

**INSTITUTO ENSINAR BRASIL
CENTRO UNIVERSITÁRIO DOCTUM DE TEÓFILO OTONI**

**ANDREZA RODRIGUES LOPES
JOAO CARLOS FERREIRA JUNIOR**

**VIABILIDADE TÉCNICA DA IMPLANTAÇÃO DA REDE SMARTGRID NO
CIRCUITO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA DA CIDADE DE TEÓFILO
OTONI (MG)**

**TEÓFILO OTONI
2019**

**INSTITUTO ENSINAR BRASIL
CENTRO UNIVERSITÁRIO DOCTUM DE TEÓFILO OTONI**

**ANDREZA RODRIGUES LOPES
JOAO CARLOS FERREIRA JUNIOR**

**VIABILIDADE TÉCNICA DA IMPLANTAÇÃO DA REDE SMARTGRID NO
CIRCUITO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA DA CIDADE DE TEÓFILO
OTONI (MG)**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário UNIDOCTUM de Teófilo Otoni, como requisito parcial para a obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistema Elétrico de Potência - SEP.

Orientador: Prof. Rimenes Borges de Souza.

**TEÓFILO OTONI
2019**

CENTRO UNIVERSITÁRIO DOCTUM DE TEÓFILO OTONI



FOLHA DE APROVAÇÃO

O Trabalho de Conclusão de Curso intitulado: VIABILIDADE TÉCNICA DA IMPLANTAÇÃO DA REDE SMARTGRID NO CIRCUITO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA DA CIDADE DE TEÓFILO OTONI (MG), elaborado pelos alunos ANDREZA RODRIGUES LOPES e JOAO CARLOS FERREIRA JUNIOR foi aprovado por todos os membros da Banca Examinadora e aceita pelo curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário Doctum de Teófilo Otoni, como requisito parcial da obtenção do título de

BACHAREL EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Teófilo Otoni, 05 de Dezembro de 2019.

Prof. Orientador

Prof. Examinador 1

Prof. Examinador 2

ATA DE DEFESA DE MONOGRAFIA

Aos onze dias do mês de dezembro de dois mil e dezenove, às dezenove horas e quinze minutos,, realizou-se, no Centro Universitário Doctum de Teófilo Otoni, o seminário de defesa do trabalho de conclusão de curso intitulado: ***A viabilidade técnica da implantação rede smart grid, no circuito de rede de distribuição primária da cidade de Teófilo Otoni Mg***, conforme orientação da Superintendência de Ensino da Rede de Ensino Doctum, organizado a partir das áreas temáticas. O trabalho foi apresentado pelos discentes: **Andreza Rodrigues Lopes e João Carlos Ferreira Junior** do 10º período do Curso de Engenharia Elétrica à banca avaliadora composta pelos professores: **Prof. Rimenes Borges de Souza**, Orientador, e os avaliadores, **Prof. Me. Jouseberson Miguel da Silva** e **Prof. Me. Raphael Neves de Matos**, tendo o resultado apresentado no quadro abaixo:

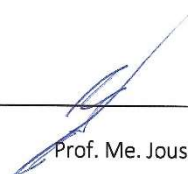
Dissentes	Nota	Resultado
Andreza Rodrigues Lopes	96,9	<input checked="" type="checkbox"/> Aprovado
João Carlos Ferreira Junior	96,9	<input type="checkbox"/> Aprovado com Ressalvas <input type="checkbox"/> Reprovado

Observação: o aluno ou equipe que tiver o trabalho aprovado com ressalva deve assinar o "Termo de Aprovação com Restrições".

Teófilo Otoni, Minas Gerais, 11 de Dezembro de 2019.



Prof. Rimenes Borges de Souza
Orientador



Prof. Me. Jouseberson Miguel da Silva
Professor Avaliador 1



Prof. Me. Raphael Neves de Matos
Professor Avaliador 2

“Dedico este trabalho a minha honrada
mãe, meu irmão e meus avós que foram
os alicerces de minha jornada.
Autor 1.

Dedico esse trabalho a minha esposa e
filhos, que estiveram comigo lado a lado
durante toda a caminhada.
Autor 2.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pelo dom da vida e por ter nos proporcionado chegar até aqui, dando-nos paciência e discernimento, mesmo quando tudo parecia tão confuso, Ele sempre esteve ao nosso lado.

Agradecemos a nossos familiares que tanto incentivaram essa caminhada, de onde veio o suporte necessário para que nosso foco nos estudos fosse sempre privilegiado.

Agradecemos aos professores, que compartilharam conosco seus conhecimentos, principalmente Simone Lima Jardim, que nos deu apoio desde o primeiro período, nos incentivando a seguir sempre em frente.

A nosso orientador Rímenes, que teve confiança em nosso trabalho e nos orientou com sabedoria.

Agradecemos a nossa coordenadora Keytiane por todo suporte dado durante os 5 anos em que estivemos juntos.

Por fim agradecemos engenheiro da CEMIG, Clodoaldo Rodrigues Almeida, pela atenção e por nos permitir ter acesso aos dados, que foram de extrema importância para a conclusão deste trabalho.

LISTA DE ABREVIATURAS

ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia

ANATEL - Agência Nacional de Telecomunicações

ANEEL - Agência nacional de energia elétrica

BPL - Broadband Power Line

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DIC - Duração de Interrupção individual por unidade consumidora

DICRI - Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão

DIMC - Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão

DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FIC - Frequência de Interrupção individual por unidade consumidora

GDIS- Gestão da Distribuição

GDISGE – Gestão da Distribuição Georreferenciamento

GDISOP – Gestão da Distribuição Operação

GDISDO – Gestão da Distribuição Diagrama Ortogonal

GGSN - Gateway GPRS Support Node

GPRS - Technologic General Packet Radio Service

GSM - Global System of Mobile Communications

ICC - Corrente de Curto-Circuito

IFCS – *Intelligent Flight Control System*

IEEE - Instituto de Eletroeletrônica e Engenharia

kV – Quilovolt

NASA - *National Aeronautics and Space Administration*

ND - Norma de Distribuição

NIE - Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia Elétrica

NUMOCORR - Número de Ocorrências Emergências

PCL - Powerline Communication

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

REI - Redes Inteligentes

SD/LE - Gerencia de Serviços Comerciais e Emergenciais do Leste de Minas

SE – Subestação de Energia

SEP - Sistema Elétrico de Potência

SG - Smart Grid

SGSN - Serving GPRS Support Node

STA - Station

TMAE - Tempo Médio por Atendimento Emergencial

TMD - Tempo Médio de Deslocamento

TME - Tempo Médio de Execução

TMP - Tempo Médio de Preparação

TOTU – Teófilo Otoni Um

UC's - Unidades Consumidoras

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –Sistema Elétrico de Potência – SEP.....	34
Figura 2– Representação gráfica da subestação de Teófilo Otoni.	35
Figura 3 - Disjuntor de 13,8kV	38
Figura 4– Religadores de saída da Subestação.....	39
Figura 5- Saída da Subestação com vários religadores.	40
Figura 6– Seccionalizador.	41
Figura 7– Seccionalizador ligado à jusante do religador	41
Figura 8– Coordenação entre seccionalizador e religador.....	42
Figura 9– Chave Seccionadora.	43
Figura 10– Chave Fusível.....	44
Figura 11 - Diagrama unifilar de um determinado alimentador.....	51
Figura 12- Smart Grid.	62
Figura 13 - Arquitetura de rede GPRS.....	69
Figura 14 - Caixa de comando e relé telecontrolado de religador.	70
Figura 15 – Cidade de Teófilo Otoni.	76
Figura 16– Representação das redes de Média Tensão em Teófilo Otoni.	77
Figura 17 – Religador 382790(NA) entre alimentadores 11 e 3.....	78
Figura 18 - Tela do software GDIS 2.0.	82
Figura 19 – Alimentadores TOTU-03 e TTOTU11.....	83
Figura 20 – Religador 382790.	84
Figura 21– Circuito do religador 229741.....	89
Figura 22– Diagrama unifilar após religador 229741.....	90
Figura 23– Religador automático.....	94
Figura 24 – Circuito do alimentador TOTU-03.....	95
Figura 25 - Circuito do alimentador TOTU-03.....	96

LISTA DE FLUXOGRAMAS

Fluxograma 1 – Percurso da Energia Elétrica da Geração a Distribuição.	33
Fluxograma 2– Interface entre os Sistemas de Controle na CEMIG	65
Fluxograma 3– Etapas do trabalho científico.	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Demonstrativo de interrupção no alimentador.	51
Tabela 2 – Demonstrativo de interrupções parciais no alimentador.	52
Tabela 3 – Resultados dos indicadores de continuidade.....	79
Tabela 4 – Percentual das causas de Interrupções.....	79
Tabela 5 – DEC, FEC e TMAE 2018 área urbana.	88

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Comparativo de desempenho de DEC e FEC.....	92
Gráfico 2 – Comparativo de desempenho TMAE.	93
Gráfico 3 – DEC e FEC rede convencional/self healing.	97
Gráfico 4 – TMAE da ocorrência, rede convencional/self healing.....	97

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Comparativo entre as redes convencional e smart grid.98

RESUMO

A energia elétrica é a principal fonte de energia do mundo, por se tratar de um serviço essencial, é responsabilidade das distribuidoras manter a qualidade e confiabilidade de seu fornecimento. A agência reguladora determina limites para a sua indisponibilidade, garantindo aos consumidores a continuidade do fornecimento da energia elétrica. O presente trabalho tem como objetivo demonstrar a viabilidade técnica da implantação da rede *smart grid* no circuito de rede de distribuição primária da cidade de Teófilo Otoni-MG, quando a mesma é submetida a uma condição adversa. Foram coletados dados junto a distribuidora de energia local, CEMIG, das interrupções do fornecimento de energia na rede convencional de média tensão por um período de 12 meses, executando então, testes de operações, simulando as mesmas condições adversas, implantando o conceito de rede *smart grid*. Os dados obtidos através dos testes feitos, utilizando os sistemas de gestão de serviços na rede de distribuição da CEMIG, foram comparados com os dados fornecidos pela própria distribuidora. Os critérios comparativos foram analisados de acordo com os resultados dos indicadores coletivos de continuidade. Após as comparações realizadas verificou-se a viabilidade técnica de implantação do conceito de rede *smart grid* na rede de distribuição primária em Teófilo Otoni.

Palavras-chave: Rede de distribuição. *Smart grid*. Indicadores coletivos de continuidade.

ABSTRACT

Electricity is the main source of energy in the world, the distributors are responsible to maintain the quality and reliability of their supply, which is an essential service. The regulatory agency sets limits on their unavailability, ensuring consumers the continuity of their electricity supply. This paper aims to demonstrate the technical feasibility of implementing the smart grid network in the primary distribution network circuit of the city of Teófilo Otoni - MG, where it is subjected to an adverse condition. Data were collected from the local electrical power distributor, CEMIG, of power outages in the conventional medium voltage grid for a period of 12 months, then performing operational tests, simulating the same adverse conditions, implementing the smart grid concept. The results obtained through the tests made using the management systems services in the distribution network of CEMIG were compared with the data provided by the distributor itself. Comparative criteria were analyzed according to the results of the collective continuity indicators. After the comparisons made, it was verified the technical feasibility of implementing the smart grid concept in the primary distribution network in Teófilo Otoni.

Keywords: Distribution Network. Smart grid. Collective indicators of continuity.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	30
2 REFERENCIAL TEÓRICO	32
2.1 Sistema de Distribuição	32
2.1.1 Rede de Distribuição Primária e seus Componentes	34
2.3 Qualidade de serviço	45
2.3.1 Gestão das Interrupções	46
2.2 Regulamentação do Setor Elétrico	47
2.2.1 Indicadores Coletivos de Continuidade	49
2.2.1.1 Indicadores DEC e FEC	49
2.2.1.2 Tempo de Atendimento das Ocorrências	53
2.2.1.2.1 Tempo Médio de Preparação da equipe de atendimento de emergência (TMP)	54
2.2.1.2.2 Tempo Médio de Deslocamento da equipe de atendimento de emergência (TMD)	54
2.2.1.2.3 Tempo Médio de Execução do serviço até seu restabelecimento pela da equipe de atendimento de emergência (TME)	55
2.2.1.2.4 Tempo Médio de Atendimento a Emergências (TMAE)	55
2.2.2 Indicadores Individuais de Continuidade	56
2.4 A rede elétrica inteligente – <i>smart grid</i>	58
2.4.1 Conceito de auto regeneração aplicado nas redes de distribuição	65
2.4.2 <i>Self Healing</i>	65
2.5 Tipos de comunicação da rede smart grid	68
2.5.1 Technologic General Packet Radio Service – GPRS	68
2.5.2 Tecnologia Wi-Fi – IEEE 802.11	70
3 METODOLOGIA E PROCEDIMENTOS TÉCNICOS DA PESQUISA	72
3.1 Caracterização da área de estudo	75
3.1.2 Subestação em Teófilo Otoni e seus alimentadores	77

3.2 Procedimento de coleta de dados.....	81
3.3 Testes da rede <i>smart grid</i>	82
3.4 Tratamento de dados.....	85
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	87
4.1 Rede distribuição em análise	88
4.2 Atuação da <i>smart grid</i>.....	90
4.2 Atuação da <i>self healing</i>.....	94
5 CONCLUSÃO.....	99
REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS	101
APÊNDICE	107
ANEXOS.....	109

1 INTRODUÇÃO

A energia é elemento indispensável para o desenvolvimento de uma região ou localidade (NETO; LOPES; CARVALHO, 2009). No século XXI a eletricidade tem ganho cada vez mais destaque graças ao desenvolvimento de tecnologias que permitem transformar outras fontes de energia em energia elétrica, como os painéis fotovoltaicos e geradores eólicos, que juntamente com as hidrelétricas aumentam a produção de energia renovável (FRAZIN e CARVALHO, 2014).

