2005
- [4] GUTH, Thiago Freire. AVALIAÇÃO DA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA DE RECOMPOSIÇÃO AUTOMÁTICA EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELETRICA. 2013. 125 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão, 2013.
- BERNARDON, D. P.; SPERANDIO, M.; GARCIA, V. J.. Alocação Ótima de Chaves Telecomandadas nas Redes de Distribuição para Aumento da Confiabilidade dos Sistemas. 2010. 6 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Unipampa, São Leopoldo, 2010.
- [5] ASSIS, Laura Silva de; GONZÁLEZ, José Frederico Vizcaíno; USBERTI, Fábio Luiz. ALGORITMO MEMÉTICO PARA ALOCAÇÃO ÓTIMA DE CHAVES MANUAIS E TELECOMANDADAS EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. 2012. 13 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Unicamp, Campinas, 2012.
- [6] SILVA, Luis Gustavo W. da; PEREIRA, Rodrigo A. F.; MANTOVANI, José R. Sanches. ALOCAÇÃO OTIMIZADA DE DISPOSITIVOS DE CONTROLE E PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO. Controle & Automação, São Leopoldo, v. 3, n. 21, p.294-308, 04 ago. 2009.
- [7] ROCHA, Me. Ednardo Pereira da. **Proteção de Sistemas de Energia**: Mossoró: Slides, 2017. 59 slides, color, 25 cm x 14 cm.
- [8] CUNHA, Raissa Frota Carneiro da. **OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO DO ESTADO DO CEARÁ**. 2011. 70 f. Monografia (Especialização) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2011. Cap. 5.

-
- [9] BERNARDON, D. P.; CANHA, L. N.; DAZA, E. F. B.. Alocação Ótima de Chaves Telecomandadas nas Redes de Distribuição para Aumento da Confiabilidade dos Sistemas. 2005. 6 f. Monografia (Especialização) - Curso de Engenharia Elétrica, Engenharia e Tecnologia, Unipampa, Bagé, 2005.
- [10] Fernandes, Carlos Nilberto de Lima. Entrevista concedida a Paulo Henrique dos Reis Caldeira, 4 abr. 2018. [Centro ENEL de Russas].
- [11] OLIVEIRA, Alisson; MORAES, Rogério Menezes de. **FILOSOFIAS DE PROTEÇÃO**. São Paulo: Video, 2016. 231 slides, color, 25,4 cm x 19,05 cm.
- [12] **COELCE E AMPLA PASSAM A SE CHAMAR ENEL: Controladora anunciou novos nomes nesta terça-feira (8) em Fortaleza..** Fortaleza, 08 nov. 2016. Disponível em: <<http://g1.globo.com/ceara/noticia/2016/11/coelce-e-ampla-passam-se-chamar-enel.html>>. Acesso em: 10 abr. 2018.
- [13] GRUPO ENEL (Ceará) (Org.). **Quem somos**. 2018. Disponível em: <<https://www.enel.com.br/pr/quemsomos/a201611-grupo-enel.html>>. Acesso em: 10 abr. 2018.
- [14] ANDRADE, Prof. Dr. Humberto Dionísio de. **CHAVES SECCIONADORAS**. Mossoró: Video, 2017. 29 slides, color, 25,4 cm x 19,05 cm.
- [15] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Divulgação dos limites dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICR**. 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/srd/indqual/default.cfm>>. Acesso em: 10 abr. 2018.
- [16] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. 10. ed. Distrito Federal: Aneel, 2017. 88 p.
- [17] CPFL ENERGIA (Brasil). **Smart Grid**. 2018. Disponível em: <<https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/sites-tematicos/smart-grid/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 31 ago. 2018.
- [18] SANTOS, Leonardo Barbosa dos. **SMART GRID. 2013. 54 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade São Francisco, Itatiba, 2013.**