

UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MANUEL MOISÉS BESSA

**AUTOMAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO - AUTOMATIZAÇÃO
DO ESQUEMA REGIONAL DE ALÍVIO DE CARGAS NAS REDES DE
DISTRIBUIÇÃO**

VIÇOSA
2017

MANUEL MOISÉS BESSA

**AUTOMAÇÃO DE REDES DE RISTRIBUIÇÃO – AUTOMATIZAÇÃO
DO ESQUEMA REGIONAL DE ALÍVIO DE CARGAS NAS REDES DE
DISTRIBUIÇÃO**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 – Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Tarcísio de Assunção Pizziolo.

VIÇOSA
2017

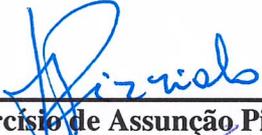
MANUEL MOISÉS BESSA

**AUTOMAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO –
AUTOMATIZAÇÃO DO ESQUEMA REGIONAL DE ALÍVIO DE
CARGAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

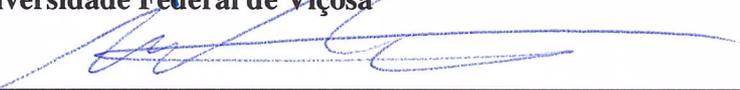
Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 – Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 15 de Dezembro de 2017.

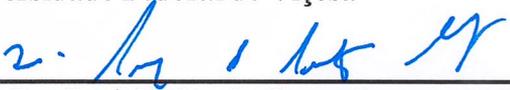
COMISSÃO EXAMINADORA



Prof. Dr. Tarcísio de Assunção Pizziolo - Orientador
Universidade Federal de Viçosa



Prof. Dr. André Gomes Tôrres - Membro
Universidade Federal de Viçosa



Prof. Dr. José Carlos da Costa Campos - Membro
Universidade Federal de Viçosa

“O período de maior ganho em conhecimento e experiência é o período mais difícil da vida de alguém.”
(Dalai Lama)

“A vida sem ciência é uma espécie de morte.”
(Sócrates)

*Aos meus pais, Bessa e Dina, ao meu avô Massamba Cardoso, e aos meus irmãos
pelo incentivo e força que têm dado mesmo a distância.*

Agradecimentos

Em primeiro lugar gostaria de agradecer ao meu orientador, professor Tarcízio de Assunção Pizziolo pela orientação, sobretudo por acreditar e confiar na minha capacidade para realização deste trabalho.

Ao professor Alexandre Santos Brandão, deixo um agradecimento especial pela paciência ao me mostrar os primeiros caminhos de pesquisa e sempre disponível para sanar dúvidas e orientar em todos os projetos em que fui o seu orientando.

Ao Everton Silva, pelo seu apoio incansável para realização prática deste trabalho no laboratório de automação.

Aos meus amigos, Gabriel Viana Pacheco e Rafael de Oliveira Querino, pela recepção desde primeiro dia de aula e ajuda que me destes que foi fundamental para minha adaptação no Brasil.

Gostaria de agradecer à todos os professores do departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Viçosa, que se dedicaram em transmitir os seus conhecimentos que levarei para vida toda.

Aos meus colegas de curso, agradeço pela convivência destes anos que passamos juntos, enfrentando todas dificuldades de forma incríveis e com vocês aprendi que a Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Viçosa não é apenas um curso mas sim uma família.

Aos meus amigos africanos, agradeço pela família que construímos aqui em Viçosa, e os nossos desejos de aplicarmos os conhecimentos obtidos durante a nossa estada no Brasil sejam realmente armas para revolucionarmos o nosso continente.

Aos pais, Bessa e Dina, ao meu avô Massamba Cardoso e aos meus irmãos, agradeço por estarem presentes em todos momentos da minha vida mesmo estando distante.

A Deus por me conceder vida, saúde, sabedoria e força.

A empresa Elektro, agradeço pelo apoio material para realização deste trabalho.

Resumo

No sistema elétrico de potência, é extremamente importante garantir o equilíbrio entre a carga e a geração, pois um desbalanço entre elas provoca variações no valor absoluto de frequência, que implica em distúrbios e nos casos mais críticos levam o sistema ao colapso. Para se evitar essas perturbações e garantir boas condições de operação do sistema elétrico, são empregadas metodologias de alívio de cargas por subfrequência a fim de se manter o valor absoluto de frequência de operação do sistema próximos ao seu valor nominal. Por isso esses métodos precisam ser criteriosamente projetados para se evitar os riscos de colapso generalizado do sistema. No entanto, como as variações do valor absoluto de frequência ocorrem em termos de segundos, os cortes cargas manuais mostram-se pouco eficientes e quando observadas demoras de cortes de cargas, os distúrbios agravam-se e o sistema é levado ao colapso. Neste cenário, são propensos esquemas automáticos de alívio de cargas para garantia de segurança e confiabilidade de próprio sistema.

Este trabalho propõe uma lógica de alívio de cargas de forma automática quando observadas variações de frequência em valores preestabelecidos pela norma. Também é proposta uma lógica de recomposição automática de cargas quando o sistema atingir o nível ótimo de operação, evitando assim intervenção direto de humanos nas tarefas de desligamento e de recomposição de cargas. O desempenho da lógica é analisado através do tempo de desligamento e o tempo de religamento de cargas dadas as frequência de desligamento e a frequência de religamento por estágio, a fim de verificar a convergência dos resultados com os valores estabelecidos pela norma para ambas tarefas. Inicialmente, o tempo de desligamento limite foi ajustado a um valor inferior ao estabelecido pela norma para garantir que não seja extrapolado o tempo de desligamento limite exigido pela norma. Todas as lógicas foram testadas tomando como base os valores de ajustes determinado pelo Operador Nacional de Sistema Elétrico (ONS).

Abstract

In the electric power system, it is extremely important to ensure the balance between the load and the generation, as a sharpness between them causes variations in the absolute value of frequency, which implies disturbances and in the most critical cases lead the system to collapse. In order to avoid such disturbances and to ensure good operating conditions of the electrical system, underfrequency load relief methodologies are used in order to maintain the absolute value of the system's operating frequency close to its nominal value. Hence these methods need to be carefully designed to avoid the risks of widespread system collapse. However, since absolute frequency variations occur in terms of seconds, manual overhead cuts are not very efficient, and when delays in loading are observed, the disturbances are aggravated and the system is collapsed. In this scenario, automatic load relieving schemes are prone to assurance of safety and reliability of the system itself.

This work proposes a logic of load relief automatically when observed frequency variations in values pre-established by the standard. It is also proposed a logic of automatic recovery of loads when the system reaches the optimum level of operation, thus avoiding direct human intervention in the tasks of disconnection and recomposition of loads. Logic performance is analyzed through the shutdown time and the reclosing time of loads given the tripping frequencies per stage and the reclosing frequency in order to verify the convergence of the results with the values established by the norm for both tasks. Initially, the limit switch-off time has been set to a lower value than the standard set to ensure that the limit switch-off time required by the standard is not extrapolated. All logics were tested based on the adjustment values determined by the National Operator of Electric System (ONS).

Sumário

1	Introdução.....	14
1.1	Objetivos.....	16
1.2	Organização do Trabalho.....	16
2	Revisão Bibliográfica.....	17
2.1	Redes de Distribuição de Energia Elétrica.....	17
2.2	Subestação de Distribuição de Energia Elétrica.....	20
2.3	Qualidade no Fornecimento de Energia Elétrica.....	21
2.3.1	Indicadores de Continuidade no Fornecimento de Energia Elétrica.....	22
2.3.1.1	Indicadores Individuais.....	22
2.3.1.2	Indicadores Coletivos.....	23
2.4	Automação de Redes de Distribuição de Energia Elétrica.....	26
2.5	Carga versus Geração.....	30
2.6	Esquema Regional de Alívio de Carga.....	32
2.6.1	Metodologias Convencionais de Alívio de Cargas.....	32
2.6.2	Alívio de Cargas por Subfrequência.....	33
2.6.2.1	Relés de Frequência.....	34
2.6.2.2	Relés de Taxa de Variação de Frequência.....	35
2.7	Modelo de Alívio de Carga Adotado no Brasil.....	36
2.8	Recomposição Automática da Rede de Operação Após a Perturbação.....	38
3	Materiais e Métodos.....	39
3.1	Modelo de Alívio de Cargas Adotado na Elektro.....	39
3.2	Características do Religador Utilizado.....	42
3.3	Software Utilizado para Parametrização do Religador Utilizado.....	43
3.4	Parametrização do Religador Utilizado.....	45
3.5	Lógica de Desligamento de Cargas.....	46
3.6	Lógica de Recomposição de Cargas.....	47
4	Resultados e Discussões.....	49

5	Conclusões.....	53
5.1	Considerações Finais	53
5.2	Trabalhos Futuros	54
	Referências Bibliográficas	55

Lista de Figuras

Figura 1 - Diagrama Esquemático de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica	18
Figura 2 - Diagrama Esquemático de uma Rede Radial.....	19
Figura 3 – Diagrama Esquemático de uma Rede em Anel.....	20
Figura 4 – Gráfico de DEC e FEC Anual do Brasil.	25
Figura 5 – Exemplo de um Religador Automático.....	28
Figura 6 - Exemplo de Banco de Capacitores Semi-automático em Tensão Primária de distribuição	29
Figura 7 - Exemplo de Banco de Reguladores de Tensão nos Postes de Distribuição.....	30
Figura 8 - Diagrama de Blocos de um Relé de Sub/sobrefrequência.....	35
Figura 9 - Diagrama de Blocos de Relés de Taxa de Variação	36
Figura 10 - Localização dos Centros de Operações de Sistemas e Centro de Operações de Sistemas Regionais.	37
Figura 11 - Mapa de Concessão da Elektro S/A.....	40
Figura 12 - Organização de Blocos de Carga para ERAC	41
Figura 13 - Tela de Apresentação do Software wsos	43
Figura 14 - Tela de Ferramentas de Expressões Lógicas	44
Figura 15 - Entrada de Parâmetros para Sistema de Proteção por Sub/sobrefrequência.....	45
Figura 16 - Fluxograma Lógico do Processo de Descarte de Cargas.....	47
Figura 17 - Fluxograma Lógico do Processo de Religação.....	48
Figura 18 - Imagem de uma Caixa de Geração CONPROVE CE006 e um Ciclomêtro Utilizado no Ensaio.....	51

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Histórico do DEC e FEC Anual do Brasil.	25
Tabela 2 - Ajustes de ERAC para Áreas geoeletricas sudeste, Centro e Sul.	38
Tabela 3 – Ajustes de ERAC para Áreas Geoeletricas Norte e Nordeste	38
Tabela 4 – Ajustes Interno para ERAC	42
Tabela 5 – Ajustes do ERAC para Simulações	46
Tabela 6 – Valores Teóricos e Simulados do Processo de Desligamento de Cargas.	49
Tabela 7 – Valores Teóricos e Simulados do Processo de Recomposição Automática de Cargas Após a Perturbação.	50
Tabela 8 – Valores Médios e Desvio Padrão Encontrados para Cada Estágio.	50
Tabela 9 - Valores Obtidos nos Ensaios	51

1 Introdução

Atualmente, a automação em redes de distribuição tem despertado grande interesse às distribuidoras de energia elétrica, devida a variedade das suas aplicações em tarefas que exigem intervenção do operador, geralmente relacionadas àquelas que requerem respostas rápidas para maior segurança e confiabilidade do sistema. Outra justificativa de aplicação de automação em grande escala nas redes de distribuição é o conceito de smart grids, no qual as concessionárias buscam adquirir sistemas inteligentes capazes de monitorar e tratar diversos dados presente na rede e converte-los em informações para auxiliar os operadores a gerenciar melhor o sistema e tomar decisões em tempo real (Martins, et al., 2014).

No modelo atual do sistema elétrico de potência, a automação em redes de distribuição tem contribuído bastante nas tarefas de localização de faltas, otimizando o tempo médio de interrupção através da rapidez na localização do ponto de ocorrência de interrupção (Barbosa, et al., 2013). Outra tarefa importante é o restabelecimento automático de energia (Souza, et al., 2015; Zlzimmer, et al., 2014; Marques, et al., 2014), pois as empresas distribuidoras são obrigadas a fornecerem a energia elétrica dentro dos limites dos indicadores de continuidade estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que são fundamentais na avaliação de qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica ou mesmo pela busca de excelência de prestação de serviço aos consumidores. Entretanto, existem outras ações automatizadas que podem comprometer a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica, por exemplo, quando há necessidade de diminuir a carga face à distúrbios que impactam na capacidade de geração para se atender as restrições de segurança do sistema elétrico de potência. Essa redução de demanda do consumo é chamada de alívio de carga.