Após sua geração a energia produzida passa por uma elevação de seu nível de tensão sendo transportada por longas distâncias pelas linhas de transmissão que terminam em estações abaixadoras de tensão sendo entregue as redes de distribuição de média tensão, foco desse trabalho, em níveis que possam circular pelas redes elétricas das cidades e áreas rurais com segurança. Para entrega a uma unidade consumidora, seja ela residencial, comercial, ou industrial a energia ainda passa pelos transformadores de distribuição tendo seus níveis de tensão reduzidos para níveis compatíveis com equipamentos elétricos industriais comerciais ou residenciais garantindo a segurança dos operadores e usuários de energia ao longo de todo processo (LIMA, 2016).

Tendo o desenvolvimento tecnológico disponibilizado no mercado aparelhos que cada vez mais utilizam eletricidade, eletrodomésticos dos mais diversos modelos, equipamentos industriais e comerciais e até mesmo veículos automotores elétricos, o crescimento de itens conectados ao sistema elétrico cria uma exigência cada vez maior da redução da indisponibilidade da energia elétrica para o consumidor.

Por ser a energia elétrica um serviço essencial o tempo de sua indisponibilidade tem limites definidos pela agencia reguladora do setor que segue as diretrizes do governo federal. É dever das distribuidoras manter o fornecimento de energia com qualidade dentro dos limites permitidos para a indisponibilidade de energia.

O presente trabalho tem como objetivo demonstrar a viabilidade técnica da implantação da rede smart grid no circuito de rede de distribuição primária da cidade de Teófilo Otoni-MG, quando a mesma é submetida a uma condição adversa.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Sistema de Distribuição

A energia elétrica utilizada no Brasil é gerada nas usinas hidrelétricas, porém sua produção também ocorre nas usinas eólicas, solares, termoelétricas, nucleares, etc.

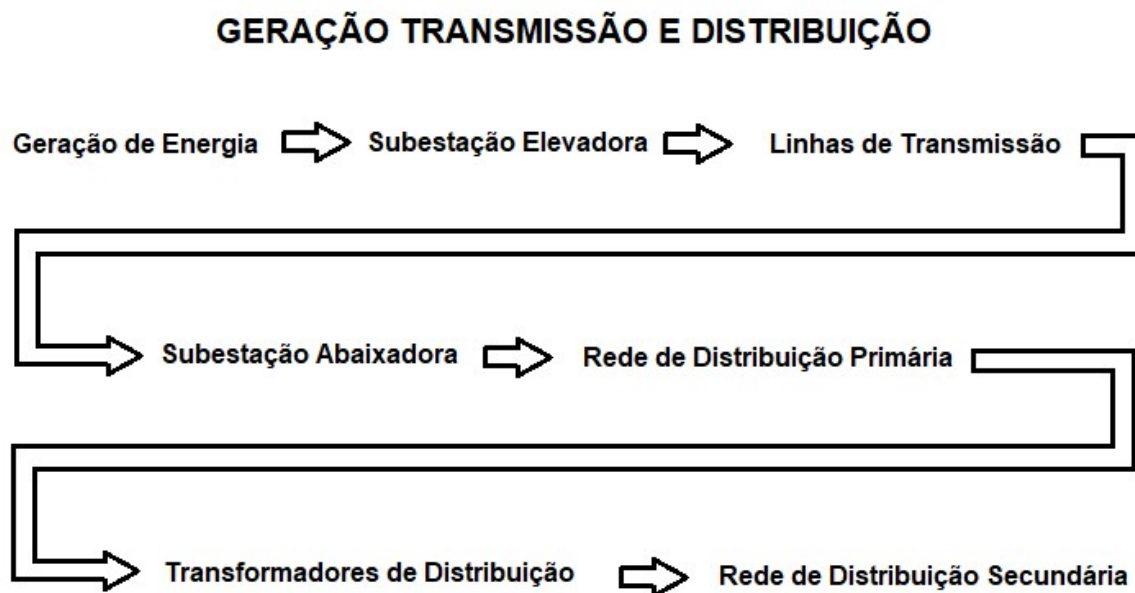
No Brasil, segundo Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL (2019), 61,8% da energia é produzida nas usinas hidrelétricas, e de acordo com Gouveia (2016) a maior usina hidrelétrica do Brasil é a usina de Itaipu, com 14 megawatts de potência instalada, localizada no Rio Paraná, na fronteira entre o Brasil e Paraguai.

A energia elétrica é a principal fonte de energia do mundo, produzida a partir do potencial elétrico de dois pontos de um condutor. Foi o Tales de Mileto¹ quem a descobriu por meio de uma experiência as cargas elétricas e, a partir disso, a palavra "eletricidade" começou a ser utilizada.

Para que essa energia produzida seja entregue nas unidades consumidoras, indústrias, comércios e residências, é necessário que exista um sistema de transmissão e distribuição. A transmissão recebe energia produzida pelas usinas já transformada a níveis adequados para esse sistema e transporta por longas distâncias até os centros de consumo, nesse momento tem seu nível de tensão transformado para um valor adequado para circular pelas redes de energia que estão construídas nas cidades e em trechos rurais. Antes de chegar às instalações, a energia elétrica tem o nível de tensão transformado para níveis que podem ser utilizados por equipamentos elétricos, chuveiros, motores, televisores, rádios e demais aparelhos que têm seu funcionamento dependente da eletricidade. Todo esse sistema é representado no fluxograma 1.

¹ Tales Alexandre Romano de Mileto, nascido em Mileto, foi reconhecido como o primeiro filósofo do Ocidente, foi um matemático e engenheiro, nascido em 624 a.C e falecido em 546 a.C.

Fluxograma 1– Percurso da Energia Elétrica da Geração a Distribuição.



Fonte: Própria, (2019).

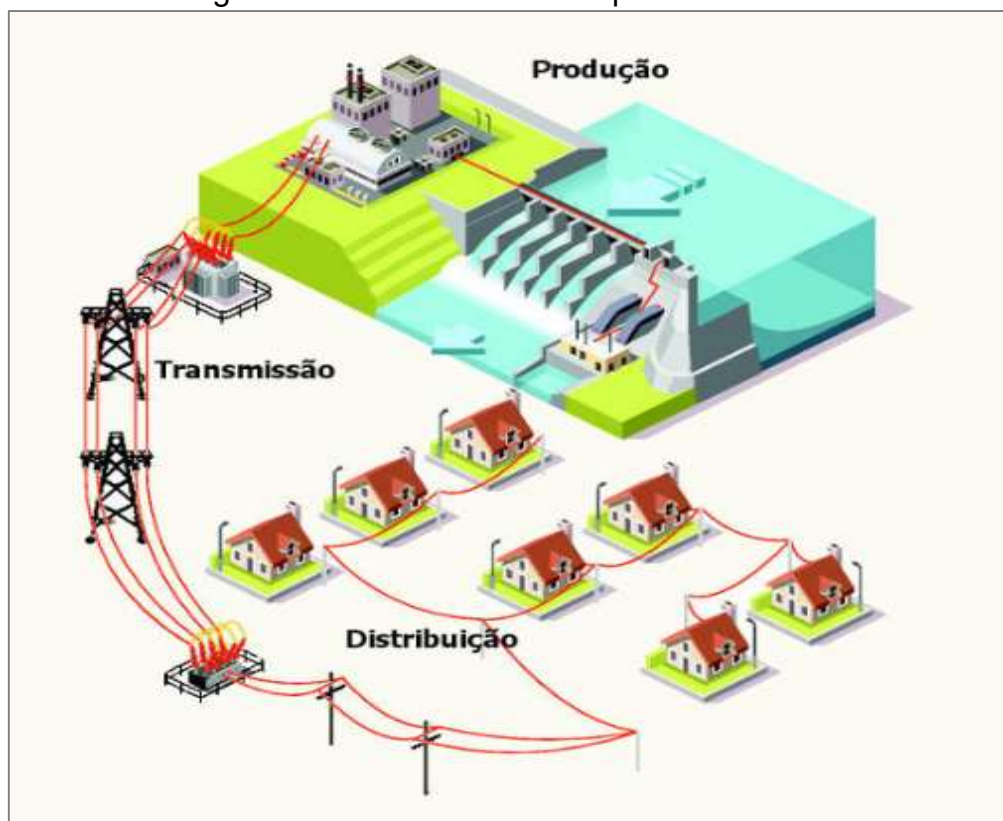
De acordo com Rivera et al (2013), as redes elétricas em geral, na maioria das economias desenvolvidas ou em desenvolvimento, foram criadas há mais de um século e evoluíram a partir de modelo tecnológico eletromecânico semelhante ao atual. Tal modelo permitiu que o sistema elétrico ficasse exposto a vários problemas ligados à segurança, estabilidade e confiabilidade.

De acordo com a ABRADDEE [201?], o sistema de distribuição é composto pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam em níveis de alta tensão (a partir de 69 kV [quilovolts] e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV).

Todo sistema de geração, transmissão e distribuição também é conhecido como Sistema Elétrico de Potência (SEP).

Na figura 1 temos um exemplo de SEP que compreende todas as instalações elétricas que conduzem energia, desde a geração até o ponto de entrega nas unidades consumidoras.

Figura 1 – Sistema elétrico de potência – SEP.



Fonte: UFJF, (2018).

Um SEP é descrito por suas responsabilidades que se baseiam primariamente na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (PABLA, 2004). Um sistema capaz de realizar a integração entre cada uma dessas etapas se torna hábil a oferecer eletricidade, em condições de uso, para o usuário final, sendo este, por exemplo, uma indústria ou residência.

O sistema de distribuição de energia é ramificado ao longo das cidades e áreas rurais para conectar fisicamente o sistema de transmissão, ou mesmo unidades geradoras de médio e pequeno porte, aos consumidores finais da energia elétrica (ABRADEE, 2015).

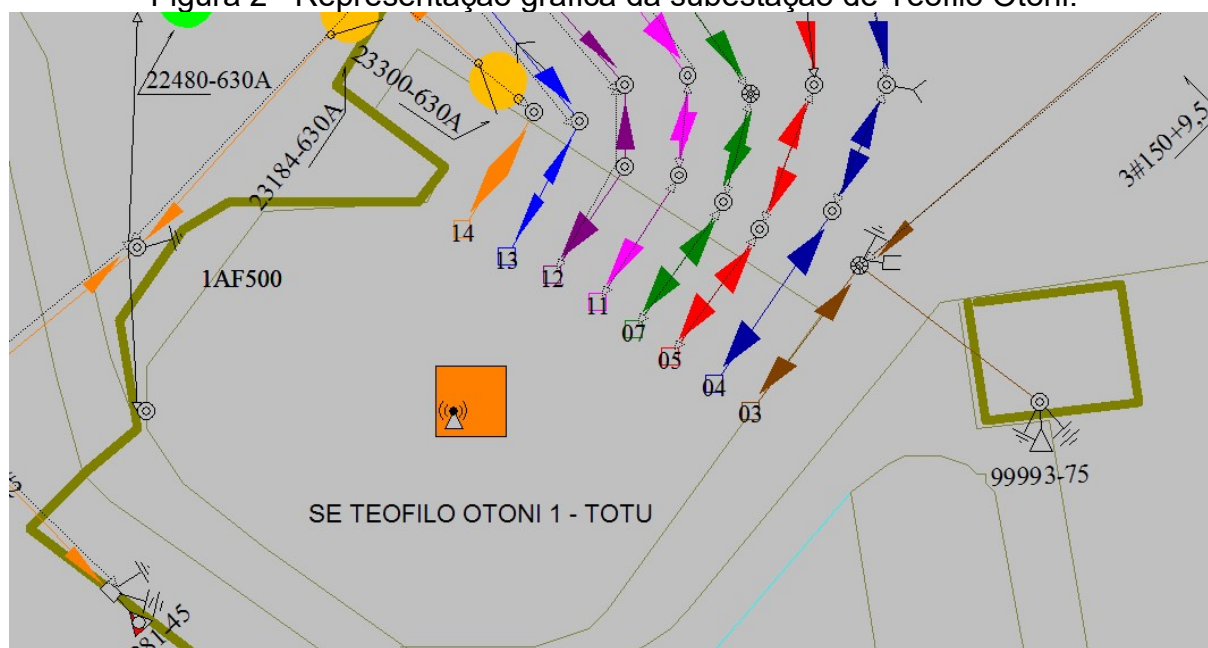
2.1.1 Rede de Distribuição Primária e seus Componentes

As redes de distribuição primárias, em geral, são circuitos elétricos trifásicos a três fios (três fases) ou monofásicos (uma fase), ligados nas subestações de

distribuição. Normalmente são construídas nas classes de tensão 13,8kV e 34,5 kV, que são as tensões padronizados pela resolução 414 da ANEEL de 9 de setembro de 2010, os demais níveis existem e continuam operando normalmente. Nestas classes de tensão, as tensões nominais de operação poderão ser 11 kV, 12,6 kV, 13,2 kV, 21 kV, 23 kV, e 33 kV.

Em Teófilo Otoni existe uma subestação de energia (SE), representada na figura 2 da qual saem as redes de média tensão, que transportam a energia elétrica para as unidades consumidoras situadas em áreas urbanas e rurais do município e de outras cidades circunvizinhas.

Figura 2– Representação gráfica da subestação de Teófilo Otoni.



Fonte: CEMIG, (2019).

A figura 2 exibe os alimentadores, circuitos de média tensão, que saem da subestação nomeados de TOTU-03, 04, 05, 07, 11, 12, 13 e 14. Cada alimentador possui sua proteção individualizada por religadores instalados dentro da subestação na saída para a rede de distribuição primária.

Na cidade de Teófilo Otoni as redes de distribuição primárias tem seu fornecimento de energia no nível de tensão de 13,8kV para os circuitos trifásicos, compostos por três condutores fase e um condutor neutro e 7,9kV para circuitos monofásicos, compostos por um condutor fase e um condutor neutro. Essa rede de distribuição também tem suas características construtivas baseadas no mesmo

modelo descrito por Rivera, exigindo da distribuidora local, a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) um volume de homem hora significativo para o restabelecimento de energia quando as redes de distribuição passam por condições adversas, como o rompimento de condutores, quebra de postes ou uma simples operação da proteção do sistema devido uma falha intermitente, como um galho de árvore que toca na rede pela ação do vento, provocando um curto circuito temporário.

É nos sistemas de distribuição de energia, primário e secundário que estão conectados a maior parte das unidades consumidoras. E devido a extensão de milhares de quilômetros desses sistemas, estima-se que são neles que ocorrem 90% dos eventos que provocam a interrupção do fornecimento de energia para as unidades consumidoras (BROWN, 2008).

Para minimizar os efeitos dessas condições adversas as distribuidoras instalam em suas redes, equipamentos de proteção monitoramento e operação capazes de restabelecer o fornecimento de energia elétrica ou isolar parte do circuito para que um número menor de clientes tenha o fornecimento interrompido.

Os equipamentos, na rede de distribuição, têm a função de proteção e ou operação da rede. Alguns equipamentos realizam a proteção diretamente como por exemplo as chaves fusíveis, outros tem função auxiliar, fornecendo amostras dos valores nominais dos circuitos de media tensão, como é o caso dos transformadores de corrente (CEMIG, 2017).

A rede de distribuição é composta pela posteação, condutores isoladores, ferragens e equipamentos de proteção e operação instalados de acordo com as normas técnicas das distribuidoras de energia. No caso da CEMIG, essas Normas de Distribuição são as, ND 2.1, 2.2, 2.3, 2.7, 2.9 e 2.10, que tratam das normas para implementação das redes de distribuição na área de concessão da empresa, sendo que cada uma delas trata de um tipo de rede.

As redes de distribuição primárias são caracterizadas por seus modelos construtivos:

- Redes aéreas convencionais ou nuas: são aquelas em que os condutores da rede não possuem isolamento próprio, e não devem ser tocados quando energizados sob a condição da ocorrência de curto circuito;

- Redes protegidas ou compactas: são aquelas em que os condutores da rede possuem uma cobertura, cuja função é proteger temporariamente a rede de eventuais

toques momentâneos. Caso o contato com essa cobertura venha a ser permanente há risco elevado de curto circuito (CEMIG, 2016);

- Redes isoladas: são aquelas em que os condutores da rede possuem isolamento em material adequado ao nível de tensão da rede, protegendo-a de toques transitórios e permanentes;

- Redes subterrâneas isoladas: redes instaladas no subsolo, em galerias devidamente sinalizadas em que os condutores da rede possuem isolamento em material adequado ao nível de tensão da rede, protegendo-a de toques transitórios e permanentes.

Quanto à região de instalação, as redes são classificadas como urbanas e rurais.

Na constituição da rede de distribuição primária o primeiro equipamento de proteção é o disjuntor. O disjuntor, representado na figura 3, é um dispositivo mecânico de manobra, capaz de conduzir e interromper correntes nas condições nominais do circuito, assim como conduzir durante um tempo especificado e interromper correntes sob condições anormais especificadas do circuito, tais como as correntes de curto-circuito. Os disjuntores normalmente são utilizados nas entradas das barras das subestações abaixadoras, protegendo todo circuito de média tensão nessas subestações.

Um disjuntor, ao receber o comando de abertura, o contato móvel começa a se separar do contato fixo, nesse momento a condução de corrente ocorre através dos contatos de arco, quando se separam é criado o arco elétrico entre os mesmos. A interrupção deverá ser feita da maneira mais rápida possível e o dielétrico utilizado deverá desionizar o meio logo após a passagem da corrente pelo valor de zero, garantindo uma rigidez dielétrica para evitar uma reenergização do circuito (LEDESMA, 2012).

Figura 3 - Disjuntor de 13,8kV



Fonte: Site Adeel, (2019).

Na rede de distribuição do modelo atual, os disjuntores podem ser operados remotamente (comando de abertura ou fechamento) de um centro de controles da distribuidora ou mesmo da sala de operações da subestação onde o mesmo se encontra.

Após os contatos de saída de tensão do disjuntor vem a barra geral de média tensão da subestação de energia, é nessa barra composta por 3 condutores, normalmente tubulares, que são conectados os religadores de saída de tensão para os circuitos primários de distribuição.

Após a saída de 13,8kV estão conectados os religadores de proteção dos circuitos de média tensão, representados pela figura 4, que levam energia para a área urbana de Teófilo Otoni e para os municípios circunvizinhos, como Itambacuri, ao sul, e Novo Oriente de Minas ao norte do município.

Figura 4– Religadores de saída da Subestação.



Fonte: CEMIG, (2019).

O religador é um dispositivo automático, que tem como função principal interromper as correntes anormais durante um tempo determinado. Passado esse tempo, o dispositivo religa, restaurando a continuidade do circuito. Este processo é repetido por uma quantidade de vezes determinadas, entre uma e quatro até o bloqueio final do dispositivo.

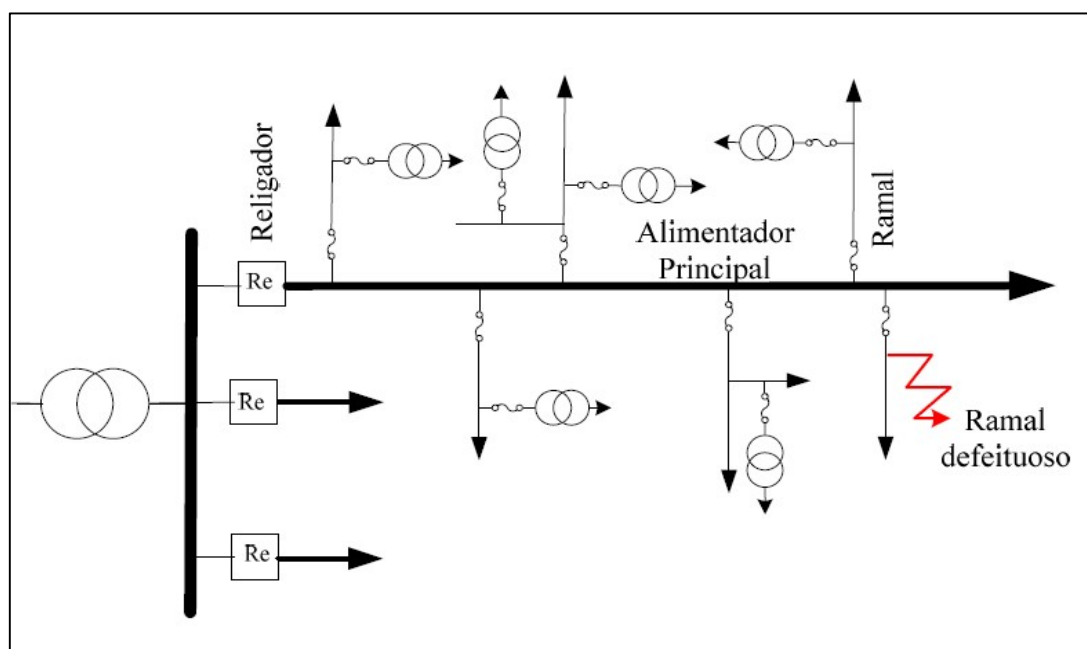
Os religadores são normalmente instalados nas saídas das subestações de energia em que estão conectadas as redes de distribuição primária e são ajustados para ter uma sequência de religamento que, em geral, é uma sequência típica de quatro disparos e três religamentos e, ao final da mesma, o religador permanecerá aberto ou bloqueado. O dispositivo possui pelo menos dois tipos de curvas (rápida e temporizada). Nas primeiras tentativas de mitigar as correntes de defeito são utilizadas as curvas rápidas, para que o religador opere antes da proteção a jusante (geralmente os fusíveis). Para defeitos permanentes são utilizadas as curvas temporizadas (após um número de tentativas com as curvas rápidas), permitindo que as proteções a jusante operem (CPFL, 2006).

Na rede de distribuição convencional, assim como os disjuntores, os religadores podem receber comandos remotos vindos do centro de operações da distribuidora ou comandos da sala de controle da subestação onde estão instalados;

por último, podem receber comando local, operação realizada através do rele instalado no próprio equipamento. Os religadores instalados ao longo da rede de distribuição primária, seja ela trifásica ou monofásica, podem receber comando remoto, vindo do centro de operações ou comando local, sendo que neste necessária a presença de pessoa habilitada a realizar o comando no relé do equipamento ou através de alavanca móvel instalada no corpo do religador (CPFL, 2006).

A figura 5 mostra um diagrama unifilar de um sistema de distribuição com várias saídas, em cada saída é instalado um religador, no seguimento da rede encontram-se outros equipamentos de proteção.

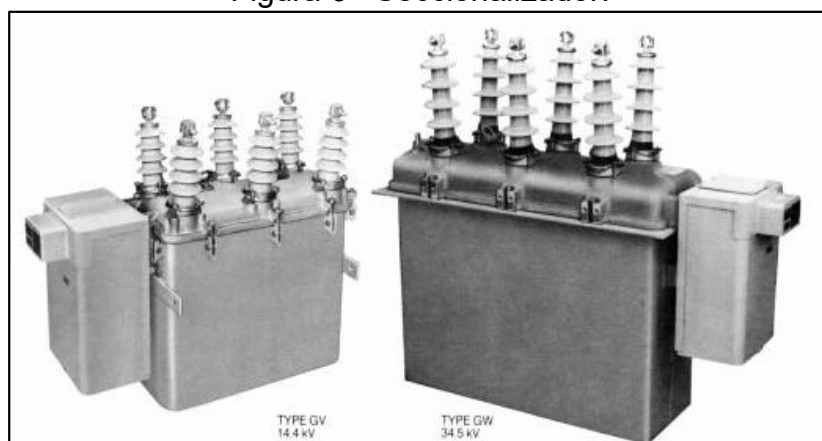
Figura 5- Saída da Subestação com vários religadores.



Fonte: UFJF, (2018).

Outro dispositivo de proteção que trabalha em conjunto com o religador na proteção de circuitos primários é o seccionizador, como mostra a figura 6, dispositivo de manobra mecânico - hidráulico que assegura, na posição aberta, uma distância de isolamento, satisfazendo os requisitos de segurança específicos. É um equipamento capaz de abrir automaticamente seus contatos principais (em série com o circuito) quando ocorre uma sobrecorrente no trecho sob sua proteção e o equipamento de retaguarda efetuar aberturas e religamentos BARROS (1997).

Figura 6– Seccionizador.

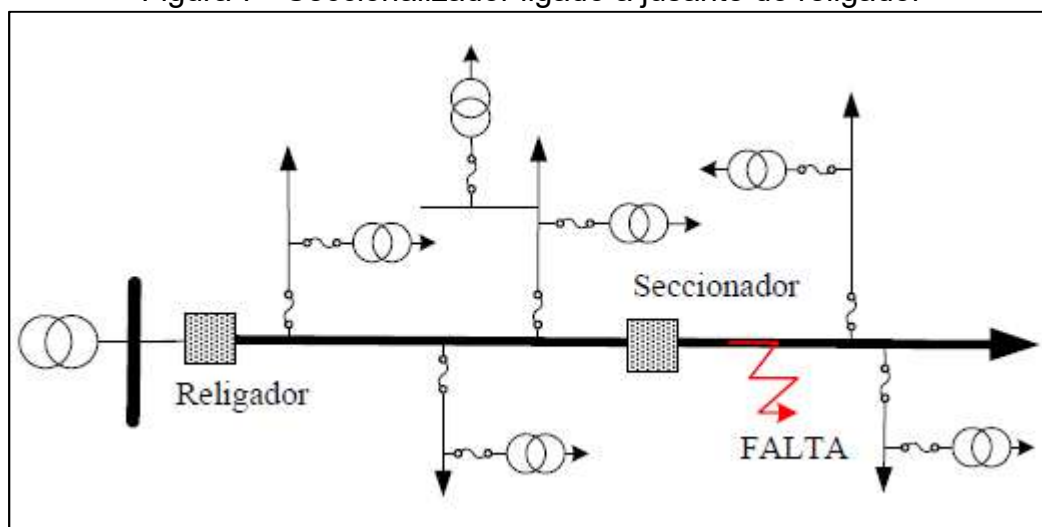


Fonte: UFJF, (2018).

Os seccionizadores não suportam a abertura de correntes de curto-circuito, entretanto, existem alguns equipamentos que são acoplados em série com as chaves seccionadoras para automatizá-las e conferir algumas características de proteção. Por exemplo, o mesmo equipamento opera a chave durante o tempo em que o religador a montante encontra-se aberto, tendo como objetivo eliminar possíveis curtos a jusante das chaves (CEMIG, 2013).

Para uma melhor interpretação considere a seguinte situação, analisando a figura 7 uma condição adversa permanente ocorre no alimentador principal na zona de proteção do religador e do seccionizador que está ajustada para contagem de três religamentos automáticos.