No sistema elétrico de potência, a frequência é uma variável de extrema importância, pois um desequilíbrio significativo entre o consumo e a geração provoca uma queda no seu valor absoluto, que por sua vez pode causar eventos indesejáveis e em casos mais críticos acarreta situações catastróficas no sistema, como o blecaute ocorrido em 1965 no nordeste dos Estados Unidos. Existem vários motivos que podem causar a queda do valor absoluto de frequência, entre eles: sobrecargas na rede, defeitos de equipamentos da rede, perda das unidades geradoras ou de linhas de transmissão, etc. (Santos, et al., 2014).

Uma vez que a energia elétrica é um insumo indispensável ao desenvolvimento econômico, os colapsos (blecautes) no sistema elétrico de potência causam grandes problemas nesse setor, ou seja, interrupções abruptas de energia elétrica causam prejuízos econômicos para a região afetada, fato que pode ser comprovado pelos dados fornecidos pela Federação das Indústrias do Estado de Rio de Janeiro, segundo os quais, o blecaute ocorrido no Brasil no dia 10 de Novembro de 2009, gerou um prejuízo financeiro na ordem de um bilhão de reais apenas na cidade do Rio de Janeiro (Salles, 2012).

Portanto, para se evitar os colapsos generalizado e garantir o bom funcionamento do sistema elétrico, há necessidade de se monitorar o nível da frequência de geração do sistema, aplicando ações de chaveamento automatizadas nos sistemas de transmissão e distribuição, sem a interferência de um operador, permitindo respostas rápidas quando observadas as perturbações. Esses sistemas automatizados, são conhecidos como esquemas de controle de emergências (ECE's) e quando implementado nas redes de distribuição, podem ser chamados de esquemas regionais de alívio de carga (ERAC). A sua atuação ocorre por meio de relés que detectam variações no módulo e frequência da onda de tensão e estão configurados para desconectar um determinado percentual de carga das distribuidoras, caso essas grandezas encontrem-se em faixas predeterminadas de atuação (Gaulke, 2007)

Na atualidade quando ocorre o ERAC, as distribuidoras fazem cortes de cargas a partir dos alimentadores presentes nas subestações digitalizadas que pertencem a elas, porém, existem uma parte de cargas conectadas nos alimentadores nas subestações pertencentes às transmissoras em que as distribuidoras não possuem o controle e uma grande parte dessas subestações não são digitalizadas, daí que surge a necessidade de encontrar um mecanismo de corte que inclua essas cargas. O presente trabalho apresenta uma lógica baseada na filosofia de alívio de carga por subfrequência, que permite o corte de cargas a partir de religadores instalados na saída das subestações quando ocorrer variações no valor absoluto de frequência e também a recomposição automática depois de se restabelecer as condições normais de operação do sistema

1.1 *Objetivos*

O objetivo geral deste trabalho é de automatizar o esquema regional de alívio de cargas nas redes de distribuição, de modo que o corte de cargas seja feita por religadores na saída das subestações.

Os objetivos específicos decorrentes do objetivo geral são:

1. Reduzir a necessidade da intervenção do operador nas tarefas de corte de cargas;
2. Desenvolver e implementar uma lógica responsável por reduzir a necessidade de corte de carga via controle de alimentadores nas subestações;
3. Desenvolver e implementar a lógica responsável para a recomposição automática de carga, após o restabelecimento do nível operação do sistema.

1.2 *Organização do Trabalho*

Este Trabalho está dividido em:

1. Introdução.
2. Revisão Bibliográfica, onde são apresentados os conceitos, estudos dos temas envolvidos neste trabalho.
3. Materiais e Métodos, onde são apresentados os materiais e procedimentos utilizados para realização deste trabalho.
4. Resultados e discussões, aqui são coletados e discutidos os resultados obtidos durante as simulações e ensaios reais.
5. Conclusão, onde é apresentada as considerações finais sobre o trabalho em estudos e são sugeridos trabalhos futuros.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Redes de Distribuição de Energia Elétrica

As redes ou linhas de distribuição, são conjunto de estruturas, utilidades, condutores e equipamentos elétricos, aéreos ou subterrâneos, utilizados para distribuição da energia elétrica, operando em baixa, média e/ou alta tensão de distribuição. Geralmente, as linhas são circuitos radiais e as redes são circuitos malhados ou interligados (Gers, 2013).

Como descrito acima, as redes de distribuição são compostas por linhas de alta, média e baixa tensão e são classificadas de acordo com os níveis de tensão em que operam. As chamadas redes básicas, são constituídas por linhas de transmissão com tensão elétrica maior ou igual a 230 kV. Apesar da distribuição em grandes níveis de tensão seja feita pelas transmissoras, grande parte das linhas de transmissão com tensão entre 69 kV e 138 kV são de responsabilidade das empresas distribuidoras. Essas linhas são também chamadas como linhas de subtransmissão.

As linhas de média e baixa tensão, conhecidas também como redes primária e secundária, respectivamente, suas operações são de inteira responsabilidade das distribuidoras. As linhas de média tensão são aquelas com tensão elétrica entre 2,3 kV e 44 kV, e são muito facilmente vistas em ruas e avenidas das grandes cidades, frequentemente compostas por três fios condutores aéreos sustentados por cruzetas de madeira em postes de concreto.

As redes de baixa tensão, são aquelas responsáveis de levarem a energia elétrica para o consumo do dia-a-dia das residências, comércios e indústrias de pequenos portes, operando com níveis de tensão elétrica na faixa de 110 e 440 V. São fáceis a serem vistas em ruas, pois são afixadas nos mesmos postes de concreto que sustentam as redes de média tensão, porém a uma altura inferior. Os consumidores de médio porte adquirem energia elétrica diretamente das redes de média tensão, devendo transformá-la internamente para níveis de tensão menores, sob sua responsabilidade (Fuchs, 2015).

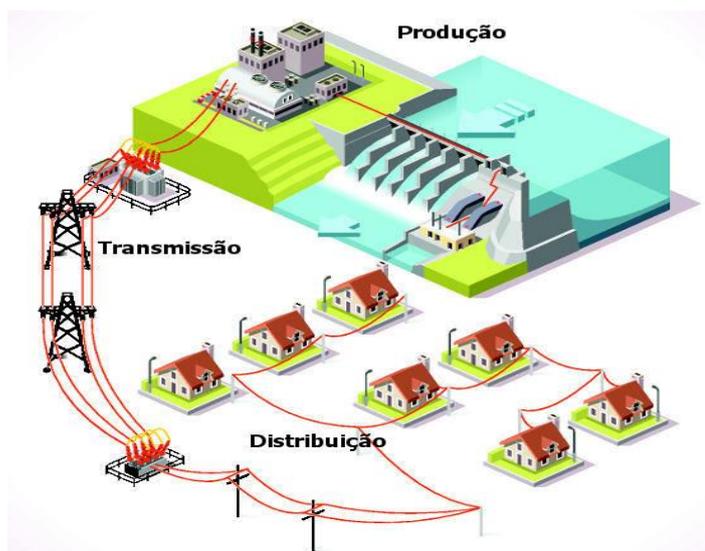


Figura 1. Diagrama Esquemático de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica.

Fonte: (Brasilecola, s.d.)

Existem quatro tipos de redes de distribuição de energia elétrica (De Oliveira, 2016):

- **Rede de distribuição área convencional:** É o tipo de rede elétrica mais encontrado no Brasil, na qual os condutores são nus (sem isolamento). Exatamente por isso, essas redes são mais susceptíveis à ocorrência de defeitos (curtos-circuitos), principalmente quando há contato de galhos de árvores com os condutores elétricos.
- **Rede de Distribuição Aérea Compacta:** Surgidas no Brasil na década de 1990, as redes compactas são muito mais protegidas que as redes convencionais, não somente porque os condutores tem uma camada de isolamento, mas porque a rede em si ocupa bem menos espaço, resultando em menor número de perturbações.
- **Rede de Distribuição Aérea Isolada:** Esse tipo de rede é bastante protegida, pois os condutores são encapados com isolamento suficiente para serem trançados. Geralmente mais cara, essa rede é utilizada em condições especiais.
- **Rede de Distribuição Subterrânea:** A rede subterrânea é aquela que proporciona o maior nível de confiabilidade e também o melhor resultado estético, dado que as redes ficam enterradas. No entanto, as redes subterrâneas são bem mais caras que as demais soluções, sendo comuns apenas em regiões muito densas ou onde há restrições para a instalação das redes aéreas.

Quanto a configuração, as redes de distribuição podem ser:

- **Radiais:** O sistema radial é aquele no qual a alimentação é feita apenas por uma extremidade. É o mais simples e de custo mais baixo. A principal desvantagem é que demanda maior tempo para que o fornecimento seja restabelecido quando há um defeito, pois neste caso, o circuito todo fica desligado ou pelo menos, o trecho além do ponto de falha. A figura 2 mostra um esquema de configuração de uma rede radial.

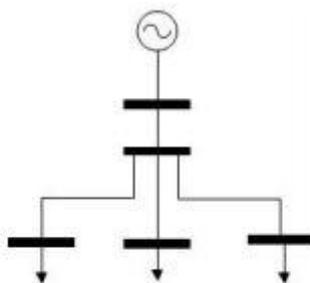


Figura 2. Diagrama esquemático de uma rede radial

Fonte: (Santos T. M., 2013, p. 1)

- **Anel:** No sistema em anel, o circuito alimentador retorna à mesma fonte. Tem maior flexibilidade e permite melhor continuidade do fornecimento, dependendo do tipo do esquema adotado. O custo é mais elevado que o radial, não só pela maior capacidade dos cabos, que devem ter folga para atender às emergências quando a alimentação passa a ser feita de uma só extremidade, como também, pela multiplicidade de disjuntores e o conjunto de relés necessários para dar flexibilidade ao sistema. A figura 3 mostra um esquema de configuração de uma rede em anel.

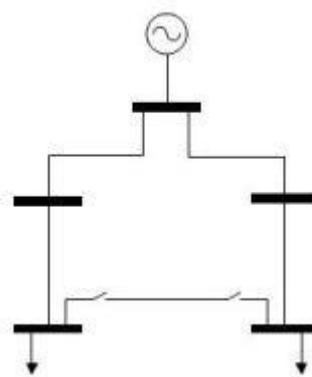


Figura 3. Diagrama esquemático de uma rede em anel

Fonte: (Santos T. M., 2013, p. 2)

A maioria das redes de distribuição é projetada para operar na configuração radial. Esse sistema é caracterizado pelo fluxo da corrente num único sentido, da subestação para as cargas. Apesar de menos confiável, a operação radial é justificada entre outros fatores, pela relativa facilidade de implementação do sistema de proteção contra sobrecorrente, controle de tensão, limitação da magnitude das correntes de faltas, fácil remanejamento de carga via manobra e pelos menores custos de implementação e operação.

2.2 Subestação de Distribuição de Energia Elétrica

As subestações de distribuição são as unidades responsáveis pela recepção da energia elétrica proveniente de redes de subtransmissão em alta tensão e, como também ocorre nas subestações de transmissão, pelo rebaixamento do nível de tensão a valores caracterizados como média tensão (entre 2,3 kV e 44 kV). Os componentes principais de uma subestação de distribuição são: o transformador, chaves, seccionadores, disjuntores e equipamentos de mediação e proteção contra raios ou curto-circuito (ANEEL, 2010).

As subestações de distribuição, ao contrário das de transmissão, estão localizadas nos próprios centros urbanos, já que são elas que distribuem a energia elétrica para as redes de distribuição. Uma preocupação constante das empresas concessionárias é o espaço necessário para a implantação de novas subestações de distribuição. Atualmente, existem soluções tecnológicas para compactar a estrutura elétrica dessas estações de forma a reduzir espaço, e assim os custos de terreno para sua instalação (ANEEL, 2010)

2.3 Qualidade no Fornecimento de Energia Elétrica

Embora que o regulamento sobre a qualidade no fornecimento de energia elétrica tenha sido publicado pela primeira vez em 2008 pela ANEEL, no Brasil o assunto já era estudado antes pelos grupos de pesquisadores da área (Colnago, et al., 2014).

Segundo (Mehl, 2014), o processo de discussão sobre a qualidade de energia elétrica é natural devido a importância que este produto tem no dia-a-dia dos consumidores. No geral, os consumidores centram as atenções na continuidade do serviço, pois são evidentes os transtornos causados pelas interrupções. Não tão evidente, no entanto é a questão de qualidade do próprio produto, mesmo quando não ocorrem interrupções, portanto começa a se perceber quando verificadas falhas no funcionamento dos equipamentos.