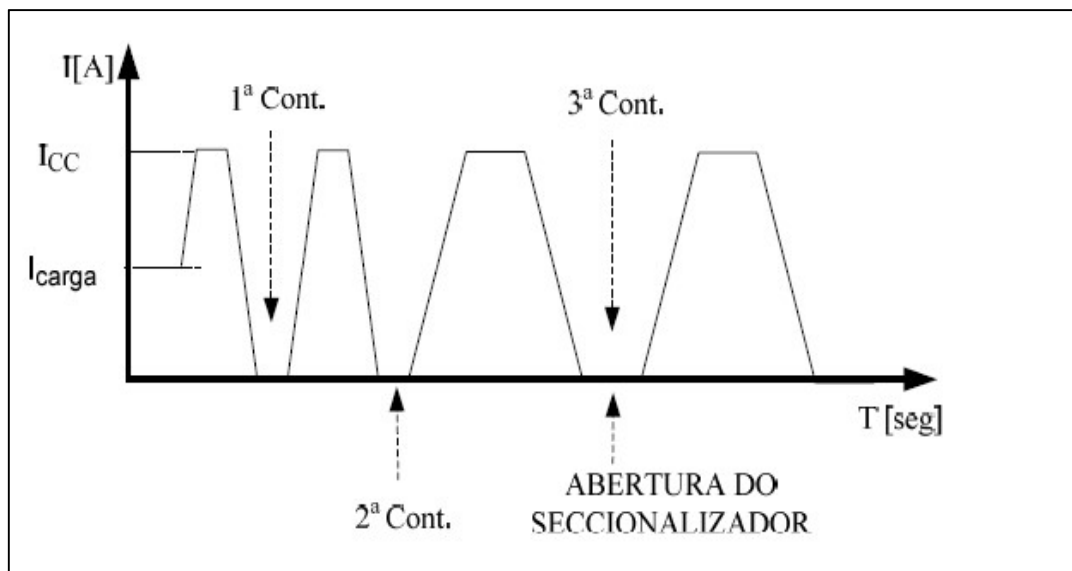
Figura 7– Seccionizador ligado à jusante do religador



Fonte: UFJF, (2018).

Após o terceiro desligamento do religador, o seccionizador abrirá e isolará a área defeituosa, conforme a figura 8. Após determinado intervalo de tempo o religador tornará a religar o circuito.

Figura 8– Coordenação entre seccionizador e religador.



Fonte: UFJF, (2018).

Os seccionizadores são equipamentos de menor custo se comparados aos religadores e realizam sua função de proteção e operação de maneira satisfatória, respeitados os aspectos técnicos já citados (CEMIG, 2013).

Em trechos intermediários das redes de distribuição, são instaladas chaves seccionadora, como mostra na figura 9, que diferente dos seccionizadores são dispositivos de manobra, abertura ou fechamento, cujo objetivo é seccionar circuitos ou parte deles, evitando a interrupção do fornecimento de energia ou possibilitando o restabelecimento manual da rede de distribuição primária, para clientes fora de trechos da rede onde ocorrem interrupções no fornecimento de energia, programadas ou acidentais. Esses dispositivos não podem ser operados com carga, devendo ser utilizado dispositivo auxiliar para sua abertura ou a interrupção da energia em um equipamento a montante para que sua operação seja realizada.

Figura 9– Chave Seccionadora.

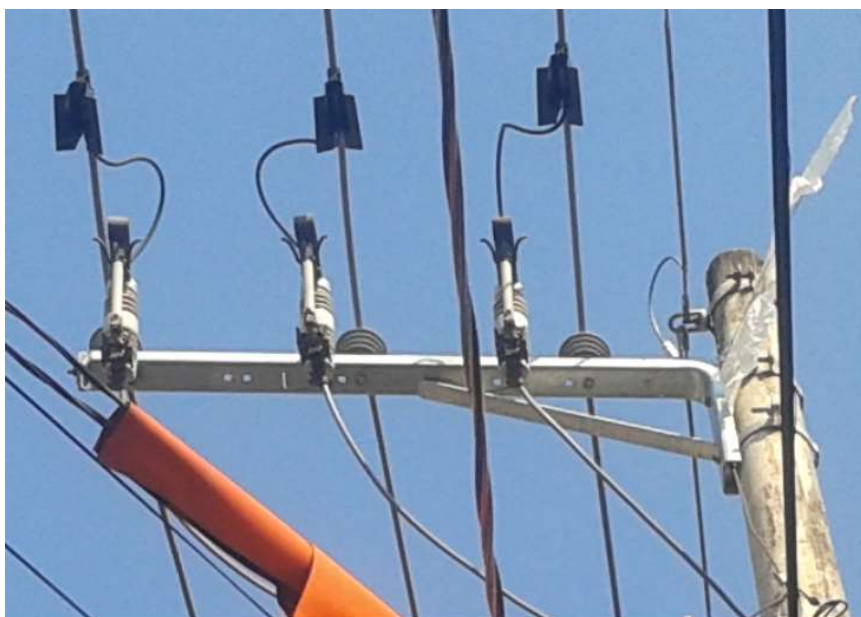


Fonte: Própria, (2019).

Para operação de abertura ou fechamento das chaves seccionadoras em redes de distribuição primária, média tensão, faz-se necessário o deslocamento até o ponto de instalação da chave, que é um dispositivo com características mecânicas de operação, quando existe a necessidade de operação a distância, na rede convencional, esse equipamento deve ser substituído por um religador ou seccionizador, de acordo com as características do circuito onde está instalada a seccionadora (CEMIG, 2017).

Outro dispositivo instalado, em grande escala, para proteção de partes das redes de distribuição primária são as chaves fusíveis, representado na figura 10, dispositivos com estrutura projetada para a conexão de um cartucho contendo um elo fusível entre seus terminais. O conjunto chave e elo fusível formam um dispositivo de proteção instalado por fase em sistemas de distribuição com a finalidade de interrupção do circuito em condições de sobrecorrente (CEMIG, 2013).

Figura 10– Chave Fusível.



Fonte: Própria, (2019).

A capacidade de interrupção do cartucho está relacionada com a corrente de curto-circuito (ICC) máxima no ponto de sua instalação. A capacidade de interrupção do cartucho nunca deve ser menor que a corrente de curto-circuito máxima no ponto de sua instalação.

O elo fusível é o dispositivo de proteção mais simples contra sobrecorrentes no sistema de distribuição.

Os elos fusíveis são classificados em rápidos e lentos, designados os tipos por K e T, respectivamente. Estes elos suportam correntes até 150% do valor da corrente nominal sem fundir (CEMIG, 2017).

Existem também os elos tipo H que suportam correntes de surto em períodos de curta duração, evitando interrupções desnecessárias. Os elos H, alto surto, foram desenvolvidos para aplicações especiais, tais como a proteção de pequenos transformadores (abaixo de 6A). São especialmente desenhados para prover proteção contra sobrecarga (e sobrecorrente) e evitar operações desnecessárias durante transientes de curta duração, tais como partida de motores, corrente de *Inrush* (energização) e surtos atmosféricos.

Os elos fusíveis tipo K fornecem uma boa proteção para transformadores e bancos de capacitores. Para transformadores trifásicos com potências até 75 kVA e monofásicos com potências de até 25 kVA são utilizados elos tipo H.

Elos K e T de mesma corrente nominal tem pontos de 300 segundos idênticos (início da curva), mas têm diferentes curvas tempo x corrente. Os elos T são mais lentos para altas correntes, portanto os elos fusíveis tipo T permitem uma coordenação numa faixa mais ampla de corrente (CEMIG, 2017).

O gerenciamento de um sistema elétrico de potência cobre vários eventos de características diversificadas, passando pelo planejamento que pode durar vários anos, até a proteção do sistema com eventos que duram alguns segundos ou milissegundos. Nesse pequeno intervalo de tempo os componentes da rede são de grande importância para garantir o desempenho do mesmo frente às condições adversas (ELETROBRÁS, 1982).

2.3 Qualidade de serviço

As distribuidoras de energia são avaliadas em diversos aspectos durante o período do contrato de concessão. De acordo com a ANEEL (2016), a qualidade da prestação de serviços engloba análise das interrupções no fornecimento da energia elétrica. Para fins de verificação da qualidade, destacam-se os indicadores de continuidade coletivos DEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora), o FEC (frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora), e o TMAE (tempo médio por atendimento emergencial) e os indicadores de continuidade individuais DIC (duração individual de interrupção por unidade consumidora, FIC (frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FIC), DMIC (duração máxima de interrupção por unidade consumidora, DCRI (duração de interrupção por unidade consumidoras em dias críticos), todos definidos no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2016).

Esses indicadores têm seus valores realizados apurados pelas distribuidoras e enviados periodicamente para a ANEEL para confirmação da continuidade do serviço prestado, representando, respectivamente, o tempo e o número de vezes que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica para o período considerado (mês, trimestre ou ano), o que permite que a Agência avalie a continuidade da energia oferecida à população (ANEEL, 2016).

Os valores são apresentados por subdivisões das distribuidoras, denominadas Conjuntos Elétricos, que possuem abrangência variada. Conjuntos grandes podem

abranger mais de um município, ao mesmo tempo que alguns municípios podem possuir mais de um conjunto.

A informação quanto ao conjunto ao qual pertence a uma unidade consumidora está disponível na fatura de energia elétrica (ANEEL, 2016).

2.3.1 Gestão das Interrupções

Nenhum projeto, mesmo os com planejamento e execução minuciosa, está completamente livre de falhas. Projetos e obras de engenharia têm problemas. Estádios milionários aparecem com problemas de estruturas, barragens cedem etc. Exemplos, recentes são os acidentes ocorridos nas barragens de Mariana e Brumadinho em Minas Gerais. A possibilidade de ocorrência de falhas, ainda que pouco provável de acordo com o projeto, sempre existe. O que define um bom projeto é a sua capacidade de mitigar episódios dessa natureza e agir eficientemente para contornar erros quando aparecerem.

Na configuração atual da rede elétrica de distribuição não há visão do status de funcionamento em tempo real de todos os trechos de média tensão. Então não é possível para a central identificar falhas em todo sistema de distribuição de maneira remota. A informação das falhas é gerada a partir das reclamações dos clientes.

O processo ocorre a partir do momento em que há falha no fornecimento energético, então, os clientes ligam para a distribuidora para solicitar o restabelecimento do fornecimento da energia a distribuidora envia equipe para o local para avaliar e consertar os danos, que após o reparo têm o fornecimento é reestabelecido.

De acordo com a ANEEL (2015) o TMAE é computado a partir da reclamação feita pelo cliente junto à concessionária até o atendimento da reclamação realizada ou localização do defeito e isolamento do mesmo, podendo haver ou não o restabelecimento total ou parcial das unidades consumidoras. O DEC é computado a partir da reclamação feita pelo cliente junto à concessionária até o restabelecimento de todas as unidades consumidoras que tiveram o fornecimento interrompido, porém, desde a reclamação por ocorrência de uma falha até o início do reparo há diversas etapas intermediárias que demandam tempo e capital. O FEC é computado quando

há interrupção no fornecimento de energia para um grupamento de UC's (unidades consumidoras).

DEC e FEC são contabilizados sempre que houver a interrupção do fornecimento de energia num intervalo de tempo superior a três minutos, sendo o FEC um indicador adimensional.

O tempo entre a interrupção e a reclamação junto à distribuidora é uma desvantagem para o restabelecimento, tanto no quesito de tempo, como no mérito de informação. Uma vez que, de acordo com nota técnica 0043/2016 da ANEEL, o cliente é considerado leigo, as solicitações via telefone nem sempre têm competência de diagnóstico, então as equipes de campo que fazem o atendimento ficam prejudicadas, visto que não há informação suficiente sobre o problema. A operação *in loco* necessita passar antes por uma etapa de diagnóstico, para aferir o que ocasionou o erro que afetou a região. Só após todas essas etapas completas é que de fato é possível agir e reparar, restabelecendo o fornecimento de energia na localidade. Durante todo esse processo o DEC está sendo contabilizado para o conjunto de Unidades Consumidoras- UC's e, conseqüentemente, para a distribuidora.

Para gerir os dados relacionados aos indicadores de qualidade, a CEMIG utiliza sistema computacional próprio, o GERINT (gestão das interrupções). Esse sistema possui um banco de dados dos atendimentos, em que houve a interrupção do fornecimento de energia, realizados pelas equipes da distribuidora, os dados são apurados, consistidos, e, posteriormente, enviados à a ANEEL.

No site da ANEEL, (<http://www.aneel.gov.br/>), são exibidos os resultados dos indicadores de continuidade por distribuidora, podendo ser acessados pelos clientes das distribuidoras de todo país, ainda existe a informação dos indicadores nas faturas de energia, contas de luz, recebidas mensalmente pelos clientes.

2.2 Regulamentação do Setor Elétrico

Contratos de concessão do serviço público de energia, são atos destinados a conceder a agentes públicos ou privados a responsabilidade pela operação de ativos de geração, transmissão, distribuição, e também a comercialização energia elétrica para todo o país (ANEEL, 2015).

As distribuidoras que atuam no SEP, seja na geração, transmissão ou distribuição, o fazem devido a concessão da união através de um contrato.

Para definir os contratos com direitos e deveres de concessão do serviço no país, o Governo Federal criou em 26 de dezembro de 1996 através da lei 9.427 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2016).

Em seu artigo 2º, a lei 9.427/1996 informa que a ANEEL tem por objetivo regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com as políticas e definições do governo federal.

A ANEEL regulamenta as políticas e definições do Governo Federal para a utilização e exploração dos serviços de energia elétrica pelas empresas geradoras transmissoras e distribuidoras, pelos clientes cativos, que não podem escolher de qual empresas vão ter seu fornecimento de energia, e clientes livres, pelos produtores independentes de energia elétrica e pelos autoprodutores, como por exemplo usinas fotovoltaicas instaladas nos telhados das residências.

A agência, ainda, determina padrões de qualidade do atendimento e de segurança de acordo com as necessidades regionais, com foco prioritário na viabilidade técnica, econômica e ambiental. O foco da agência é, por meio dessas premissas, promover o uso eficaz e eficiente de energia elétrica, proporcionando condições para a livre competição no mercado de energia elétrica.

Segundo a ANEEL (2015), os novos contratos de concessão de distribuição priorizam o atendimento igualitário a todas as classes de clientes, impedindo as distribuidoras de promover qualquer exclusão das populações de baixa renda e das áreas de menor densidade populacional. As cláusulas contratuais preveem ainda o incentivo à implantação de medidas de combate ao desperdício de energia e de ações relacionadas às pesquisas voltadas para o desenvolvimento do setor no Brasil.

Os contratos de concessão firmados entre a ANEEL e as distribuidoras de energia possuem regras claras a respeito de tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços e do atendimento prestado aos consumidores. Isso é de extrema importância para todos os clientes atendidos nas respectivas áreas de concessão, já que esses contratos primam pela igualdade. Os termos contratuais definem, ainda penalidades para os casos em que a fiscalização da ANEEL constatar irregularidades (ANEEL, 2015).

De acordo com o Art.14 da resolução 414/2000 da ANEEL, a distribuidora é responsável, além das obrigações que precedem o início do fornecimento, pela prestação de serviço adequado a todos os seus consumidores, assim como pelas informações necessárias à defesa de interesses individuais, coletivos ou difusos.

A concessionária deverá organizar registros que indiquem, quanto às solicitações de apuração de interrupções formuladas por consumidores, os seguintes dados.

- Data da solicitação;
- Ocorrências que determinarem a solicitação;
- Resultado da apuração efetuada pela concessionária;
- Data da informação do apurado ao consumidor;
- Providências tomadas para normalização do fornecimento, se for o caso;
- Data da conclusão das providências de que trata o item anterior, se for o caso.

2.2.1 Indicadores Coletivos de Continuidade

O padrão de qualidade do fornecimento de energia elétrica de uma distribuidora é analisado pelos resultados dos indicadores coletivos de continuidade e pelos indicadores individuais

De acordo com a ANEEL (2010), cabe às distribuidoras apurar esses indicadores e cumprir suas metas.

O DEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora), o FEC (frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora), e o TMAE (tempo médio por atendimento emergencial) são apurados pelas distribuidoras e informados à ANEEL mensalmente, a agência armazena os dados recebidos para definição dos resultados dos indicadores, que são estratificados no site da agência por distribuidora ou permissionária e por grupamento de consumidores, que a ANEEL define como conjuntos.

2.2.1.1 Indicadores DEC e FEC

O período de apuração dos indicadores DEC e FEC é definido como o intervalo de tempo entre o início e o fim da contabilização das interrupções de fornecimento de energia elétrica aos consumidores de um determinado conjunto, que é um grupamento de consumidores ligados a uma fonte distribuidora de energia, também conhecida

como subestação. Além do período de apuração a ANEEL contabiliza os resultados trimestrais e o resultado anual dos mesmos, para efeito de verificação da evolução da qualidade do fornecimento aos conjuntos da área de atuação da Concessionária (ANEEL, 2017).

A apuração dos indicadores DEC e FEC deverá ser efetuada conforme disposto na Portaria do, já extinto, Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) nº 046, de 17/04/78, obedecendo as fórmulas 1 e 2 a seguir:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)xt(i)}{Cs} \quad (1)$$

Sendo:

DEC a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, que indica o intervalo de tempo, em média, em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em cada unidade consumidora do conjunto considerado, no período de apuração, em horas.

n o Número de interrupções no período de observação;

i o Contador do número de interrupções, variando de 1 a n;

Ca(i) o Número de consumidores, do conjunto considerado, atingidos na interrupção (i);

t(i) o Tempo de duração da interrupção (i), em horas;

Cs o Número total de consumidores do conjunto considerado.

FEC é a frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, que indica o número de vezes, em média, em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em cada unidade consumidora do conjunto considerado, no período de apuração aplicando-se a fórmula 2.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs} \quad (2)$$

Sendo:

n o Número de interrupções no período de observação;

- i o Contador do número de interrupções, variando de 1 a n;
- Ca(i) o Número de consumidores, do conjunto considerado, atingidos na interrupção (i);
- t(i) o Tempo de duração da interrupção (i), em horas;
- Cs o Número total de consumidores do conjunto considerado.

Serão demonstrados dois exemplos para entendimento dos cálculos de DEC e DEF.

No primeiro registro, são informados todos os consumidores afetados e a duração da interrupção, conforme a figura 11.

Figura 11 - Diagrama unifilar de um determinado alimentador.



Fonte: Própria (2019).

Para as eventuais manobras, consequentes da mesma interrupção, são registrados os consumidores atingidos e respectivas durações das interrupções, para o cálculo exclusivo do indicador DEC. A disposição das interrupções que atingiram os clientes neste exemplo estão citadas na tabela 1.

Tabela 1 – Demonstrativo de interrupção no alimentador.

Trecho Atingido	Início(h)	Término(h)	Consumidores Atingidos	Indicadores computados
A, B e C	12:00	12:05	800	DEC e FEC
B e C	12:00	12:15	550	DEC
C	12:00	12:55	250	DEC

Fonte: Própria (2019).

Os dados de uma interrupção, por exemplo, ocorrida às 12h00 no alimentador serão preenchidos conforme a figura abaixo, com os restabelecimentos por trechos.

De acordo com a equação 1, tem-se:

$$DEC = \frac{800 \times (5 / 60) + 550 \times (15 / 60) + 250 \times (55 / 60)}{800}$$

$$DEC = 0,54 \text{ horas}$$

Aplicando-se a equação 2, tem-se:

$$FEC = \frac{800}{800}$$

$$FEC = 1$$

Para efeito de cálculo do FEC como a interrupção inicial já atingiu todos os clientes do alimentador, os trechos B e C não tem o FEC contabilizados quando o trecho A foi religado, pelo fato de que se trata de uma única interrupção sendo restabelecida para o trecho.

No segundo exemplo as interrupções ocorrem por partes do alimentador, sendo computados os consumidores atingidos e as respectivas durações, para o cálculo dos indicadores DEC e FEC, individualmente para cada bloco afetado.

Os dados de uma interrupção, por exemplo, ocorrida às 12h00, no alimentador serão preenchidos conforme tabela a seguir, com os restabelecimentos por bloco.

Na tabela 2 temos uma configuração diferente de interrupções, onde os trechos são interrompidos isoladamente.

Tabela 2 – Demonstrativo de interrupções parciais no alimentador.

Trecho Atingido	Início(h)	Término(h)	Consumidores Atingidos	Consumidores do Conjunto	Indicadores computados
A	12:00	12:05	250	800	DEC e FEC
B	12:00	12:15	300	800	DEC e FEC
C	12:00	12:55	250	800	DEC e FEC

Fonte: Própria (2019).

Considerando os dados do Exemplo 2, tem-se, para o DEC:

Trecho A → duração da interrupção: 5 minutos = (5/60) horas

Trecho B → duração da interrupção: 15 minutos = (15/60) horas

Trecho C → duração da interrupção: 55 minutos = (55/60) horas

Aplicando-se a equação 1, obtém-se:

$$DEC = \frac{250 \times (5/60) + 300 \times (15/60) + 250 \times (55/60)}{800}$$

$$DEC = 0,41 \text{ horas}$$

Para o DEC, tem-se:

Trecho A → Consumidores Atingidos: 250

Trecho B → Consumidores atingidos: 300

Trecho C → Consumidores Atingidos: 200

Aplicando-se a equação 2, obtém-se:

$$FEC = \frac{250 + 300 + 250}{800}$$

$$FEC = 1$$

Para o FEC, no segundo caso, como foram três interrupções distintas, o impacto em todos os clientes é considerado gradativamente, contudo devido a interrupção ter atingido todos os clientes o resultado do FEC foi igual a 1.

2.2.1.2 Tempo de Atendimento das Ocorrências

De acordo com a ANEEL (2016), o atendimento às ocorrências emergenciais é avaliado por meio de indicadores vinculados ao tempo necessário para atendimento das reclamações realizadas pelos clientes. Esses indicadores são apurados

mensalmente pelas distribuidoras para cada conjunto de unidades consumidoras, e são expressos em minutos. Os indicadores, e suas respectivas formulas, estão listados a seguir.

2.2.1.2.1 Tempo Médio de Preparação da equipe de atendimento de emergência (TMP)

O TMP é representado pela equação 3.

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^n TP(i)}{n} \quad (3)$$

Sendo:

TP o tempo de preparação da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso minutos;

n o número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado;

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

O tempo de preparação é contabilizado a partir do momento de registro da reclamação junto a distribuidora, instante em que também é iniciado a contagem de tempo para compor o DEC. O tempo de preparação indica que a distribuidora tem conhecimento da existência da interrupção no fornecimento de energia mas, ainda não deu início ao atendimento (ANEEL 2016).

2.2.1.2.2 Tempo Médio de Deslocamento da equipe de atendimento de emergência (TMD)

O TMD é representado pela equação 4.

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD(i)}{n} \quad (4)$$

TD o tempo de deslocamento da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

n o número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado;

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

O tempo de deslocamento é tempo gasto pelas equipes da distribuidora para se deslocarem até o ponto onde existe a reclamação, o tempo compreendido entre o início do deslocamento até a chegada da equipe ao local onde existe a interrupção no fornecimento de energia (ANEEL, 2016).

2.2.1.2.3 Tempo Médio de Execução do serviço até seu restabelecimento pela da equipe de atendimento de emergência (TME)

O TME é representado pela equação 5.

$$TME = \frac{\sum_{i=1}^n TE(i)}{n} \quad (5)$$

TE o tempo de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

n o número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado;

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

2.2.1.2.4 Tempo Médio de Atendimento a Emergências (TMAE)

O TMAE é representado pela equação 6.

$$TMAE = TMP + TMD + TME \quad (6)$$

O Tempo médio de Atendimento é a soma de todos os tempos registrados anteriormente, tempo de preparação, tempo de deslocamento e tempo de execução.

A soma desses tempos mostra a capacidade de resposta da distribuidora para as condições adversas a que o sistema de distribuição possa estar exposto (ANEEL, 2010).

Apesar dos componentes do TMAE serem expressos em minutos, o TMAE é calculado em horas decimais.

Segundo ANEEL (2016), o TMAE é contabilizado até o restabelecimento do circuito ou até que a distribuidora isole o trecho defeituoso para uma manutenção corretiva posterior, onde há necessidade de emprego de maior quantidade de mão de obra e materiais para restabelecimento de todo a rede de distribuição atingida. Contudo o DEC é contabilizado para os clientes interrompidos até o restabelecimento de todo trecho.

No *site* da ANEEL, (<http://www.aneel.gov.br/>), estão disponíveis as informações sobre os indicadores a partir de janeiro de 2009, os valores são informados pelas distribuidoras em até um mês após a apuração do indicador, e são passíveis de fiscalização. Os relatórios apresentam as informações enviadas para cada conjunto de unidades consumidoras e as médias para as distribuidoras. As definições aplicáveis dos conjuntos de unidades consumidoras, indicadores, ocorrências emergenciais e demais termos aplicáveis se encontram no Módulo 1 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), (ANEEL, 2018).

2.2.2 Indicadores Individuais de Continuidade

Os indicadores individuais de continuidade do fornecimento de energia são:

- Duração individual de interrupção por unidade consumidora (DIC).
- Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FIC).
- Duração máxima de interrupção por unidade consumidora (DMIC).
- Duração de interrupção por unidade consumidora em dias críticos (DCRI).

São indicadores com mesma modalidade de apuração dos indicadores coletivos de continuidade, entretanto são contabilizados desde que haja somente uma única unidade consumidora com o fornecimento de energia interrompido.

Além da ANEEL, qualquer consumidor da concessionária poderá solicitar a apuração de seus indicadores individuais. A CEMIG disponibiliza na própria fatura de energia esses dados mensalmente.

Para se chegar ao resultado dos indicadores individuais utiliza-se a equação 7.

$$DIC = \sum_{i=1}^n ti \quad (7)$$

Sendo:

DIC a duração de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão de instalações dos demais acessantes, que indica o intervalo de tempo em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em uma unidade ou instalação, no período de apuração, em horas;

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

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

O FIC, é a frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão de instalações dos demais acessantes, que indica o número de vezes em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em uma unidade ou instalação, no período de apuração, aplicando-se a equação 8.

$$FIC = n \quad (8)$$

Sendo:

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

DMIC a duração máxima de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão de instalações dos demais acessantes, que indica o intervalo de

tempo máximo em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em uma unidade ou instalação, no período de apuração, em horas. Seu resultado é obtido aplicando-se a equação 9.

$$DMIC = t(i) \max. \quad (9)$$

Sendo:

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

O DCRI é corresponde à duração de cada interrupção ocorrida em dia crítico, para cada unidade consumidora ou ponto de conexão. E é obtido seu resultado através da aplicação da equação 10.

$$DICRI = T_{CRITICO} \quad (10)$$

Sendo:

$T_{CRITICO}$ a duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

2.4 A rede elétrica inteligente – *smart grid*

Atualmente as empresas do setor elétrico deparam-se cada vez mais com as exigências do mercado energético, limites impostos pelo regulador, à ANEEL, ou mesmo a influência de seus consumidores nos meios de comunicação ou nos conselhos de consumidores formados pelo regulador, sendo obrigadas a assegurarem aos seus clientes bons níveis de continuidade e confiabilidade no serviço de fornecimento da energia elétrica e também atender os índices de continuidade do serviço estabelecidos pela agência reguladora do setor elétrico ANEEL. Para alcançar estes objetivos além de investir na otimização dos seus sistemas de transmissão e distribuição, as empresas responsáveis têm que buscar tecnologia para automação

de suas operações, com alternativas que reduzam os tempos de interrupção por faltas permanentes nos sistemas de potência.