O módulo 8 do PRODIST (Procedimento das distribuidoras), de modo geral define a qualidade no fornecimento de energia elétrica em três partes (Da Silva, et al., 2014): produto, serviço e comercial

A qualidade comercial está relacionada com o cumprimento do tempo de atendimento estabelecido na resolução 373/2009 para solução das reclamações ou qualquer outro assunto de relacionamento entre os consumidores e as concessionárias. A qualidade de energia elétrica como produto está ligada à conformidade e às perturbações da forma de onda da tensão, levando em consideração os aspectos como tensão em regime permanente, harmônicos, desequilíbrio de tensão, fator de potência, dentre outros. Já a qualidade do serviço está diretamente relacionada com a frequência e a duração das interrupções de energia elétrica aos consumidores (Bernardo, 2013).

A começar da geração até consumo de energia elétrica, a etapa de distribuição é vista como a que mais impacta na qualidade do serviço do fornecimento, pois quando ocorrem interrupções no fornecimento de energia as atenções dos consumidores são voltadas para as distribuidoras, mas porém, as faltas também podem ser provocadas pelas geradoras, transmissoras de energia elétrica e pelos próprios consumidores, pois alguns procedimentos irregulares como as ligações clandestinas, sobrecarregam o sistema e danificam os equipamentos da rede. Portanto, como o sistema elétrico envolve vários agentes, existe a necessidade de atuação síncrona e harmoniosa destes, de modo a se evitar falhas em cascatas,

consequentemente assegurar uma boa prestação de serviço aos consumidores (Instituto Acende Brasil, 2014).

2.3.1 Indicadores de Continuidade no Fornecimento de Energia Elétrica

Como referido na item anterior, quando se fala de qualidade no fornecimento de energia elétrica, os consumidores pensam logo na continuidade do fornecimento, pois desejam consumir a energia na quantidade e na hora que lhes convém. Portanto, é de grande importância a introdução do conceito de continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica.

A continuidade consiste na ininterrupção do fornecimento de energia elétrica. Ela envolve dois conceitos fundamentais: a adequação e segurança, que remetem na capacidade do sistema para atender as demandas do consumo requerido e à robustez para lidar com contingências, respectivamente (Instituto Acende Brasil, 2014). Conforme estabelecido no (PRODIST, Módulo 8, 2017), a avaliação do desempenho do sistema elétrico e a qualidade de fornecimento de serviço prestada pelas distribuidoras são feitas periodicamente através dos indicadores de continuidade individuais e coletivos, que serão apresentados a seguir:

2.3.1.1 Indicadores Individuais

- **Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC)**

O DIC é o indicador de continuidade que determina quanto tempo uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica, num determinado período de tempo. É calculado pela expressão abaixo:

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

Onde:

i = índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração;

n = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

$t(i)$ = tempo de duração de interrupções (i) da unidade consumidora considera.

- **Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC)**

FIC é o indicador que determina quantas vezes uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica num determinado intervalo de tempo. Ele é dado pela expressão:

$$FIC = n \quad (2)$$

Em que “n” é número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração

- **Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora (DMIC)**

Este indicador de continuidade determina a duração máxima de tempo que uma Unidade Consumidora ou ponto de conexão ficou sem energia num determinado período de tempo. É o limite do tempo máximo que impede as distribuidoras de deixarem uma unidade consumidora um longo tempo sem energia (Leborgne, 2014). Ele é dado pela seguinte expressão:

$$DMIC = Máx[t(i)] \quad (3)$$

Onde:

Máx. [t(i)] = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.

2.3.1.2 Indicadores Coletivos

- **Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)**

O DEC, é o índice de continuidade que exprime o espaço de tempo que, em média, cada consumidor ligado ficou privado do fornecimento de energia elétrica no período de observação. É dado por:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (4)$$

Onde:

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

j = índice de unidades consumidoras atendidas em BT e MT faturadas do conjunto

Cc = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto, no período de apuração, atendidas em Média e Baixa Tensão.

- **Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (FEC)**

O FEC, é o indicador de continuidade que determina o número de interrupções médio que um consumidor de um conjunto considerado sofreu num determinado período de tempo. Sua equação é dada a seguir:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c} \quad (5)$$

Onde:

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

Com um mercado altamente regulado, as distribuidoras de energia elétrica têm grande preocupação em melhorar a qualidade de serviço prestado, procurando trabalhar dentro dos limites especificados pelos órgãos reguladores, que é um dos requisitos importantes para se evitar penalizações financeiras ou até perdas de área de concessão quando observadas graves violações nas metas impostas pela ANEEL para os referidos indicadores.

Os indicadores são apurados pelas distribuidoras e enviados periodicamente para a ANEEL para verificação da continuidade do serviço prestado, representando, respectivamente, o tempo e o número de vezes que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica para o período considerado (mês, trimestre ou ano), o que permite que a Agência avalie a continuidade da energia elétrica oferecida à população. Na tabela 1 e na figura 4, são mostrados o histórico de FEC e DEC anual do Brasil.

Tabela 1. Histórico do DEC e FEC anual do Brasil

BRASIL - ANUAL - CONCESSIONÁRIAS										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DEC APURADO (horas)	16,14	16,65	18,77	18,42	18,61	18,78	18,49	18,03	18,60	15,82
DEC LIMITE (horas)	19,28	18,68	17,86	17,01	16,23	15,87	15,19	14,58	13,94	13,31
FEC APURADO	11,81	11,37	11,72	11,31	11,21	11,17	10,60	10,08	9,86	8,87
FEC LIMITE	17,03	16,44	15,63	14,54	13,61	13,19	12,47	11,77	11,03	10,33
Nº DE CONSUMIDORES	60.707.992	63.298.530	65.480.801	66.999.221	69.035.906	71.143.243	73.280.998	75.321.870	77.166.082	78.805.011

Fonte: (ANEEL, 2017)

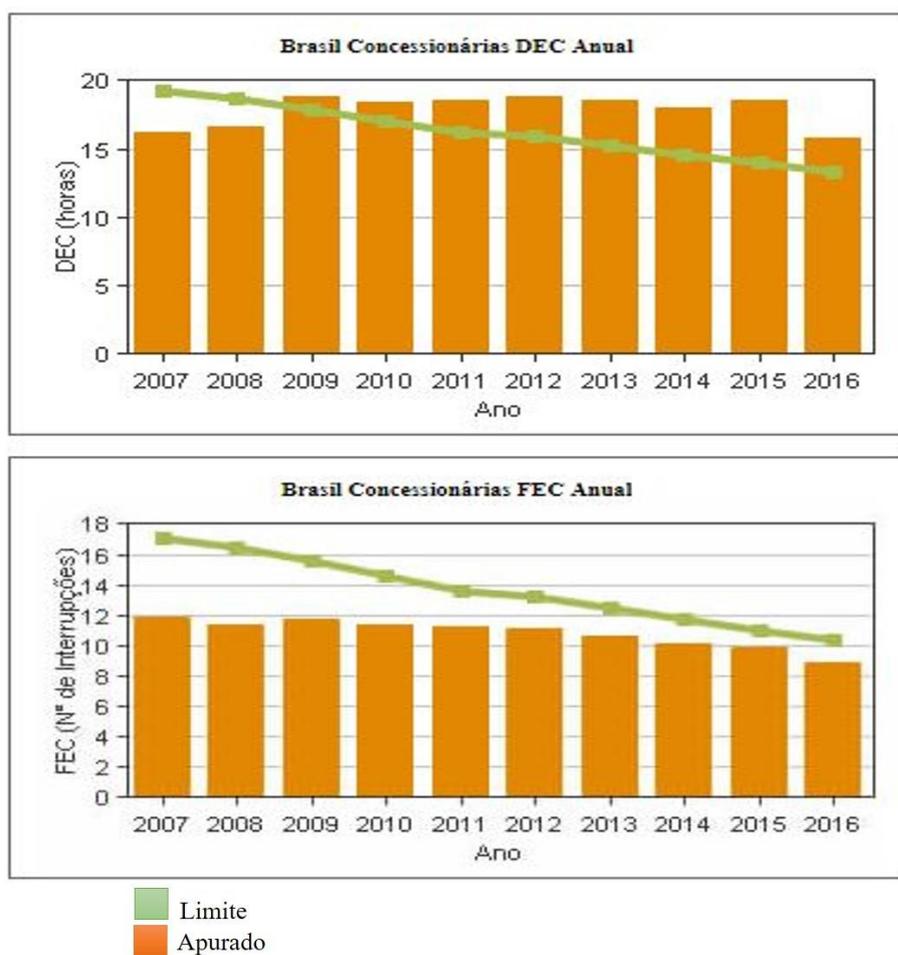


Figura 4. Gráfico de DEC e FEC anual do Brasil

Fonte: (ANEEL, 2017)

Na Figura 4, é possível observar que no caso do DEC, os valores apurados vêm diminuindo ao longo dos anos, mas ainda assim são superior aos valores limites estabelecidos pela ANEEL. Já no caso de FEC, observa-se uma redução considerável tanto para os valores

limites e apurados. Podemos afirmar que grande parte dessas reduções se deram através do emprego de automação nas redes de distribuição, em especial as filosofias aplicadas para detecção de faltas e restabelecimento automático de energia, evitando assim que o consumidor fique muito tempo sem energia, resultando na melhoria dos indicadores de qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica.

2.4 Automação de Redes de Distribuição de Energia Elétrica

No Brasil, a grande parte das redes de distribuição são aéreas convencionais (predominantemente em condutores nus). Esse fato as tornam menos seguro e confiável devido a sua exposição a interferências de várias naturezas, quer sejam de ponto de vista da degradação dos componentes da rede (origem interna), quer sejam de origem externa (não gerenciáveis). Embora o notório esforço das concessionárias em melhorar sistemas de gestão de rede e aprimorem as técnicas de manutenção e preservação de redes, essas ações por si só, não são suficientes para evitar os desligamentos nas redes de distribuição. Junta-se a esse problema, os estados das vias e os congestionamentos do trânsito que impossibilitam a chegada das equipes de atendimento nos locais de ocorrência a tempo, provocando o aumento de custos operacionais, o tempo médio de atendimento e os prejuízos causados pelas compensações financeiras quando violados os indicadores de continuidade. Preocupadas com a qualidade do serviço prestado, as concessionárias de energias elétrica têm investido na automação de redes, tornando assim o sistema mais seguro, robusto e confiável, reduzindo os altos valores dos indicadores de continuidade (Teixeira, et al., 2016).

Segundo (Crispino, et al., 2016), a automação de redes de distribuição é uma combinação de subsistemas de automação que habilitam uma empresa concessionária a monitorar, coordenar e operar alguns ou todos os componentes do sistema elétrico em tempo real. Esses subsistemas que comumente são considerados separadamente, tais como supervisão e controle de subestações, supervisão de controle da rede elétrica, gerenciamento de carga, medição remota, atendimento à reclamações dos consumidores, engenharia, etc.

As funções de um sistema de automação de rede, além daquelas básicas de monitoração e controle providas por sistemas SCADA, incluem também aquelas relativas a automação de circuitos alimentadores, gerenciamento de carga e leitura de medidores. A leitura de medidores inteligentes, muitas vezes é realizada por sistema independente que se

interliga em rede ao sistema SCADA da automação da distribuição. As funções SCADA são responsáveis pelas medições de tensão, corrente e fluxos ao longo da rede, além da monitoração das indicações de estado de equipamentos tais como chaves, religadores, bancos de capacitores. Possibilita ainda o telecontrole dos equipamentos, bem como sua parametrização remota (Crispino, et al., 2016).

As funções relativas a automação de redes de distribuição incluem:

- **Localização de faltas:** Na ocorrência de falta permanente, que causa desligamento da rede ou de faltas de alta impedância, que nem sempre são detectadas pelos equipamentos comuns de proteção, o despachante baseia-se nas medições disponíveis e/ou reclamações de consumidores indicando interrupção no fornecimento de energia, para determinar o local provável do defeito e enviar turma de manutenção.
- **Isolamento de defeitos:** Possíveis falhas que causam interrupção no fornecimento devem ser isoladas, a fim que o suprimento possa ser restabelecido ao restante dos consumidores. Através de chaves seccionadoras remotamente controladas, o trecho em defeito é isolado e o circuito é reenergizado através de comando remoto ao disjuntor da subestação.
- **Reconfiguração da rede:** Em caso de manobras programadas ou de caráter emergencial, trechos da rede podem ficar isolados interrompendo o fornecimento aos consumidores. Manobrando-se convenientemente chaves seccionadoras, pode-se eventualmente transferir trechos que estavam desenergizados para outros circuitos, minimizando-se assim o número de consumidores afetados.