Já pensando nisso, na década de 1980, foram instalados dispositivos que permitiam a coleta do consumo e de informações de diagnóstico em grandes empresas consumidoras de energia, como fábricas. Esses dispositivos enviavam essas informações para uma central, onde estas eram analisadas a fim de se fazer a cobrança e a análise de serviço. No início da década de 1990, esses sistemas evoluíram para uma infraestrutura com capacidade de medir e reagir às leituras de diversos dispositivos de sensoriamento. A busca por uma rede mais inteligente revolucionou o tempo de resposta de demanda e correção de problemas (FALCÃO, 2009).

O projeto italiano *Telegestoreem* no ano de 2000, foi o primeiro a interligar um número de considerável de residências (27 milhões), usando medidores inteligentes conectados via *power line networking* de baixa largura de banda. Isso fomentou o mercado de tecnologia para redes de distribuição de energia já naquele ano. Países como China e Estados Unidos possuem planos de implementar sistemas de medida em grandes áreas (*Wide Area Measurement System*) (AMIN, 2005).

A expressão *smart grid* deve ser tratada mais como um conceito, do que uma tecnologia ou equipamento específico. Ela dissemina a ideia da utilização de tecnologia de informação e comunicação na rede elétrica em proporção igual a capacidade de entrega da rede elétrica, através da possibilidade de comunicação do estado dos diversos equipamentos da rede, o que permitirá a implantação de estratégias de controle e otimização da rede de forma muito mais eficiente que as atualmente em uso (FALCÃO, 2009).

A expressão *smart grid* pode ser entendida como a sobreposição dos sistemas unificados de comunicação e controle, à infraestrutura de energia elétrica existente, para prover a informação correta para a distribuidora de energia, do status dos equipamentos instalados na rede.

O termo *smart grid* em inglês, ou redes inteligentes (REI), vem sendo usado oficialmente, desde 2005, quando foi utilizado no artigo de Bruce F. Wollenberg e S. M. Armin, publicado pela revista IEEE P&E, com o título "*Toward A Smart Grid*".

Conseguir uma eficiência maior das redes é algo que se torna cada vez mais necessário o que traz também um grande desafio, implementar uma tecnologia que supra a necessidade dos consumidores aumentando a confiabilidade do sistema de

transmissão e distribuição de energia, além de integrar ao sistema novas fontes de energia limpa. As aplicações do conceito de *smart grid* tentam solucionar grande parte dos problemas encontrados pela matriz energética atual (FERREIRA, 2010).

Para que o desempenho dos indicadores coletivos de continuidade possa ser satisfatório em relação aos limites estabelecidos pela ANEEL as distribuidoras devem investir em ativos que agreguem valor ao sistema, a rede inteligente *smart grid* possui características que possibilitam as distribuidoras alcançar esse objetivo (BARRETO 2018).

No âmbito da eficiência, a *smart grid* proporciona um melhor desempenho do sistema, que pode ser obtida por meio da redução de perdas técnicas com melhoria na qualidade da energia ofertada ao consumidor e atuando de maneira eficaz no isolamento de trechos com eventuais defeitos, de forma que os clientes possam ter energia elétrica disponível por mais tempo possível. No âmbito da confiabilidade do sistema elétrico a *smart grid* tem a capacidade de detectar quando os ativos estão funcionando irregularmente (risco de falha), identificando-os para a concessionária repará-los, reduzindo o número interrupções e eventos que afetam a qualidade do fornecimento.

A implantação da *smart grid* proporciona alguns benefícios, dentre eles: a busca por eficiência energética, o aumento da confiabilidade do sistema elétrico, a segurança operacional e sistêmica. A rede *smart grid* tem a capacidade de identificar o trecho onde ocorre uma condição adversa, isolar o trecho através de ações pré definidas pela concessionaria, efetuando o restabelecimento das cargas de maneira a reduzir os tempos de preparação e deslocamento a níveis mínimos (BARRETTO, 2018).

Contudo há a necessidade de transição da tecnologia, substituição dos equipamentos eletromecânicos para equipamentos capazes de serem operados remotamente, através da atuação de softwares de controle e monitoramento. Além de maior integração entre a rede de distribuição e os sistemas de comunicação utilizados para que os equipamentos e softwares estejam interligados e monitorados em tempo real (RIVERA,2013).

No que diz respeito à segurança, a *smart grid* pode atuar de forma rápida e eficaz no bloqueio do fornecimento de energia quando ocorrer situações que coloquem em risco os técnicos ou usuários da rede de distribuição, como por exemplo

nos casos de rompimento de condutor. Há também a necessidade de cuidados com a segurança da operação do sistema por meio de controles de acesso ao *software* de controle da *smart grid* devendo este ficar isolado da rede mundial de computadores evitando invasões por terceiros que podem provocar interrupções indesejadas ou até mesmo danos aos equipamentos da *smart grid*.

A grande diferença entre a rede convencional no modelo eletromecânico e a rede *smart grid* é que o modelo atualmente em uso, utiliza basicamente, uma lógica local, operando sobre informações locais enquanto a rede inteligente introduz a visão do sistema como um todo. A utilização desses sistemas é possível devido aos avanços em tecnologia de comunicações, computação, serviços da *Web* (FALCÃO 2009).

A tomada de decisões mais inteligentes a respeito dos recursos e da utilização da rede elétrica traria soluções para muitos dos problemas atuais de gestão desse sistema: crescimento da demanda energética, garantia do abastecimento, necessidade de redução de perdas, gestão da demanda de pico, maior satisfação dos clientes, novas oportunidades de serviços, atendimento de qualidade, contorno ou minimização de possíveis crises energéticas, entre outros (ACHAJEE, 2013).

Do ponto de vista do *smart grid* é indispensável que haja comunicação entre todos os componentes da rede. Isso significa que a comunicação deve ser baseada em uma mesma semântica (*data model*), mesma sintaxe (protocolo) e *network*, enfim, os equipamentos devem estar sob a mesma linguagem de programação.

A *smart grid* funciona a partir de sensores e controles automatizados que são capazes de antecipar, detectar e resolver problemas do sistema. O sistema é representado por um *software* que analisa os dados e determina o que há de errado na rede.

Segundo Falcão (2009), algumas das características geralmente atribuídas à Smart Grid são:

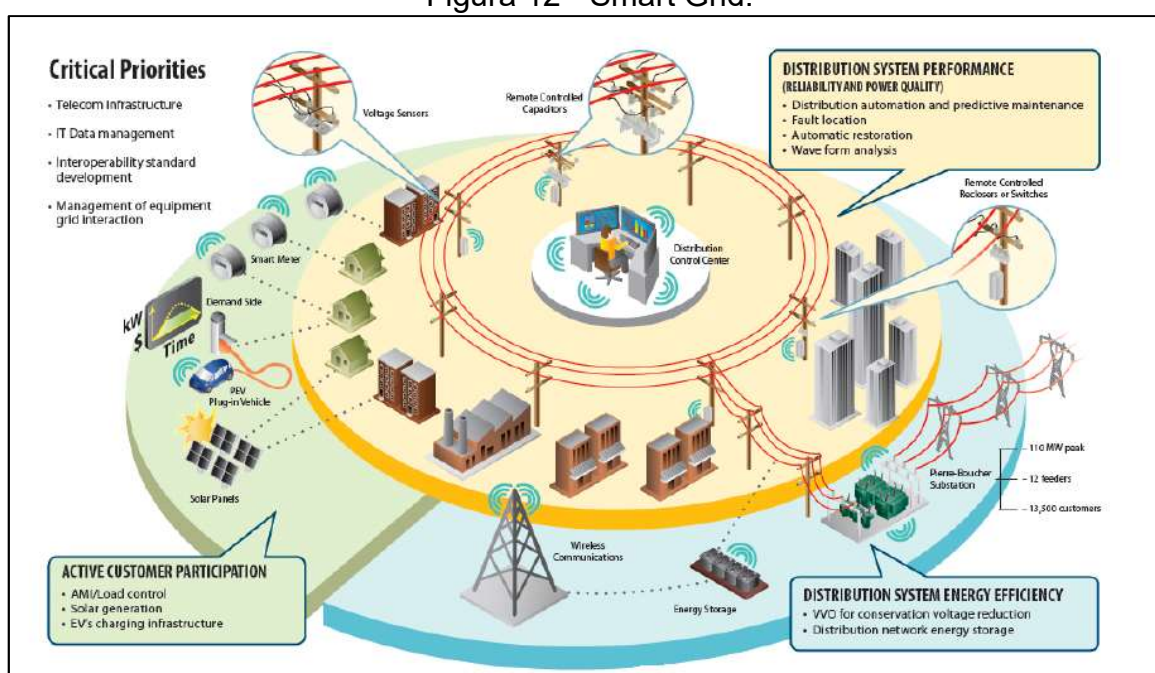
- Auto recuperação: capacidade de automaticamente detectar, analisar, responder e restaurar falhas na rede;
- Foco no consumidor: habilidade de incluir os equipamentos e comportamento dos consumidores nos processos de planejamento e operação da rede;
- Tolerância a ataques externos: capacidade de mitigar e resistir a ataques físicos e ataques cibernéticos, já que nesse tipo de rede está envolvida a transmissão e recepção de dados e comandos de operação da rede;

- Qualidade de energia: prover energia com a qualidade exigida pela sociedade digital;
- Acomodar uma grande variedade de fontes e demandas: capacidade de integrar de forma transparente, *plug and play*, uma variedade de fontes de energia de várias dimensões e tecnologia;
- Reduzir o impacto ambiental do sistema produtor de eletricidade: reduzindo perdas e utilizando fontes de baixo impacto ambiental.

De acordo com Falcão, (2009) a *smart grid* é a aplicação de tecnologia de informação para o sistema elétrico de potência, integrada aos sistemas de comunicação e infraestrutura de rede automatizada. Tal tecnologia permite localizar a falha com precisão, respondendo de maneira mais rápida ao funcionamento incorreto e minimizando o impacto das falhas aos clientes, isolando uma região menor e fazendo com que menos clientes sejam afetados. Para a concessionária representa redução no tempo entre a reclamação e a localização da falha, melhorando o desempenho da rede diante dos indicadores coletivos de continuidade. Para que isso seja possível é necessário que haja comunicação entre os equipamentos da rede e os meios de comunicação já em uso, possíveis e compatíveis, com a rede *smart grid*.

Na figura 12 há uma representação simplificada do conceito *smart grid* implantado em uma rede de distribuição.

Figura 12- Smart Grid.



Fonte: EPRI, (2019).

Na figura acima visualiza-se a rede de distribuição sendo monitorada por um centro de controle ao centro da imagem, esse centro recebe informações da rede através dos relés instalados nos equipamentos da rede, que estão destacados nos pontos onde existe o monitoramento. A imagem mostra ainda o monitoramento dos medidores instalados nas residências e das fontes alternativas de energia.

Com a implantação do conceito smart grid utiliza-se os equipamentos tele controlados, religadores principalmente, para que se tenha o isolamento automático do trecho defeituoso e a auto recuperação do sistema elétrico nos trechos não atingidos pelas possíveis condições adversas que tenham causado danos ao sistema. Em trechos de interligação de alimentadores distintos faz-se necessário a substituição das chaves seccionadoras manuais existentes por religadores, afim de permitir a automação e a auto recuperação. (AALAMIFAR; HASSANEIN; TAKAHARA, 2012)

Assim como na rede convencional, os relés dos religadores são programados para atuar quando os níveis de corrente ultrapassam os limites estabelecidos para o circuito onde os religadores estão instalados ou quando ocorre o desequilíbrio acentuado entre as correntes das fases, contudo na rede smart grid, esses relés também estão em contato com os relés de outros religadores do circuito de média tensão e a central de operações da concessionária, informando em tempo real os valores de tensão, corrente e frequência que estão circulando na rede (CEMIG, 2017).

Nos casos em que é detectada falha esses relés enviam comando de abertura para o equipamento, instantaneamente enviam os dados para a central de operações da distribuidora e para outros religadores dos circuitos, recebendo desses dados para tomada de decisão automatizada. Nos casos em que a corrente ultrapassa os limites e o relé de um religador percebe esse evento o mesmo envia o comando de abertura para o religador e para os religadores instalados eletricamente após o religador cujo relé percebeu a falha. O centro de operações e outros religadores do circuito recebem a informação e então ocorrem as operações de abertura e fechamento de equipamentos até o isolamento do trecho defeituoso e restabelecimento dos demais trechos.

Após esse processo as equipes de campo com a informação correta do trecho com defeito, ainda podem operar as chaves seccionadoras ou mesmo chaves fusíveis existentes e reduzir ainda mais o número de clientes sem energia elétrica permitindo o religamento do restante do circuito e a manutenção corretiva.