Alguns equipamentos elétricos utilizados na automação em redes de distribuição são (Mamede Filho, 2011):

- **Religador automático**

O religador é um dispositivo interruptor automático que abre e fecha os seus contatos repetidas vezes, protegendo assim a rede elétrica contra possíveis danos causados por sobrecorrente.

A figura 5, ilustra exemplo de um religador automático comercial. O seu princípio de funcionamento é resumidamente como explicado abaixo:

Na presença de sobrecorrente, o religador abre os seus contatos de forma automática, interrompendo assim passagem dessa corrente. Os contatos permanecem abertos durante determinado tempo, chamado tempo de religamento e, depois disso, se fecham automaticamente para reenergização do circuito. Se, nesse momento a sobrecorrente persistir, a sequência abertura/fechamento é repetida até três vezes consecutivas, e, depois da quarta abertura, os contatos ficam abertos e travados. O novo fechamento só poderá ser feito de forma manual ou por comando



Figura 5. Exemplo de um religador automático

Fonte: (Saber Elétrica, s.d.)

- ***Seccionadores automático***

O seccionador automático é um equipamento elétrico destinada à interrupção de circuitos de forma automática, abrindo os seus contatos quando o circuito é desenergizado por um equipamento de proteção na sua retaguarda e equipado com dispositivo para religamento automático.

O seu princípio de funcionamento se resume da seguinte forma:

Quando ocorre uma sobrecorrente no circuito passado através do seccionador cujo valor seja maior ou igual à corrente de acionamento, o equipamento é armado e preparado para

contagem. A contagem se inicia quando a corrente que circula por ele é interrompida pelo equipamento de retaguarda ou cai abaixo de determinado valor. Após um certo número dessas ocorrências, que corresponde ao ajuste de equipamento, ele abre os contatos e permanece travado na posição aberto, isolando o trecho com falha.

- **Banco de capacitores**

É mais conhecido pela sua função de corrigir fator de potência, mas além disso, oferece uma melhor regulação ao sistema, diminuindo as perdas de energia e aumentando a tensão da rede. Existem três tipos de bancos de capacitores: automáticos, fixos e programáveis. O banco de capacitores pode atuar disparado por um comando recebido a partir do SCADA ou através de uma lógica própria ao sentir variações na tensão e na potência reativa e capacitiva do circuito. A figura 6, mostra exemplo de um banco de capacitor.



Figura 6. Exemplo de banco de capacitores semi-automático em tensão primária de distribuição.

Fonte: (Becker Mining, s.d.)

- **Regulador de média tensão**

É um equipamento elétrico presentes nas subestações e redes de distribuição, com a finalidade de manter o nível de tensão de saída constante, independentemente do nível de tensão de entrada. Faz a regulação de tensão de forma automática. Tal como os capacitores, os reguladores de tensão são instalados em conjuntos, formando um banco de reguladores de tensão.

Os reguladores de média tensão possui o princípio de funcionamento similar ao de um transformador, existindo duas possibilidades de funcionamento: elevador ou abaixador. A figura 7 mostra exemplo de banco reguladores de média tensão, na rede de distribuição.



Figura 7. Exemplo de banco de reguladores de tensão nos postes de distribuição.

Fonte: (Aberlado, p. 37)

2.5 Carga versus Geração

Em sistemas de potência, as unidades geradoras conta com equipamentos adequados ligados ao sistema com a finalidade de converter várias formas de energia em energia elétrica. As cargas correspondem à potência elétrica demandada pelos consumidores, as quais variam aleatoriamente dentro de intervalos cíclicos.

Para manter o equilíbrio entre geração e carga, são feitos controle de frequência diretamente sobre os geradores através de controladores de frequência. Este controle é

importante, pois a frequência é uma medida do balanço de potência ativa do sistema. Se a potência demanda do sistema aumenta e a potência gerada não aumenta, o saldo de potência necessário para alimentar as cargas é obtido da energia cinética armazenada nas massas girantes das unidades dos geradores, o que implica na redução de sua velocidade, conseqüentemente em decréscimo de frequência gerada. A relação entre a velocidade do campo magnético da máquina e a frequência elétrica é dada pelas equações abaixo (Chapman, 2013):

$$f_{se} = \frac{P}{120} n_s \quad (6)$$

Onde:

f_{se} : Frequência elétrica Hz;

P : Número de polos do gerador síncrono;

n_s : Velocidade mecânica do campo magnético girante em rot/min.

No estudo de sistemas elétrico de potência é muito utilizado sistema por unidade, pu. Este sistema consiste em transformar quantidades elétricas em quantidades pu através da divisão da quantidade pela base de interesse escolhida para cada medida. Em sistema pu, a velocidade angular da máquina é numericamente igual a frequência gerada por ela, isto é, as características da máquina são desconsideradas.

Nos sistemas interligados, o desequilíbrio entre a carga e a geração se dá quando ocorrem grandes distúrbios no sistema, tais como a queda súbita de uma ou mais unidades geradoras ou curto-circuito em linhas de transmissão. Por isso para garantir a segurança de operação do sistema é necessário o controle de frequência que resulta da relação carga-geração de modo a se evitar situações catastróficas generalizadas.

2.6 Esquema Regional de Alívio de Carga

O esquema regional de alívio de carga (ERAC), trata-se de um sistema especial de proteção de carácter sistêmico, estabelecido no módulo 11.4 dos procedimentos de redes do ONS (Operador Nacional de Sistema Elétrico). É um sistema de proteção de grande importância no sistema Interligado Nacional, pois sua correta atuação tem evitado ao longo dos anos a propagação de distúrbios no sistema (blecaute).

A sua atuação resume-se no desligamento de um determinado percentual de carga da distribuidora, por estágio, de acordo com o aumento da variação da taxa de decréscimo do valor absoluto da frequência. À medida que o valor da frequência vai diminuindo, os estágios vão avançando do primeiro ao quinto, desligando cargas até 35% do total da distribuidora.

2.6.1 Metodologias Convencionais de Alívio de Cargas

O problema de alívio de carga consiste basicamente na reconfiguração da topologia da rede elétrica para interrupção do fornecimento de energia, evitando instabilidade do sistema (Cardoso, 2016). Na literatura, há vários estudos propostos sobre alívio de cargas convencionais nos quais podem ser desenvolvidos por método matemáticos e computacionais, trazendo soluções eficazes para o problema em questão.

No (Brolin, 2010), é apresentada uma metodologia para alívio de carga que utiliza a representação não linear do sistema elétrico de potência, permitindo assim o estudo do comportamento dinâmico das geradoras para determinação dos limites das frequências de geração. Com isso, os planos de alívio de cargas são determinados com eficiência. Também é proposta uma metodologia que auxilia na análise de determinação de alívio de carga para os casos de sistema de grande porte, reduzindo assim o esforço computacional e do projetista. Através de uma metodologia baseada em funções energia para determinar o alívio de carga, uma abordagem energética é aplicado ao problemas, em que em caso de perda de geração, é possível determinar o valor mínimo da frequência atingido pelo sistema sem que haja a necessidade de se conhecer a trajetória do ponto de operação do sistema.

Outro estudo sobre alívio de carga é como apresentado no (Gaulke, 2007). Neste trabalho, são propostos dois módulos distintos, em que um é baseado na determinação ótima da tensão de despacho nas subestações para se reduzir a demanda de energia sem violar o

limite mínimo de tensão nos pontos de cargas e no outro módulo são utilizadas ferramentas de inteligência artificial aplicadas para otimização de problemas com múltiplos critério, com objetivo de finalizar a solicitação de corte de carga através do desligamento de alimentadores.

Também em (Santos, et al., 2014), foi proposto uso de Redes Neurais Artificiais (RNAs) para o cálculo da quantidade ótima de carga a ser rejeitada com a finalidade de auxiliar os processos de manutenção do equilíbrio em sistemas elétricos. Através da ferramenta estatística de Validação Cruzada aplicada às medidas da frequência instantânea do sistema foi obtida a melhor topologia escolhida e sua taxa de variação média mensurados por meio de um circuito elétrico equivalente modelado via real time digital power system simulator (RTDS).

A preocupação com a dinamicidade intrínseca do sistema, baseadas em conjecturas estética sobre porções do sistema foi abordado por (Santos, 2016). O autor propôs um novo método de controle de frequência utilizando Sistema Multiagentes (SMA) centralizado com objetivo de coordenar as etapas de monitoramento, processamento e tomadas de decisão nos barramentos disponíveis para cortes de carga em situações de afundamento de frequência do sistema. Dessa forma, consegue-se desconectar o menor montante de cargas do sistema, em curto tempo e com menor perturbação da frequência.

2.6.2 Alívio de Cargas por Subfrequência

Como já referido anteriormente, a frequência é um indicador importante na relação carga-geração, pois a variação no seu valor absoluto devido a desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia, perda de linhas de transmissão ou defeitos de equipamentos responsáveis por grandes transferências de potência no sistema, etc. sinaliza as condições que podem levar o sistema elétrico à grandes perturbações.

A tarefa de corte de carga é imprescindível por causa da necessidade de se prevenir o decaimento de frequência, garantido que ela não permaneça fora dos seus limites por um período de tempo muito grande, mantendo-se assim a estabilidade do sistema elétrico. Caso o decaimento da frequência seja desmoderado, os esquemas de proteção das unidades geradoras podem ser acionados automaticamente, reduzindo ainda mais a capacidade de geração, agravando o declínio da frequência, podendo levar o sistema à um blecaute. Desta forma, torna-se indispensável a coordenação entre o esquema de alívio de carga por subfrequência e

os esquemas automático de proteção das unidades geradoras, para se evitar a atuação indevida destes últimos (Santos, 2017).

Portanto, a metodologia de alívio de carga por subfrequência é empregada para garantir o equilíbrio da geração e demanda, mantendo a segurança do sistema face as perturbações que causam a redução do valor absoluto de frequência, minimizando as possibilidades de ocorrer grandes colapsos (Almeida; Prada, 2015).

Uma vez que o declínio do valor nominal da frequência ocorre em termos de segundos, então exige-se atuações de corte de carga quase instantânea. Em vista disso, o desligamento manual de carga mostra-se pouco confiável, daí que tornam-se necessárias as ações automatizadas através de relés de frequência para se desconectar as cargas nos alimentadores.

2.6.2.1 Relés de Frequência

O relé de frequência é sensibilizado pela frequência do sistema, cuja a conexão é feita através do transformador de potencial. O esquema de funcionamento de um relé de sub/sobrefrequência é como mostrado no diagrama de bloco da figura 8. O sinal de frequência f a ser usado, passa por um filtro passa baixa com constante de tempo T_a , a fim de se eliminar os transitórios de alta frequência. O sinal da frequência medida f é comparada com os ajustes de relé de sobre e sub frequências, β_1 e β_2 , respectivamente. Se o valor de f for maior que β_1 ou inferior que β_2 , o relé envia um sinal para o disjuntor abrir e desconectar o motor síncrono. Os relés de frequência são equipados com um elemento que bloqueia o seu funcionamento se a magnitude da tensão nominal estiver abaixo do valor V_{min} .

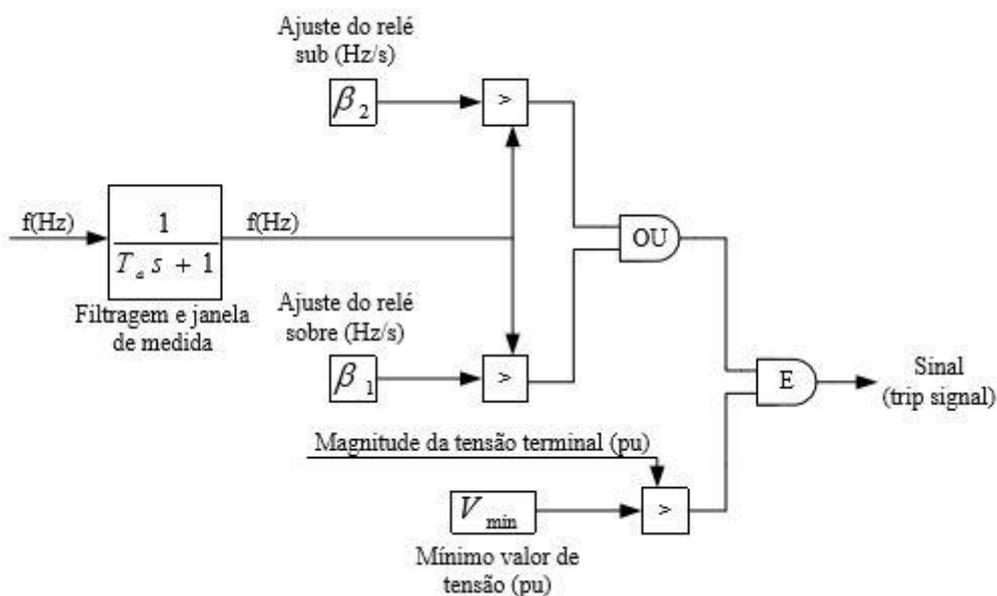


Figura 8. Diagrama de blocos de um relé de sub/sobrefrequência.

Fonte: (Guarini M. C., 2009, p. 33)

Os relés de frequência empregados na proteção das interligações entre os geradores de sistema elétrico com geração distribuída e a concessionária podem ser ajustados para realizar basicamente as seguintes funções de proteção (Guarini, 2009):

1. Detectar ilhamento dentro de tempo requerido pelas normas da concessionária;
2. Proteger os geradores distribuídos contra variações excessivas de frequência provenientes do sistema de transmissão, porém com atuação temporizada para permitir que os mesmos auxiliem na reocupação do sistema depois de contingências.

2.6.2.2 Relés de Taxa de Variação de Frequência

A taxa de variação de frequência $\frac{df}{dt}$ é um indicador instantâneo do desequilíbrio de potência. A figura 9, mostra o diagrama de blocos representativo de um relé de taxa de variação de frequência. Em vez do valor da frequência, a taxa de variação de frequência pode ser empregada como sinal de entrada do relé para acelerar o tempo de detecção de ilhamento. A taxa de variação de frequência é calculada considerando-se uma janela de alguns ciclos sobre a forma da onda tensão. Esse sinal passa pelo filtro e o sinal resultante é usado pelo relé para decidir se o disjuntor deve ser aberto ou não. Se o valor absoluto da taxa de variação de frequência for maior que o ajuste do relé β , um sinal é enviado para abrir o disjuntor.

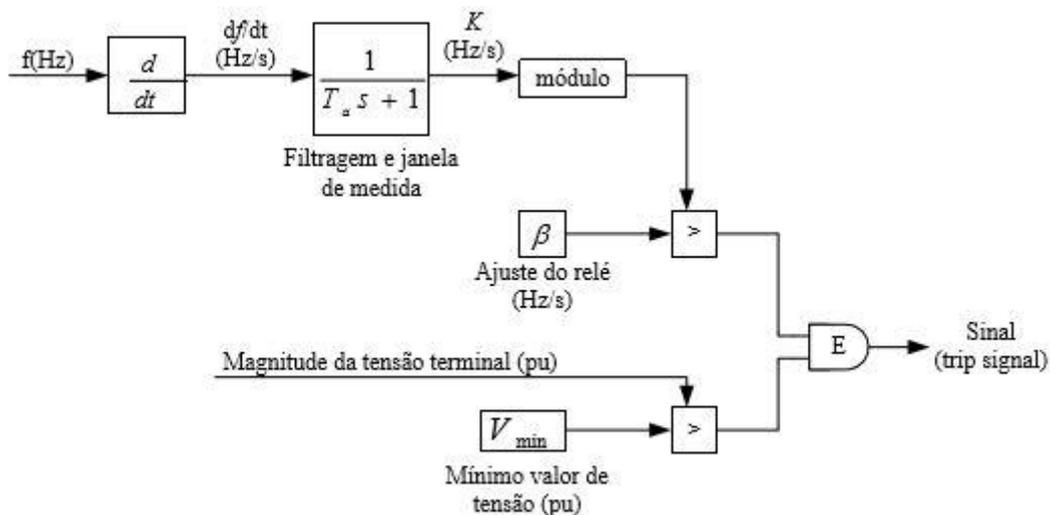


Figura 9. Diagrama de blocos de relés de taxa de variação.

Fonte:(Guarini M. C., 2009, p. 34)

Como os relés de sub/sobrefrequência, os relés de taxa de variação de frequência também são equipados com um elemento que bloqueia o seu funcionamento se a magnitude da tensão nominal estiver abaixo do valor V_{min} .

2.7 Modelo de Alívio de Carga Adotado no Brasil

Como descrito anteriormente, a atuação de ERAC é estabelecida no submódulo 11.4 dos procedimentos de redes do ONS, conforme aprovado pela ANEEL. Para uma questão de melhor organização do ERAC, o ONS dividiu o Sistema Elétrico Brasileiro em áreas geoeletricas, com diferentes ajustes para cada área. Tanto os referidos ajustes quanto a definição das áreas geoeletricas em questão são apontadas por estudos do ONS. Entretanto, na busca por melhorias sucessivas nos processos diretamente relacionados à segurança operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN), esses ajustes são passíveis de modificações futuras, caso sejam identificadas. Fazem parte das áreas geoeletrica as regiões Sul, Sudeste, Centro Oeste, Norte e Nordeste. As regiões Sudeste e Centro Oeste são consideradas como um único bloco no ponto de vista do ERAC. Para melhor atuação do esquema, foram criadas oito áreas de controle, cuja coordenação é de responsabilidade do Centro Nacional de Operação de Sistemas (CNOS). Cada área de controle possui um Centro de Operação de Sistema (COS) ou

um Centro de Operação de Sistema Regional (COSR) que têm como missão fazer o acompanhamento dos agentes envolvidos no ERAC nas respectivas áreas (ONS, Submódulo 11.4, 2004). A figura 10 mostra a localização de cada centro coordenador e as suas áreas de divisão.



Figura 10. Localização dos Centros de Operações de Sistemas (COS) e Centro de Operações de Sistemas Regionais (COSR).

Fonte: (Santos A. Q., 2016, p. 64).

O ERAC é dividido em cinco estágios de corte de carga, sendo que cada bloco possui um valor específico de frequência por estágio, e o determinado percentual de carga a ser desconectada em cada estágio do esquema. As tabelas 2 e 3, ilustram as distribuições de frequência e carga nos dois blocos. Interessante comentar que, a frequência mínima para o ERAC é de 55,2 Hz, este valor foi baseado nas características dos equipamentos auxiliares da planta de cada região. Tanto os limiares de frequência quanto a percentagem de total de carga a ser desconectada do sistema, bem com a sua divisão em cada estágio, são definidas para

cada região, baseados em contingências múltiplas que resultam na maior deficiência de geração (Santos A. Q., 2016).

Tabela 2. Ajustes de ERAC para áreas geoeletrica sudeste, Centro e Sul.

Sudeste/Centro Oeste			Sul	
Estágios	Freq. (Hz)	Carga (%)	Freq. (Hz)	Carga (%)
1°	58,5	7,0	58,5	7,5
2°	58,2	7,0	58,2	7,5
3°	57,9	7,0	57,9	10,0
4°	57,7	7,0	57,6	15,0
5°	57,5	7,0	57,3	15,0

Fonte: (Santos A. Q., 2016)

Tabela 3. Ajustes de ERAC para áreas geoeletrica Norte e Nordeste.

Norte/Nordeste		
Estágios	Freq. (Hz)	Carga (%)
1°	57,8	6,0
2°	57,1	7,0
3°	57,1	11,0
4°	55,5	8,0
5°	55,2	8,0

Fonte: (Santos A. Q., 2016)

Os dados apresentados nas tabelas 2 e 3, mostram a necessidade de se fazer o acompanhamento adequado da frequência do sistema, pois a correta atuação do ERAC evita a propagação de distúrbios, prevenindo a integridade do sistema elétrico como um todo. Deste forma, as distribuidoras têm um papel importante na atuação do ERAC, pois os cortes de cargas são feitas por elas, então devem estar prontas sempre quando solicitados.

2.8 **Recomposição Automática da Rede de Operação Após a Perturbação**

A recomposição da Rede de Operação após perturbação é uma atividade de tempo real que visa restabelecer com rapidez e segurança a condição normal de operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, com o atendimento pleno da carga. O processo de recomposição do sistema é composto de duas fases, a fase fluente e a fase coordenada. A fase fluente ocorre de forma descentralizada, com ações das equipes locais das instalações e/ou dos centros de operação, visando ao restabelecimento das cargas prioritárias dos agentes de distribuição e consumidores cujas instalações estejam conectadas à Rede Básica. A fase coordenada é

destinada à interconexão de áreas e ao restabelecimento dos demais equipamentos, para o restabelecimento total das cargas (ONS, Submódulo 10.11, 2017).

Embora que não exista uma norma específica que determine o tempo máximo que as distribuidoras devem restabelecer as cargas desligadas durante o ERAC, mas entende-se que essa ação deve ser feita com urgência de modo a não deixar os consumidores sem energia elétrica durante um tempo considerável, uma vez que não existe a necessidade da redução da demanda do consumo, pois o sistema terá atingido as condições normais de operação sem transgredir o tempo de religamento estabelecido. Entretanto, caso um consumidor registre a ocorrência de interrupção e se verificar que essa ocorrência se deu no intervalo de tempo em que as condições de operação são ótimas, daí que começa a contabilização do indicador de continuidade referente a tempo de interrupção.

A tabela 4 nas colunas 4 e 5 mostra a frequência e o tempo pré-estabelecido para religação para cada estágio, respectivamente. Observa-se que para cada estágio de perturbação a única condição de conexão das cargas do sistema é quando a frequência atingir 60,05 Hz, porém os tempos de restabelecimento variam conforme os estágios. Isso pode ser entendido como uma medida de segurança do próprio sistema, pois para a recomposição da rede é preciso que a frequência se estabilize durante um intervalo de tempo considerável.

3 *Materiais e Métodos*

3.1 *Modelo de Alívio de Cargas Adotado na Elektro*

A Elektro S/A é uma das maiores distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil. Possui uma área de concessão de mais de 121 mil quilômetros quadrados, 113 mil quilômetros de rede, 1.151 quilômetros de linhas de transmissão, atendendo 223 cidades do estado de São Paulo e 5 cidades do estado de Mato Grosso do Sul, totalizando mais de seis milhões de pessoas atendidas (Elektro S/A, 2015). A figura 11 mostra mapa de concessão da Elektro.

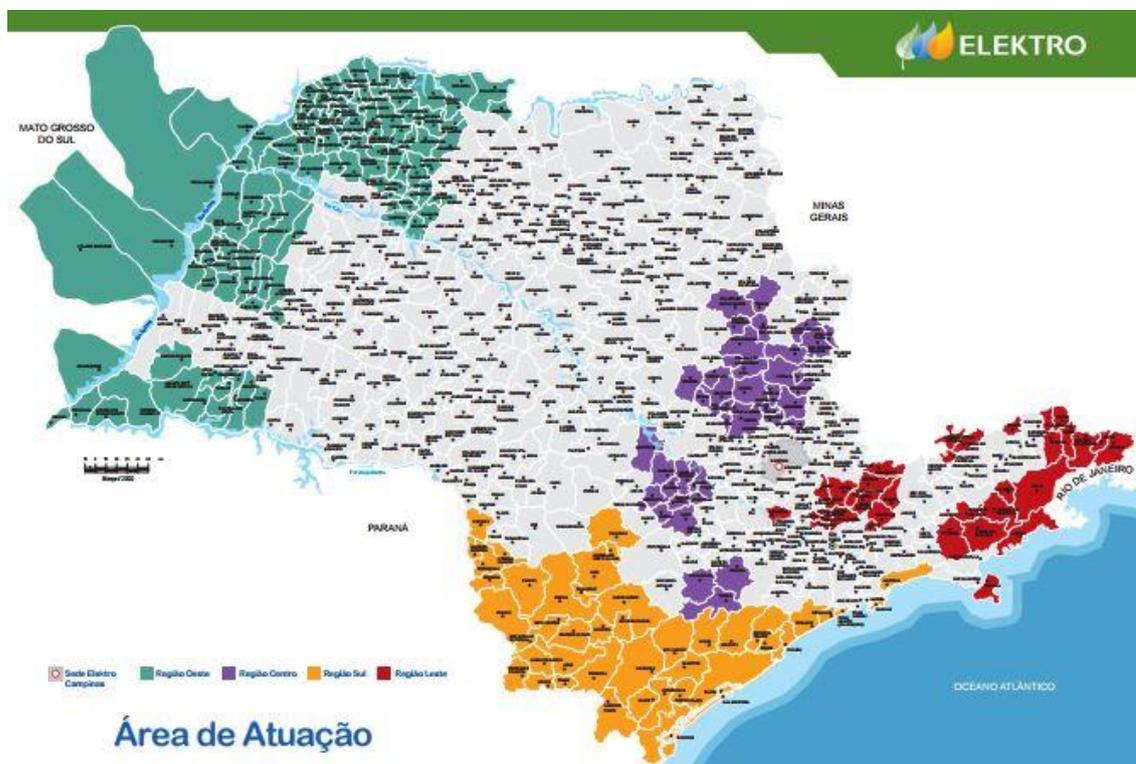


Figura 11. Mapa de concessão da Elektro S/A

Fonte: (Elektro S/A, 2015)

Atualmente, o modelo de corte de cargas adotada pela Elektro é baseada na filosofia de alívio de carga por subfrequência, onde os desligamento de cargas são feito de forma automática em subestações digitalizadas através de relés de subfrequência, que detectam as variações no valor absoluto de frequência do sistema e desarmam os alimentares presentes nos blocos de cargas predeterminados para cada estágio. A figura 12 mostra a organização dos alimentadores em blocos de cargas.