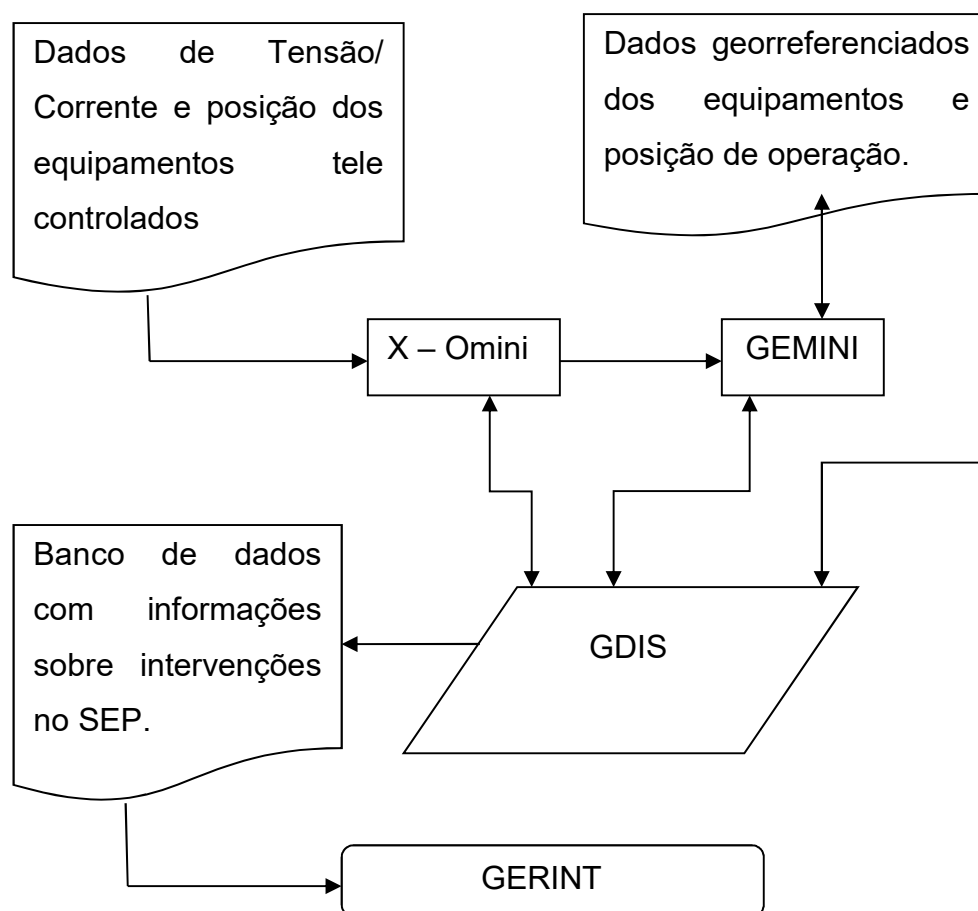
Na CEMIG o gerenciamento das redes é feito pelos *softwares* desenvolvidos por equipes da própria empresa. O GEMINI, *software* no conceito GIS, onde se encontram as informações de localização, e posição de operação, de todos os equipamentos da rede de média tensão. A gestão de tele controle dos equipamentos é feita por outro sistema associado ao primeiro denominado X-Omini, *software* no conceito SCADA, Supervisão Controle e Armazenamento de Dados, esse controla os dados de posição de operação dos equipamentos tele controlados e permite aos operadores autorizados o envio de comandos remotos para operação dos mesmos. Outro sistema associado ao GEMINI é o GDIS, esse contém dados das intervenções necessárias no sistema, como por exemplo os serviços para restabelecimento de energia no SEP, manobras programadas e emergenciais, necessárias para restabelecimento de energia e para manutenções preventivas e corretivas. Os SIGs (Sistemas de Informações Geográficas, ou GIS – *Geographic Information System*) são sistemas (ou *softwares*) que possibilitam a análise, manipulação e geração de dados georreferenciados (FARIA, 2014).

Os sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) são os sistemas de supervisão e controle de processos industriais que coletam dados do processo através de remotas industriais, principalmente controladores lógicos programáveis (CLP), formatam estes dados, e os apresentam ao operador em uma multiplicidade de formas (BAYER; ECKHARDT; MACHADO, 2011).

O objetivo principal dos sistemas SCADA é propiciar uma interface de alto nível do operador com o processo, informando-o “em tempo real” todos os eventos de importância da planta, permitindo ao operador atuar e monitorar o processo.

Os resultados de DEC e FEC ficam armazenados em bancos de dados da empresa e disponíveis para consulta de seus empregados num sistema denominado GERINT. Posteriormente os dados são encaminhados para o órgão regulador. No fluxograma 2 é exibida a estrutura simplificada de interligação entre os sistemas.

Fluxograma 2– Interface entre os Sistemas de Controle na CEMIG



Fonte: Própria, (2019).

Assim, cada dia mais as empresas têm buscado criar estruturas capazes de manter tudo organizado e seguro. Neste contexto, o monitoramento de redes aparece como fator substancial para o sucesso no desempenho da rede *smart grid*.

2.4.1 Conceito de auto regeneração aplicado nas redes de distribuição

O conceito da auto recomposição das redes de distribuição tem como principal objetivo diminuir o tempo para localização das faltas, possibilitando, assim, isolar o mais rápido possível o problema e, conseqüentemente, restabelecer o fornecimento de energia para cargas com maior prioridade. Esse conceito recebe a denominação de *Self Healing*, que tem como significado auto cura ou auto regeneração (FAN, 2009).

2.4.2 Self Healing

Dentro do conceito Smart Grid existe uma gama de possibilidades a ser explorada a fim de melhorar o sistema elétrico (FALCÃO, 2010).

Uma dessas possibilidades é o conceito de *self healing*, onde assume-se que os componentes da rede são agentes independentes dotados de inteligência, competindo e cooperando a fim de alcançar os objetivos gerais da rede elétrica (AMIN, 2005).

A aplicação prática do *self healing* ocorre de maneira tímida pois as Smart Grid ainda são instaladas de forma experimental, tanto no Brasil como em outros países (FALCÃO, 2010).

A ideia central para aplicação do *self healing* surgiu no final da década de 80, após um acidente com um piloto de caça. Nesse acidente, o piloto se chocou em pleno voo e perdeu 90% da superfície de controle da asa, mas felizmente o piloto conseguiu aterrissar o caça usando os controles restantes. Após o acontecido, o caça e seu piloto foram postos a prova em vários testes. O resultado destes testes demonstrou que o ocorrido não foi golpe de sorte e sim uma grande sensibilidade do piloto no manejo dos controles (AMIN, 2005).

Entre os anos de 1985 e 1998, uma equipe de pesquisadores da universidade de Washington esteve envolvida na otimização de diversos projetos de controle. E essa equipe contribui para o desenvolvimento do IFCS – *Intelligent Flight Control System*, o controle inteligente de voo, projeto liderado pela Boeing e NASA (*National Aeronautics and Space Administration*). O projeto utilizou redes neurais que auxiliam o piloto a manter a estabilidade tanto em voo normal quanto após sofrer um dano, (LAMBIASE, 2012).

Durante o processo de desenvolvimento do IFCS, o departamento de defesa americano e o comando da força aérea analisaram e simularam eventos de danos em instalações e sistemas para que suas operações se tornassem mais confiáveis e resistentes a inúmeros tipos de condições adversas. O IFCS e o interesse do departamento de defesa americano deram suporte ao plano de fundo para o conceito de um sistema de potência *self healing*, (AMIN, 2005).

Pelo fato do *self healing* ser um conceito novo, não se tem uma definição muito acertada sobre ele. Uma das definições mais atuais foi dada por Amin e Wollenberg (2005, p. 39) que descreveu o *self healing* como sendo um novo conceito de controle distribuído aplicado no sistema elétrico de potência. Essa aplicação envolve tratar os componentes individuais como agentes inteligentes independentes, competindo e

cooperando para alcançar uma otimização global em todo o sistema. No seu planejamento básico deve ser incluso uma modelagem computacional, para dessa forma obter um gerenciamento completo das informações colhidas pela parte de sensoriamento. Pelo fato do sistema ser muito dinâmico esse monitoramento deve ser feito com o auxílio de um algoritmo genético, pois ele é capaz de se adaptar e conseguir resolver diferentes situações que possam surgir (AMIN, 2005).

A constituição de um cenário ideal para aplicação do *self healing* tem na sua base a utilização de um sistema elétrico dotado de uma inteligência descentralizada (LAMBIASE, 2012).

Para que essa inteligência funcione corretamente ela vai depender diretamente do processamento independente de cada componente, em cada subestação e subsistema. Estes processadores devem ser dotados de um sistema operacional robusto e devem estar habilitados para atuarem como agentes independentes que podem se comunicar e cooperar com os demais, formando uma larga e distribuída plataforma de comunicação, (AMIN, 2005).

Para se realizar a recomposição ou reconfiguração de um sistema de distribuição é necessário ter uma estrutura totalmente elaborada e interligada entre si, para que, dessa forma, se possa obter respostas rápidas e confiáveis (BERNARDON, 2007).

Essas estruturas têm a necessidade de atender requisitos de balanceamento de carga. Para que isso seja possível, elas devem possuir manobras de emergência, as quais tem a função de isolar defeitos e realizar transferência de carga, que só são possíveis à partir do momento que são instaladas nas redes de distribuição equipamentos de manobra que atendem basicamente as condições de chaves normalmente abertas (NA) e normalmente fechadas (NF), (SCHMIDT, 2005).

Vários estudos relacionados a recomposição das redes de distribuição vem sendo feitos ao longo dos anos. Esses estudos utilizam diversos métodos para a obtenção dos resultados esperados. Uma das aplicações desses estudos é quanto ao objetivo de redução das perdas por efeito Joule, que é realizada fazendo-se a transferência de cargas de circuitos carregados para outros que possuem folga, realizando assim o balanceamento de carga. Uma outra aplicação também muito realizada desses métodos é no planejamento da topologia das redes com um horizonte de 5 a 10 anos (SCHMIDT, 2005).

Toda forma de monitoramento e controle das redes de distribuição se torna possível a partir da crescente evolução da tecnologia, impulsionada pelo aumento de investimentos na automação tornando-se assim viável a inserção de inteligência nos equipamentos de manobra da rede de distribuição.

2.5 Tipos de comunicação da rede smart grid

Devido à complexidade e grande abrangência da *smart grid* sem o estabelecimento de padrões de comunicação que proporcionem interoperabilidade e um eficiente meio de transmitir e processar dados, esse conceito da tecnologia se torna intangível. Um conceito que nos últimos anos tem sido considerado de grande importância para a gestão de energia.

Dentre as tecnologias empregadas no setor elétrico, o conceito de *smart grid*, é uma realidade que tem impulsionado muitos estudos e o desenvolvimento de novas ferramentas que trazem maior produtividade e confiabilidade nessa área.

O conceito de *smart grids* surgiu em meio a essa evolução e se tornou uma grande tendência na área de engenharia elétrica. *Smart grids*, que também são chamados de redes inteligentes de energia, são melhorias de otimização das redes de energia por meios de comunicação eficientes, fontes energéticas e sistemas de gerenciamento através da automação e monitoramento de todo o sistema. Essa proposta traz ainda a possibilidade de fornecer melhores serviços relacionados à distribuição, uso, controle do consumo de energia e supervisão sobre problemas envolvidos na rede elétrica.

Apesar disso, além das *smart grids* serem uma grande tendência do setor elétrico, ainda se faz necessário mais estudos a respeito das tecnologias empregadas em sua infraestrutura, principalmente as relacionadas aos meios de comunicação, dentro os quais destacam-se os meios relacionados a seguir.

2.5.1 Technologic General Packet Radio Service – GPRS

É a evolução da tecnologia *Global System of Mobile Communications* (GSM), que permite a ampliação de sua arquitetura, possibilitando o envio e recebimento de dados eletrônicos por meio de pacotes. Estes são transportados através de vários

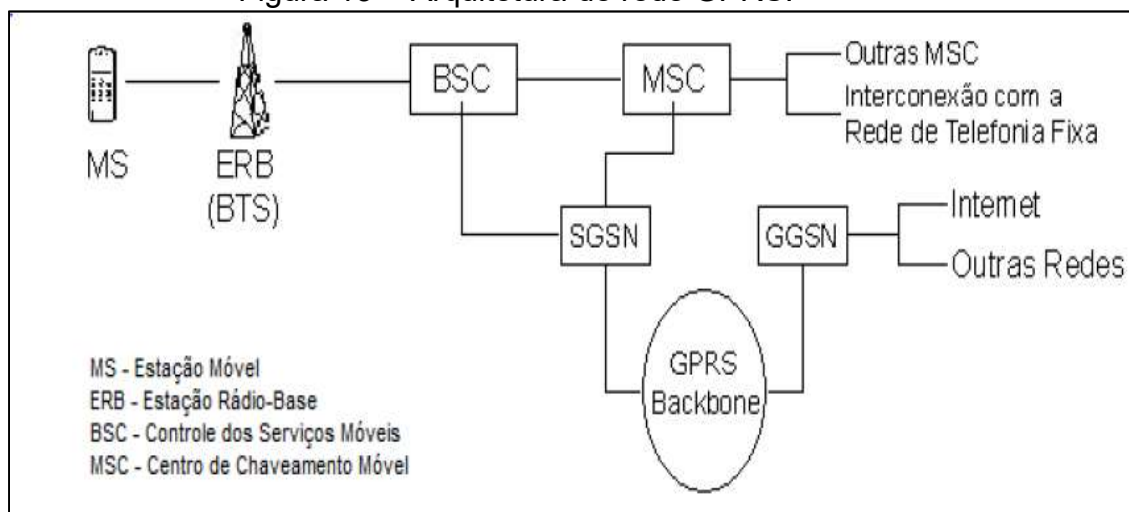
slots de tempo, que são alocados de acordo com a necessidade do sistema, permitindo uma conexão permanente (COSTA, 2014).

No que diz respeito à arquitetura de uma rede de comunicação, a rede GPRS não modifica muito as configurações da mesma, figura 13, em relação à arquitetura GSM, apenas a um acréscimo no nível de *software*, com a introdução dos seguintes elementos:

Serving GPRS Support Node (SGSN): Se preocupa em manter a conexão entre os usuários móveis quando os mesmos mudam para uma área de cobertura fora da sua cobertura local.