Figura 12. Organização de blocos de carga para ERAC

Fonte: (Elektro S/A, 2015)

A operação do ERAC na Elektro é coordenada pelo Centro de Operação de Distribuição (COD), que tem como missão garantir a perfeita atuação do esquema de cargas de cargas separados em blocos, evitando anomalias que podem levar o sistema ao colapso, consequentemente à graves penalizações financeiras para empresa devido as falhas de atuação do processo de cartes de cargas.

Como a área de concessão da empresa é localizada na região Sudeste e Centro Oeste, então os ajustes do ERAC, quanto a frequência de atuação e o montante de carga a ser descartada devem obedecer os valores estabelecidos na tabela 2. Adaptando essas condições com a realidade operacional da empresa, foi elaborado um ajuste interno para maior controle e segurança de operação do ERAC. Desta feita, os blocos de cargas mostrados na Figura 12, são cortados conforme a tabela 4

Tabela 4. Ajustes interno para ERAC

ELEKTRO				
Estágios do ERAC	Freq. Desligamento (Hz)	Tempo Desligamento (s)	Freq. Religação (Hz)	Tempo Religação (s)
1A	58,5	0,15	60,05	10
1B	58,5	0,15	60,05	20
2A	58,2	0,15	60,05	30
2B	58,2	0,15	60,05	40
3	57,9	0,15	60,05	100
4	57,7	0,15	60,05	160
5	57,5	0,15	60,05	220

Fonte: (Elektro S/A, 2015)

3.2 Características do Religador Utilizado

Para realização deste trabalho foi utilizado o religador automático trifásico com função 81 (função de sub/sobrefrequência). Esses tipos de religadores são montados em postes de redes de distribuição de 13,8kV, destinados a redes elétricas aéreas em média tensão com a classe de tensão até 15kV, capazes de suportar corrente de curto-circuito de 12,5kA (rms) e corrente nominal de carga de 630 A. Usa a última tecnologia disponível em isolamento sólida e interrupção a vácuo. Não há existência de gases inertes ou óleos como isolantes dielétricos, mas sim, buchas em resina epóxi cicloalifáticas para abrigar as ampolas à vácuo. O seu design é otimizado para aplicações de automação, lógicas de recomposição automática e Self-Healing, supervisão, telecontrole, medições e diagnósticos de parâmetros da rede (correntes, tensões, fator de potência, energia, potências, formas de ondas e espectros harmônicos), trazendo como o resultado: eficiência, segurança, disponibilidade e confiabilidade em um equipamento robusto, preparado para distribuição elétrica em média tensão e aplicações de automação de redes (smart grid).

Para se evitar possíveis interferências no esquema de coordenação e seletividade de proteção da rede com atuação do ERAC, foram desativadas as demais funções de proteção no religador utilizado nessa automação, deixando apenas a função de proteção por subfrequência com ajustes predeterminados.

3.3 Software Utilizado para Parametrização do Religador Utilizado

Para a parametrização das variáveis do religador, usou-se o “*software wsos*” (Windows Switchgear Operating System). O software *wsos* é formado por um conjunto de ferramentas computacionais contendo as rotinas de integração para automação e monitoramento dos religadores e rotinas auxiliares para entrada de dados e apresentação dos resultados. Possui uma interface simples e intuitiva, tornando-o fácil de utilização. Na figura 13 é apresentada a interface inicial do software acima descrito.

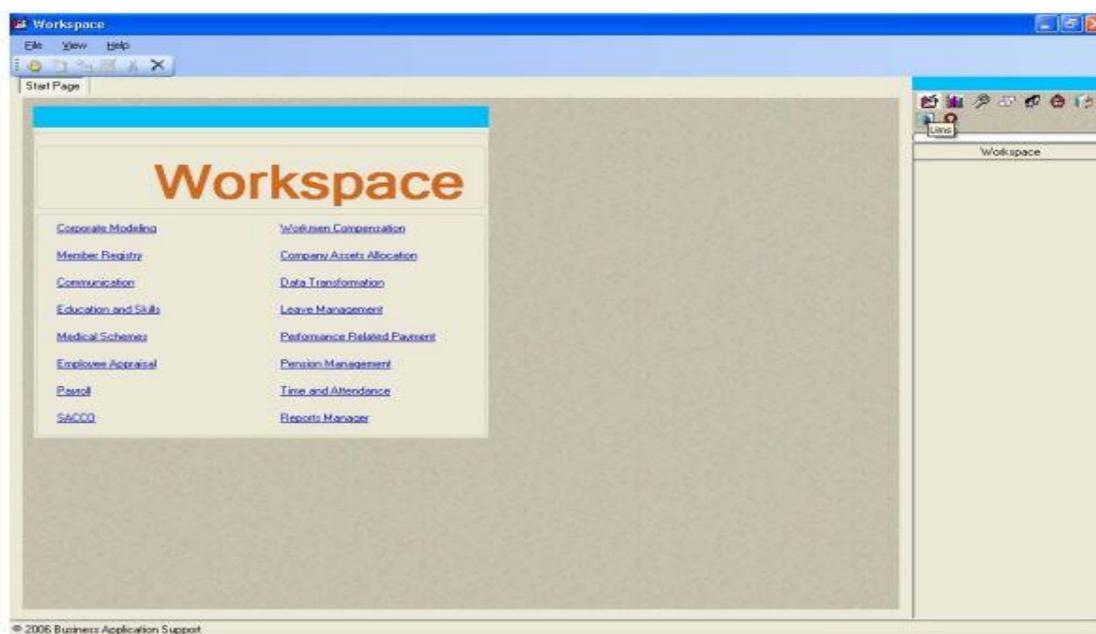


Figura 13. Tela de apresentação do software wsos

Para o desenvolvimento dos códigos que compõe o programa, o *wsos* apresenta uma interface específica, onde os algoritmos de programação são traduzido em expressões lógicas com sintaxe simples. A figura 14 mostra o exemplo de interface de ferramentas de expressões lógicas, onde é possível observar como é intuitivo o uso do software.

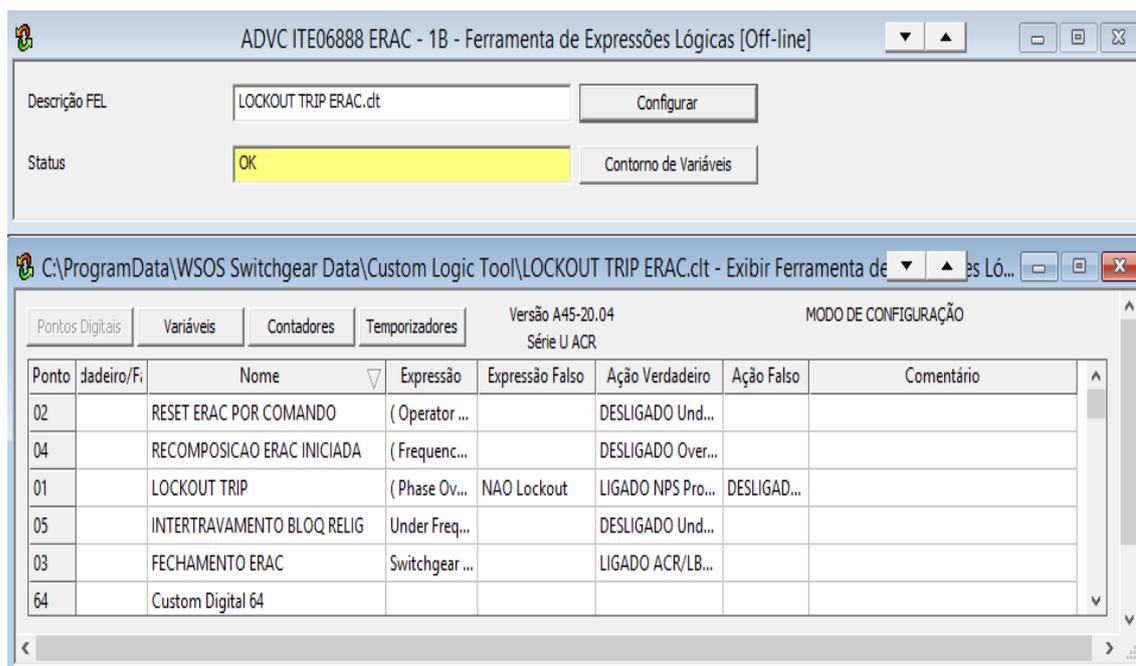


Figura 14. Tela de ferramentas de expressões lógicas.

Na figura 15 apresenta-se uma tela que ilustra a interface para entrada dos parâmetros do sistema de proteção contra sub/sobrefrequência. Pela interface apresentada nesta figura, o usuário poderá selecionar qual tipo de ação de proteção que pretende usar e alterar os parâmetros correspondente a essa ação especificamente. No caso da figura 15, mostra que está habilitada a proteção por subfrequência, onde 58,5 Hz é definida como a frequência pela qual o sistema deve abrir em um tempo limite correspondente a 6 ciclos (estágio 1B do ERAC na tabela 4).

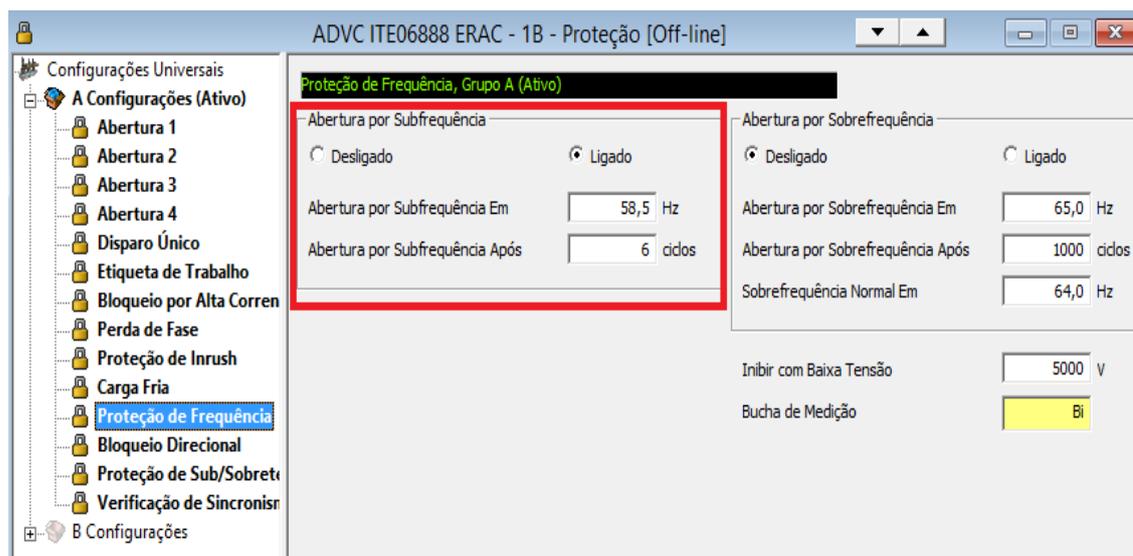


Figura 15. Entrada de parâmetros para sistema de proteção por sub/sobrefrequência.

3.4 Parametrização do Religador Utilizado

As variáveis consideradas para parametrização do religador são: a frequência de desligamento, frequência de religamento, frequência nominal, tempo de desligamento, tempo de religamento e tensão ótima.

1. **Frequência de desligamento:** Foi chamada de frequência desligamento o valor de frequência perturbada estabelecida para cada estágio do ERAC.
2. **Frequência de religamento:** É a frequência pela qual o sistema deverá ser restabelecido após a perturbação, quando estourado o tempo de religamento.
3. **Tempo de desligamento:** É o tempo limite permitido para que as cargas do sistema sejam descartadas por estágios quando ocorrer a perturbação.
4. **Frequência Nominal:** Valor de frequencial normal de operação, 60 Hz.
5. **Tempo de religamento:** É o tempo mínimo permitido que o religador deve esperar antes de restabelecer as cargas do sistema após a perturbação.

6. **Tensão ótima:** É o valor mínimo de tensão em que quando ocorrer a perturbação, o religador deverá atuar descartando as cargas. Abaixo desse valor, o religador deve entender que a variação de tensão não foi provocada pelo afundamento de frequência.

Como os religadores serão aplicados na rede de 13,8 kV entre as fases, portanto a tensão de linha de monitoramento é aproximadamente 8,0 kV. Para isso a tensão de atuação do religador foi limitado inferiormente por 5 kV, sendo denominada de tensão ótima. Atentou-se a esse fato, pois existem eventos de várias naturezas que podem provocar curto-circuito nas linhas, como por exemplo, as descargas atmosféricas, quedas de árvores na linha, etc. que elevam o valor da corrente, provocando uma variação abrupta de frequência, conseqüentemente um afundamento de tensão. Como pretende-se que o equipamento atue somente em casos de variações de frequência que provocam afundamento no valor absoluto da tensão do sistema, torna-se necessário limitar a tensão de operação para o equipamento de modo a evitar atuação indevida quando observados eventos não programados.

Para a realização das simulações, fixou-se o tempo de desligamento para todos os estágios em 0,10s com a finalidade de garantir que o tempo de atuação nas etapas desligamento não ultrapasse os 0,15s estabelecido na norma como tempo máximo permitido, e para se garantir maior estabilidade de frequência do sistema após a perturbação, considerou-se 60,1 Hz como frequência de religamento, resultando na tabela 5.

Tabela 5. Ajustes do ERAC para simulações.

Estágios do ERAC	Freq. Desligamento (Hz)	Tempo Desligamento (s)	Freq. Religação (Hz)	Tempo Religação (s)
1A	58,5	0,10	60,1	10
1B	58,5	0,10	60,1	20
2A	58,2	0,10	60,1	30
2B	58,2	0,10	60,1	40
3	57,9	0,10	60,1	100
4	57,7	0,10	60,1	160
5	57,5	0,10	60,1	220

3.5 Lógica de Desligamento de Cargas

A lógica do processo de desligamento de cargas é como mostrado no fluxograma lógico na figura 13. Inicialmente é feita uma análise das condições de normais de operação do sistema, ou seja, é testada a condição de se a tensão e a frequência de operação do sistema se

encontram em respectivos valores nominais. Caso a tensão seja maior ou igual a 5 kV e a frequência maior ou igual a 60Hz a 64 Hz, o sistema opera de forma normal. Se atenção estiver abaixo de 5 kV e a frequência for perturbada, o religador não descarta a carga por ERAC, pois entende que essa queda de tensão não é devida a variação de frequência, deixando assim que os restantes religadores instalados na redes atuem por proteção contra sobrecorrente. Caso a tensão seja ótima e a frequência for abaixo do valor nominal, as cargas serão descartas conforme a frequência predeterminada para cada estágio antes que estoure o tempo de desligamento.

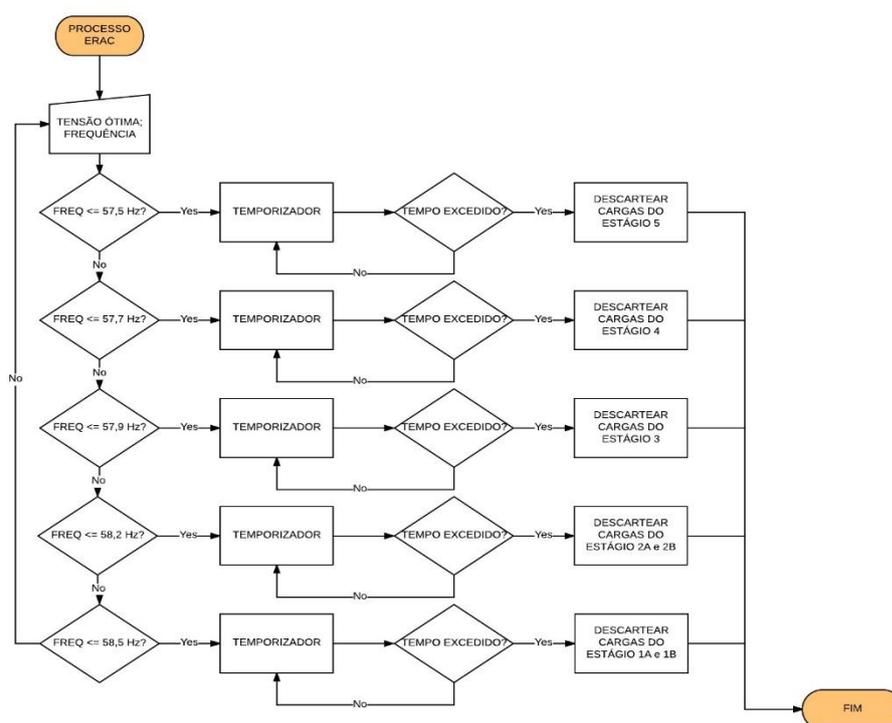


Figura 16. Fluxograma lógico do processo de descarte de cargas.

3.6 *Lógica de Recomposição de Cargas*

A lógica do processo de recomposição após a perturbação é como descrito no fluxograma lógico na figura 14. Inicialmente é testada a condição se o desligamento foi provocado por uma variação de frequência do sistema. Caso o desligamento é devido ao ERAC, testa-se então a condição de frequência de religamento. Se a frequência for maior ou igual a 60,05 Hz, é acionado o temporizador até atingir o tempo mínimo estabelecido para

cada estágio, no qual chamou-se de tempo de religamento. Após a contagem do tempo as cargas são restabelecidas por estágios até alcançar o montante total de cargas do sistema. Caso o desligamento não tenha sido provocado por afundamento de frequência, outros religadores instalados na rede sem função do ERAC irão encarregar-se para restabelecer a rede quando superada a anomalia.

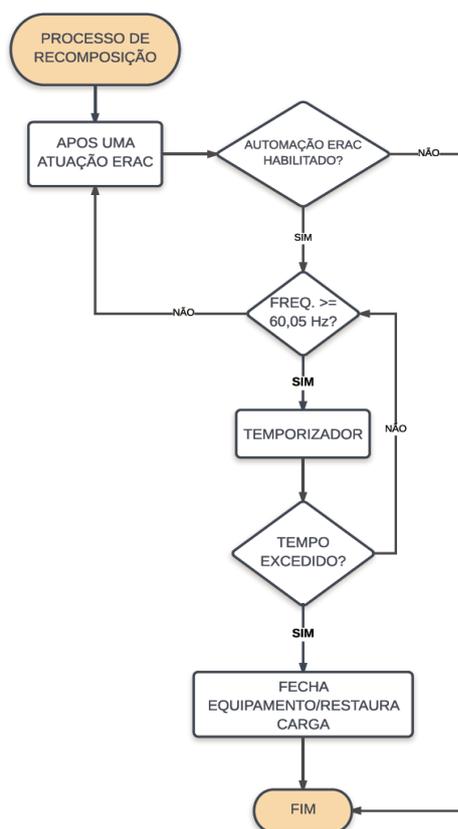


Figura 17. Fluxograma lógico do processo de religação.

4 Resultados e Discussões

Com o propósito de verificar o funcionamento da lógica proposta, foram realizadas simulações utilizando o religador presente no laboratório de automação do centro de educação corporativa e um cronômetro para fins de verificação de tempo de atuação dos estágios do ERAC.

Nas simulações, foram consideradas como variáveis de entrada as frequências de desligamento e de religamento para os processos de desligamento e recomposição automática de cargas, respectivamente e a tensão ótima igual para ambos casos, e tomou-se como variáveis de saídas os tempos de desligamento e de religamento uma vez que estes não dependem diretamente da carga. Para concluir sobre o desempenho do processo, espera-se que dado os valores preestabelecidos das variáveis de entrada, o religador através da lógica proposta, seja capaz de responder no tempo esperado.

Assim, 10 repetições foram realizadas para cada estágio de atuação do ERAC, tanto para o processo de desligamento de cargas quanto para recomposição automática após a perturbação utilizando como base os valores presentes na tabela 5, e os resultados são como mostrados nas tabelas 6 e 7.

Tabela 6. Valores teóricos e simulados do processo de desligamento de cargas

Estágios do ERAC	Freq. Desligamento (Hz)	Tempo de Desligamento (s)					
		Teórico	Simulados				
			1°	2°	3°	4°	5°
1A	58,5	0,10	0,11	0,09	0,09	0,10	0,11
1B	58,5	0,10	0,12	0,12	0,11	0,10	0,12
2A	58,2	0,10	0,12	0,09	0,09	0,11	0,11
2B	58,2	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
3	57,9	0,10	0,11	0,11	0,12	0,12	0,11
4	57,7	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
5	57,5	0,10	0,11	0,10	0,10	0,11	0,11

6°	7°	8°	9°	10°
0,11	0,10	0,11	0,12	0,11
0,12	0,10	0,11	0,11	0,12
0,11	0,11	0,10	0,10	0,11
0,11	0,11	0,10	0,10	0,10
0,10	0,10	0,12	0,11	0,11
0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
0,11	0,11	0,12	0,11	0,11

Tabela 7. Valores teóricos e simulados do processo de recomposição automática de cargas após a perturbação.

Estágios do ERAC	Freq. Desligamento (Hz)	Tempo de Religamento (s)					
		Teórico	Simulados				
			1°	2°	3°	4°	5°
1A	60,1	10	10,5	10,7	10,3	10,6	10,5
1B	60,1	20	21,3	21,6	21,0	21,7	22,5
2A	60,1	30	31,1	31,0	31,0	31,9	31,3
2B	60,1	40	42,0	41,0	41,0	40,9	40,4
3	60,1	100	102,0	102,0	102,0	101,6	103,0
4	60,1	160	160,8	160,6	161,3	161,0	160,9
5	60,1	220	223,0	222,8	223,3	223,0	222,4

6°	7°	8°	9°	10°
10,3	10,7	10,7	10,7	10,7
20,6	20,8	20,8	21,3	21,3
31,0	31,0	31,6	31,3	31,3
42,2	42,0	41,8	41,3	42,8
102,0	102,0	102,2	101,8	101,8
160,7	160,7	162,0	162,1	161,4
223,0	223,1	223,1	223,4	223,0

Dadas as 10 repetições das simulações, foram estimados estatisticamente os valores médios e desvio padrão de tempo de desligamento e de tempo de religamento para cada estágio do ERAC. Tais valores podem ser encontrados na tabela 8.

Tabela 8. Valores médios e desvio padrão encontrados para cada estágio.

Estágios do ERAC	Tempo Desligamento (s)	Tempo Religamento (s)
1A	0,10 ± 0,01	10,57 ± 0,16
1B	0,11 ± 0,01	21,29 ± 0,55
2A	0,10 ± 0,01	31,25 ± 0,30
2B	0,11 ± 0,01	41,54 ± 0,74
3	0,11 ± 0,01	102,04 ± 0,37
4	0,11 ± 0,00	161,15 ± 0,54
5	0,11 ± 0,01	223,01 ± 0,27

Para validar os resultados obtidos nas simulações, foi realizado ensaios reais na oficina de alta tensão localizada no laboratório do centro de distribuição. Para geração de cargas e forma de onda real foi utilizada caixa de geração CONPROVE CE6006, que possui uma saída hexafásicas de tensão e corrente que permitem o controle de amplitude e do ângulo da fase de gerações até 50ª ordem harmônica com frequências fundamentais de 50 e 60 Hz. A saída da caixa foi ligada ao secundário de um transformador de potencial de 13,8 kV. Para o controle de tempo de atuação dos estágios do ERAC, foi utilizado um ciclomêtro conectado na saída binária da caixa para sincronizar a partida durante o ensaio. A figura 16 mostra a montagem descrita acima.



Figura 16. Imagem de uma caixa de geração CONPROVE CE006 e um ciclomêtro utilizado no ensaio.

Como nas simulações anteriores, também foram feitos 10 testes para cada estágio do ERAC, tanto para o processo de desligamento como para recomposição automática de cargas, tomando como base os valores da tabela 5, e os resultados são como mostrados nas tabelas 9.

Tabela 9. Valores obtidos nos ensaios.

Estágios do ERAC	Tempo Desligamento (s)	Tempo Religamento (s)
1A	0,10	10
1B	0,10	20
2A	0,10	30
2B	0,10	40
3	0,10	100
4	0,10	160
5	0,10	220

Podemos observar que, os valores de tempo de desligamento obtidos nas simulações mostrados na tabela 8 foram razoavelmente próximos aos valores encontrados nos ensaios práticos vistos na tabela 9 e esses por sua vez igual aos valores teóricos estabelecidos, sendo nos estágios 1A e 2A alcançados valores médios experimentais iguais aos teóricos com um desvio padrão relativamente baixo. E no caso de tempo de religamento, os valores simulados em média foram próximos aos valores teóricos, sendo observado maior diferença no estágio 5 comparando com os outros. No caso dos resultados obtidos durante as simulações, eram esperadas as diferenças nas duas variáveis de saída e podemos afirmar que se deram por causas de algumas interferências de natureza não gerenciáveis como atraso de comunicação entre o software com o religador, pois durante os experimentos observou-se algumas demora de processamento do software e uma parcela de diferença deve-se através de falhas no processo de leitura de tempo no cronômetro.

Comparando os valores provenientes das simulações mostrados na tabela 6 com os valores teóricos da tabela 4, vê-se que os tempos de desligamentos obtidos nos resultados não oferecem riscos de extrapolar o valor limite estabelecido pela norma que é 0,15s, sendo uma das razões pelas quais se propôs uma lógica com tempo de desligamento de 0,10s inferior àquele da norma, pois embora a alta confiabilidade do religador usado nos experimentos, porém podem existir outros fatores internos do equipamento que influenciam na correta atuação do mesmo.

Também eram esperados que os valores encontrados nos ensaios reais fossem iguais aos valores teóricos, pois as condições com que se realizou os testes eram iguais ao ambiente real sem interferência direto de humanos, deixando assim que o processo fosse decorrer com autonomia desejada. Por outro lado, a exatidão no processo de leitura de tempo de desligamento e de religação deve-se pelo fato do ciclômetro estar diretamente ligado à caixa de geração e atuando de forma automática, registrando assim os valores exatos.

5 *Conclusões*

5.1 *Considerações Finais*

A realização deste trabalho torna evidente quão importante é o emprego de automação em processos que exigem muito dos operadores e muitas vezes colocam em causa a qualidade do próprio serviço e em sistemas elétricos, não é diferente. A tarefa de tornar um sistema inteligente, dotado de capacidade de tomar decisões preestabelecida de forma autônoma tem contribuído bastante no desempenho, na integridade e na confiabilidade do sistema elétrico nacional, uma prova disso é a redução dos indicadores de qualidade do fornecimento de serviço de distribuição apurados aos longo dos anos.

A questão da segurança de operação do sistema elétrico também foi demonstrada, sendo destacada a importância de monitoramento da frequência do sistema que é uma variável muito importante na relação entre a carga e a geração, podendo em casos mais extremos colocar em risco a integridade do próprio sistema. Para isso, métodos de controle de frequência e de proteção do sistema elétrico contra subfrequência devem ser aplicadas corretamente para se evitar os colapsos, que afetam diretamente os consumidores, pois a energia elétrica é importante para a qualidade de vida das populações e ao desenvolvimento econômico das regiões.

Também neste trabalho foi possível verificar o funcionamento da lógica proposta para desligamento de cargas quando observadas variações no valor absoluto de frequência do sistema e na tarefa de recomposição automática da rede de operação após a perturbação. Os resultados obtidos nas simulações e nos ensaios reais foram satisfatórios, pois demonstram que as variáveis estudadas responderam dentro da faixa dos valores estabelecidos pela norma. O fato dos valores médios do tempo de desligamento não ter extrapolado o tempo limite e a religação não ter acontecido antes do tempo mínimo exigido, conclui-se que a lógica proposta é viável e o religador verifica as condições de atuação.

5.2 *Trabalhos Futuros*

Como futuros trabalhos, sugere-se a implementação da lógica proposta neste trabalho para os religadores instalados em ramais onde constam as cargas prioritárias como hospitais, de modo a evitar que elas sejam desligadas em situações menos urgentes.

No intuito de deixar menos clientes sem energia elétrica quando ocorre o ERAC, também sugere-se implementação de uma lógica capaz de fazer o desligamento de cargas não somente pelo capacidade da mesma mas sim levando em consideração o número de clientes que representam a mesma carga, pois em caso de falhas no processo de recomposição automática após a perturbação, menos clientes serão impactado o que implica em um risco menor do aumento dos indicadores de qualidade de serviço e penalizações financeiras.

Ainda como futuros trabalhos, sugere-se a implementação de uma lógica capaz de combinar o restabelecimento automático de energia quando a falta ocorrer através de eventos de outra natureza (como descargas atmosféricas, sobrecorrente, sobretensão, ect.) que não seja por subfrequência de modo a se evitar que as cargas desconectadas no sistema através do ERAC sejam restabelecida impropriamente pelos esquemas comuns de restabelecimento automático de energia. Quando isso acontece, o sistema volta a ser sobrecarregado e pode causar um colapso (blaucate), conseqüentemente uma penalização financeira à concessionária.

Referências Bibliográficas

- Aberlado. (s.d.). Redes Aéreas de Distribuição. Acesso em 18 de Dezembro de 2017, disponível em Docplayer: <http://docplayer.com.br/8039565-Redes-aereas-de-distribuicao-prof-abelardo-1-sistema-eletrico-de-potencia-nocoes-1-1-introducao.html>
- ABRADEE. (s.d.). Redes de Energia Elétrica. Acesso em 06 de Outubro de 2017, disponível em ABRADEE - Agência Brasileira de Distribuição de Energia Elétrica: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica>.
- Almeida, P. C., & Prada, R. B. (2005). Esquemas de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica. EPUB. Rio de Janeiro.
- ANEEL. (2017). Agência Nacional de Energia Elétrica. Acesso em 10 de Outubro de 2017, disponível em ANEEL: <http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>.
- ANEEL. (2010). Agência Nacional de Energia Elétrica. Acesso em 17 de Dezembro de 2017, disponível em ANEEL: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2009/052/documento/anexo_iii_nt_304_-_subestacao_de_distribuicao.pdf
- Barbosa, C., Romano, R. B., Nallin, F., Costa, E., Milano, D., Ribas, G., . . . Alves, M. (2013). Sistema de Localização de Faltas em Redes de Distribuição. Centro de Pesquisa e Desenvolvimento de Campinas - CPqD, 19-24.
- Becker Mining. (s.d.). Capacitor bank high voltage in substation. Acesso em 18 de Dezembro de 2017, disponível em <http://www.beckerminingamerica.com/products/endis/non-flameproof/capacitor-banks>
- Bernardo, N. (2013). Evolução da Gestão da Qualidade de Serviço de Energia Elétrica no Brasil. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro - Escola Politécnica, Rio de Janeiro.
- Brolin, L. C. (2010). Análise de Planos Corte de Cargas Através de Métodos Diretos. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade de São Paulo - Escola de Engenharia de São Carlos, Departamento de Engenharia Elétrica, São Carlos.
- Cardoso, J. B. (2016). Reconfiguração Ótima para Corte de Cargas no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade de São Paulo - Escola de Engenharia de São Carlos, Departamento de Engenharia Elétrica, São Carlos.
- Colnago, G., Vieira, J., Sousa, G., & Macedo Jr., J. (2014). A Nova Norma de Qualidade da Energia Elétrica Brasileira e um Medidor de Baixo Custo. Anais do V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Foz do Iguaçu.
- Crispino, F., Jardini, J., Magrini, L., & Schmidt, H. (2016). Automação de Redes de Distribuição de Energia Elétrica. Sistema de Apoio as Disciplinas da Universidade de São Paulo - STOA-USP.
- Chapman, S. J. (2013). Electric Machinery Fundamentals. Porto Alegre: AMGH Editora Ltda.
- Da Silva, M., Leborgne, R., & Rossini, E. (2014). A Influência da Metodologia de Regulação nos Indicadores de Continuidade DEC e FEC. Anais do V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Foz de Iguaçu.

- De Oliveira, H. A. (2016). Análise da Rede de Distribuição no Setor da Sericultura no Campus da UFV Via Software OPENDSS. Trabalho de Conclusão do Curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Viçosa, Departamento de Engenharia Elétrica.
- Elektro S/A. (2015). Blocos de Cargas par Esquema Regional de Alívio de Cargas - ERAC. Fonte: Elektro Eletricidade e Ser.
- Elektro S/A. (2015). Sobre a Elektro. Acesso em 10 de Outubro de 2017, disponível em Elektro Eletricidade e Serviços: <https://www.elektro.com.br/sobre-a-elektro/cidades-atendidas>
- Fuchs, R. D. (2015). Transmissão de Energia Elétrica. Uberlândia: EDUFU.
- Gaulke, E. (2007). Metodologia para Determinação do Corte de Carga em Sistemas de Distribuição Utilizando Inteligência Artificial e Múltiplos Critérios. Dissertação(Mestrado em Engenharia Elétrica) , Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Elétrica, Florianópolis.
- Gers, J. M. (2013). Distribution System Analysis and Automation. London: Institution of Engineering and Technology.
- Guarini, M. d. (2009). Análise de Segurança de Esquemas de Proteção Para Sistemas Elétricos de Potência. Dissertação(Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Rio de Janeiro- COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.
- Guarini, M. C. (2009). Diagrama de Blocos de um Relés de Sub/Sobrefrequência.
- Instituto Acende Brasil. (2014). Qualidade no Fornecimento de Energia Elétrica: Confiabilidade, Conformidade e Presteza. White Paper.
- Mamede Filho, J. (2011). Manual de Equipamentos Elétricos. Rio de Janeiro: LTC.
- Marques, L. T., Zan, J. C., Delbem, A. C., & London Junior, J. B. (2014). Restabelecimento de Energia em Sistema de Distribuição de Grande Porte com Priorização de Chaves. Anais do XX Congresso Brasileiro de Automática.
- Martins, L., Calvacante, P., Franco, J., Rider, M., Garcia, A., Malveira, M., . . . Batista, G. T. (2014). Automação avançada de redes de distribuição de energia elétrica: metodologia para reconfiguração automática . Centro de Pesquisa e Desenvolvimento de Campinas - CPqD, 7-20.
- Mehl, E. L. (2014). Qualidade da Energia Elétrica. Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Paraná, Curitiba.
- ONS, Submódulo 10.11. (01 de Janeiro de 2017). Norma de Operação - Recomposição Automática da Rede de Operação Após a Perturbação. Acesso em 11 de Setembro de 2017, disponível em Operador Nacional de Sistema Elétrico - ONS: <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2010%2FSubm%C3%B3dulo%2010.11%2FSubm%C3%B3dulo%2010.11.pdf>
- ONS, Submódulo 11.4. (29 de Novembro de 2004). Operador Nacional de Sistema Elétrico - ONS. Acesso em 11 de Novembro de 2017, disponível em http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2011%2FSubm%C3%B3dulo%2011.4%2FSubm%C3%B3dulo%2011.4_Rev_0.1.pdf
- PRODIST, Módulo 8. (01 de Janeiro de 2017). Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Acesso em 03 de Setembro de 2017, disponível em http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo8_Revisao_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfba3058d19
- Saber Elétrica. (s.d.). Equipamento de Proteção e Monobra. Acesso em 18 de Dezembro de 2017, disponível em Saber Elétrica: <https://www.sabereletrica.com.br/equipamentos-de-protecao-e-manobra/>

- Salles, R. (2012). Estudo Sobre os Esquemas de Rejeição de Cargas no Sistema Elétrico de Potência. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade de São Paulo - Escola de Engenharia de São Carlos, Departamento de Engenharia Elétrica, São Carlos.
- Santos, A. Q. (2016). Um Novo Esquema para Rejeição de Carga Baseado em Um Sistema Multiagentes. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade de São Paulo - Escola Politécnica de São Carlos, Departamento de Engenharia Elétrica, São Carlos.
- Santos, A., Monaro, R., Coury, D., & Oleskovicz, M. (2014). Controle em Tempo Real de um Sistema de Alívio de Carga em Malha Fechada por Rede Neural Artificial. Anais do XX Congresso Brasileiro de Automática. Belo Horizonte.
- Santos, T. M. (2013). Configuração em Malha vs. Configuração Radial - Desempenhos e Perspectivas de Evolução. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores), Instituto Superior Técnico de Lisboa - IST.
- Souza, P., Hokama, W., Dos Santos, C., Bazani, G., & Haas, P. (2015). Self-Healing Semi-Centralizado e seus benefícios para clientes com base instalada. Anais do XI Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos
- Teixeira, C., Lameirão, D., Oliveira, M., Fortes, M., Ferreira, V., & Correia, W. (2016). Distribution Network Automation Using Power Switches And Reclosers . Science & Engineering Journal , 59-65.
- Zimmer, C., & Franco Junior, M. A. (2014). Automação da Distribuição de Energia: Recomposição Automática de Redes de Distribuição. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal Tecnológica do Paraná, Departamento Acadêmico de Electrotécnia , Curitiba.