Gateway GPRS Support Node (GGSN): Responsável por fornecer o endereço de IP para os terminais móveis da rede que estão conectados.

Figura 13 - Arquitetura de rede GPRS.



Fonte: UFBA, (2012).

Para que uma rede GPRS funcione, a conexão entre um terminal e a rede seja realizada de forma que ao ser energizado, o terminal GPRS seja reconhecido e logo se crie um enlace lógico entre este terminal e o SGSN.

Em seguida, consegue-se estabelecer uma conexão, após o recebimento do seu endereço de IP dinâmico, por meio de um protocolo de dados por pacote. Assim, o terminal pode enviar e receber pacotes de dados e ainda assumir os status de ocioso ou pronto sem perder seu endereço de IP preestabelecido, de acordo com a necessidade do sistema (COSTA, 2014).

Os religadores instalados na rede de distribuição de Teófilo Otoni possuem reles eletrônicos, figura 14, que são acoplados a modems GPRS.

Figura 14 - Caixa de comando e relé tele controlado de religador.



Fonte: Própria, (2019).

Para a rede *smart grid* o uso da tecnologia de comunicação GPRS implica em melhor possibilidade de monitoramento das condições da rede de média tensão e de envios de dados entre equipamentos com maior agilidade. Os custos de implantação desse tipo de comunicação são, em tese, menores que os de outro tipo de tecnologia, uma vez que a rede é a mesma utilizada para comunicação da telefonia celular. Uma desvantagem seria o uso de serviço de terceiros para controle e monitoramento da rede de energia elétrica, podendo perder comunicação com os equipamentos em casos de eventuais condições adversas nos sistemas das operadoras de telefonia.

2.5.2 Tecnologia Wi-Fi – IEEE 802.11

Conhecidas como redes wireless, ou simplesmente redes sem fio, foi desenvolvida pela Wi-Fi Alliance para o conjunto de normas do Instituto de Eletroeletrônica e Engenharia (IEEE), definindo o primeiro padrão para redes locais sem fio, principalmente para solucionar as limitações impostas pelos cabos utilizados na interconexão dos computadores.

A rede Wi-Fi trabalha na faixa de frequência em que não há necessidade de licença para a instalação e para sua operação, no entanto, no Brasil é preciso ter autorização do agente regulador, a Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL) para a implantação desse tipo de tecnologia de comunicação.

Foi no ano de 1997, em que foi lançado o primeiro padrão desse tipo de rede, mas foi o 802.11b que foi amplamente aceito, em seguida os padrões 802.11g e 802.11n. A segurança desta tecnologia vem sendo aperfeiçoada ao longo de sua evolução.

As redes sem fio utilizam as ondas de rádio para a transmissão dos dados. Para se conectar à Internet utilizando a rede Wi-Fi é necessário estar na faixa de alcance de um ponto de acesso, conhecido por *hotspot*, ponto de acesso. Ao encontrar um *hotspot*, quaisquer periféricos ou *Station* - STA habilitado para a rede Wi-Fi, pode se conectar à Internet (LEITE, 2007).

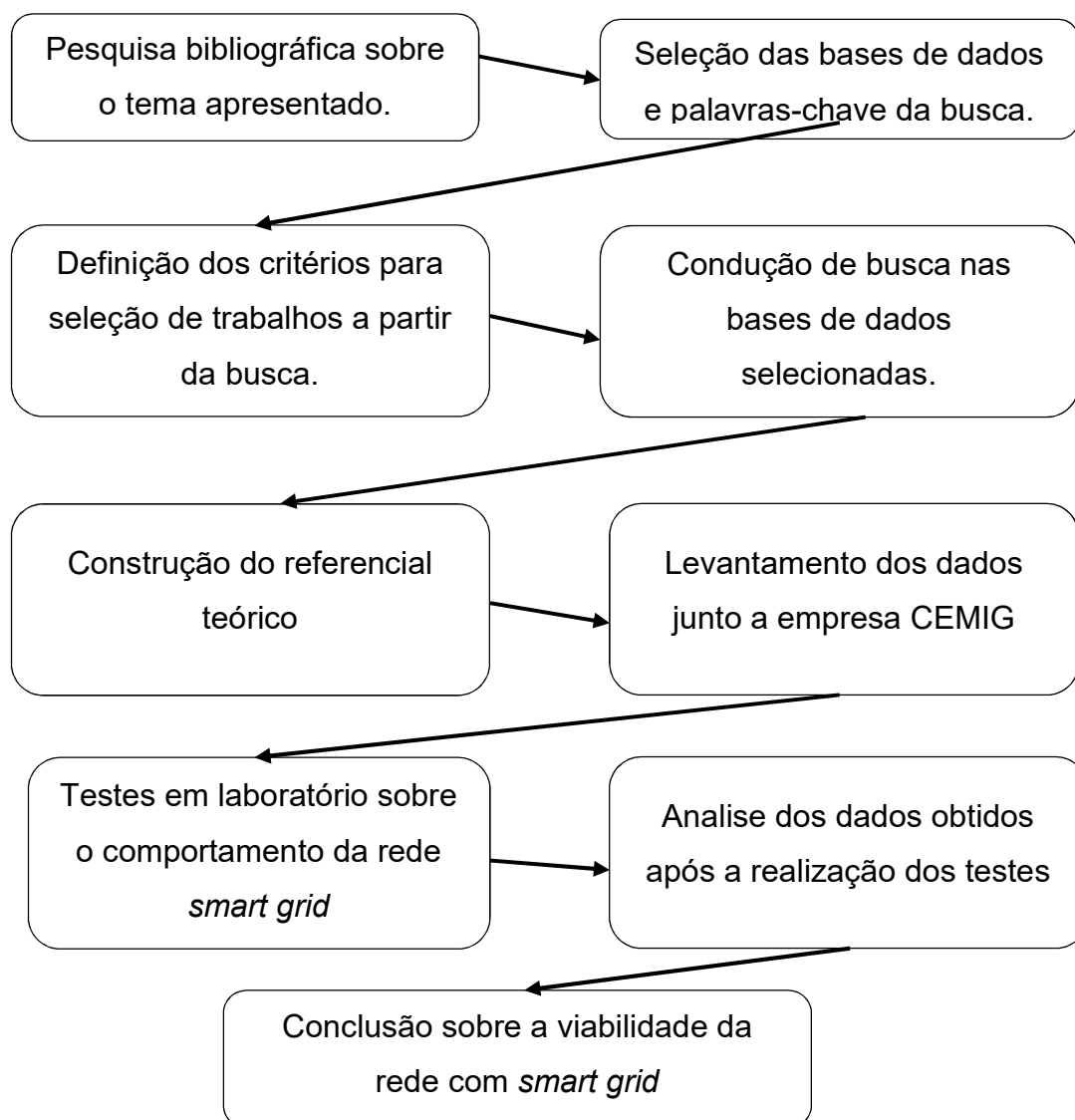
Nessa configuração a rede *smart grid* tem sua interface de comunicação através do sinal de rádio e os equipamentos instalados nos dispositivos da rede elétrica podem possuir uma comunicação direta com a rede das distribuidoras sem intermédio de outros meios de comunicação como acontece no GPRS em que as redes de telefonia devem ser utilizadas como meio de comunicação entre esses equipamentos e a rede de dados da distribuidora.

Como vantagem sobre a GPRS os custos de implantação da infraestrutura Wi-Fi são menores, por outro lado esses equipamentos demandam mão de obra para sua manutenção com custeio da distribuidora que adota esse método. No GPRS a manutenção do meio de comunicação fica a cargo a empresa de telecomunicações responsável pelo sistema de telefonia. Outra vantagem a ser considerada é a não existência de concorrência entre dados gerados pelos equipamentos da rede com dados que trafegam nas redes das operadoras, sendo o Wi-Fi um canal exclusivo da distribuidora (COSTA, 2014).

3 METODOLOGIA E PROCEDIMENTOS TÉCNICOS DA PESQUISA

A partir das disciplinas, Distribuição de Energia, Proteção de Sistemas Elétricos de Potência e Controle e Automação, em que foram ministradas respectivamente, informações sobre a distribuição de energia elétrica, proteção da rede e a automação de sistemas dinâmicos, surgiu o interesse em pesquisar sobre o funcionamento da rede de energia na cidade de Teófilo Otoni, sobre as normas que regem o sistema elétrico e a possibilidade de implantação da filosofia *smart grid* no mesmo. O fluxograma 3 contém as etapas percorridas para a construção do trabalho em questão.

Fluxograma 3– Etapas do trabalho científico.



Fonte: Própria, (2019).

Após definido o tema geral da pesquisa foi feita uma busca nos sites *Scielo* e Google acadêmico, afim de obter informações e referencias bibliográfica sobre o tema. As palavras chaves utilizadas na pesquisa foram *smart grid*, redes de distribuição e automação. Dentre os mais de dois mil artigos listados foram selecionados cinco artigos científicos e cinco trabalhos acadêmicos. O critério de escolha foram os que o tema rede de distribuição e automação eram o tema central.

Após a leitura dos mesmos iniciou-se a construção deste trabalho cujo tema abordado, apresenta-se como uma possibilidade de aperfeiçoamento, para os processos de distribuição de energia elétrica em média tensão dentro de sua área de abrangência, a rede de distribuição de média tensão na cidade de Teófilo Otoni, conseqüentemente proporcionando maior tempo de disponibilidade da energia para consumidores desta cidade.

Esse cenário poderá estar presente no dia a dia das concessionárias de energia que necessitam de um melhor desempenho dos sistemas de distribuição para atender os limites de DEC e FEC, impostos pelo órgão regulador do setor no país, a ANEEL.

Em princípio, toda pesquisa tem um caráter bibliográfico em algum momento de sua concepção, mas existem trabalhos em que os dados provêm apenas ou prioritariamente das referências teóricas. Nesta pesquisa, a bibliografia da área temática apresenta divergências ou análises realizadas em diferentes perspectivas. Nestes casos, justifica-se recorrer à literatura e apontar os consensos e as divergências sobre um determinado assunto.

No dizer de Gil (1991), a pesquisa bibliográfica é um trabalho de natureza exploratória, que propicia bases teóricas ao pesquisador para auxiliar no exercício reflexivo e crítico sobre o tema em estudo. Em primeiro momento é bastante útil para aguçar a curiosidade do pesquisador e despertar inquietações sobre o tema a ser estudado.

A pesquisa, realizada neste trabalho, pode ser utilizada como fornecedora de informações fundamentais sobre uma rede de distribuição passando pela constituição do modelo atual do sistema elétrico, esclarecendo a regulamentação do setor elétrico e culminando em uma proposta de *smart grid*, a forma pela qual essa tecnologia é estabelecida, para uma comparação entre o desempenho de qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica de cada tipo de rede.

Este trabalho foi desenvolvido através de levantamentos quantitativos referentes as ocorrências acidentais ou programadas de interrupções no fornecimento

de energia elétrica no circuito de média tensão na área urbana de Teófilo Otoni, mediante análise das causas que geraram esses eventos, do tempo médio de atendimento a essas ocorrências até o restabelecimento da energia para as unidades consumidoras, as informações dispostas podem ser utilizadas para extrair amostras comparativas entre os sistemas eletromecânico, rede convencional e o automatizado, rede *smart grid*, quando estes forem submetidos a condições adversas.

Com relação ao universo e amostra, Vergara (2007), que corrobora com Gil (1991), consideram o primeiro, um conjunto de elementos (organizações, produtos, pessoas...) que possui as características que serão objeto de estudo, enquanto que amostra é uma parte do universo, escolhida segundo algum critério de representatividade.

O presente trabalho utilizou dados obtidos através de um comparativo entre os dois tipos de sistemas, eletromecânico e automatizado, sendo que o primeiro é baseado no modelo atual da rede de distribuição e o segundo, que busca através da tecnologia da informação, uma rede mais eficiente, procura melhorar a confiabilidade e segurança do sistema elétrico. E visa comprovar a viabilidade técnica da implantação da rede *smart grid* na rede de distribuição primária da cidade de Teófilo Otoni.

Para levantamento dos dados, além de pesquisas bibliográficas foram utilizados dados da concessionária de energia elétrica de Minas Gerais (CEMIG), distribuidora de energia na área de abrangência desse trabalho.

A CEMIG, com seus 68 anos de história, é uma distribuidora firmada no mercado nacional como um dos mais sólidos e importantes grupos do segmento de energia elétrica do Brasil, a companhia é o maior grupo de transmissão e distribuição de energia elétrica e o terceiro maior em geração, atuando em Minas Gerais e outros 24 estados brasileiros e no Distrito Federal, além disso, é controladora da *Light*, distribuidora que atende o Rio de Janeiro e outras cidades fluminenses e possui dados quantitativos confiáveis para a realização da pesquisa (CEMIG,2018).

De acordo com Gil (1991, p. 51) “a pesquisa documental vale-se de materiais que não receberam ainda um tratamento analítico, ou que ainda podem ser reelaborados de acordo com os objetivos da pesquisa”.

A pesquisa documental recorre a fontes diversas sem tratamentos e dispersas como relatórios, documentos oficiais, jornais, tabelas estatísticas etc. Onde é

desenvolvida na análise de dados adquiridos em órgãos públicos ou privados, ou com pessoas que possuam esses dados (VERGARA, 2007).

A pesquisa documental ou histórica, consiste, de modo geral, na procura, leitura, avaliação e sistematização, objetivamente, de provas para esclarecer fenômenos passados e suas relações com o tempo sócio-cultural-cronológico, visando obter conclusões ou explicações para o presente (CELLARD, 2008).

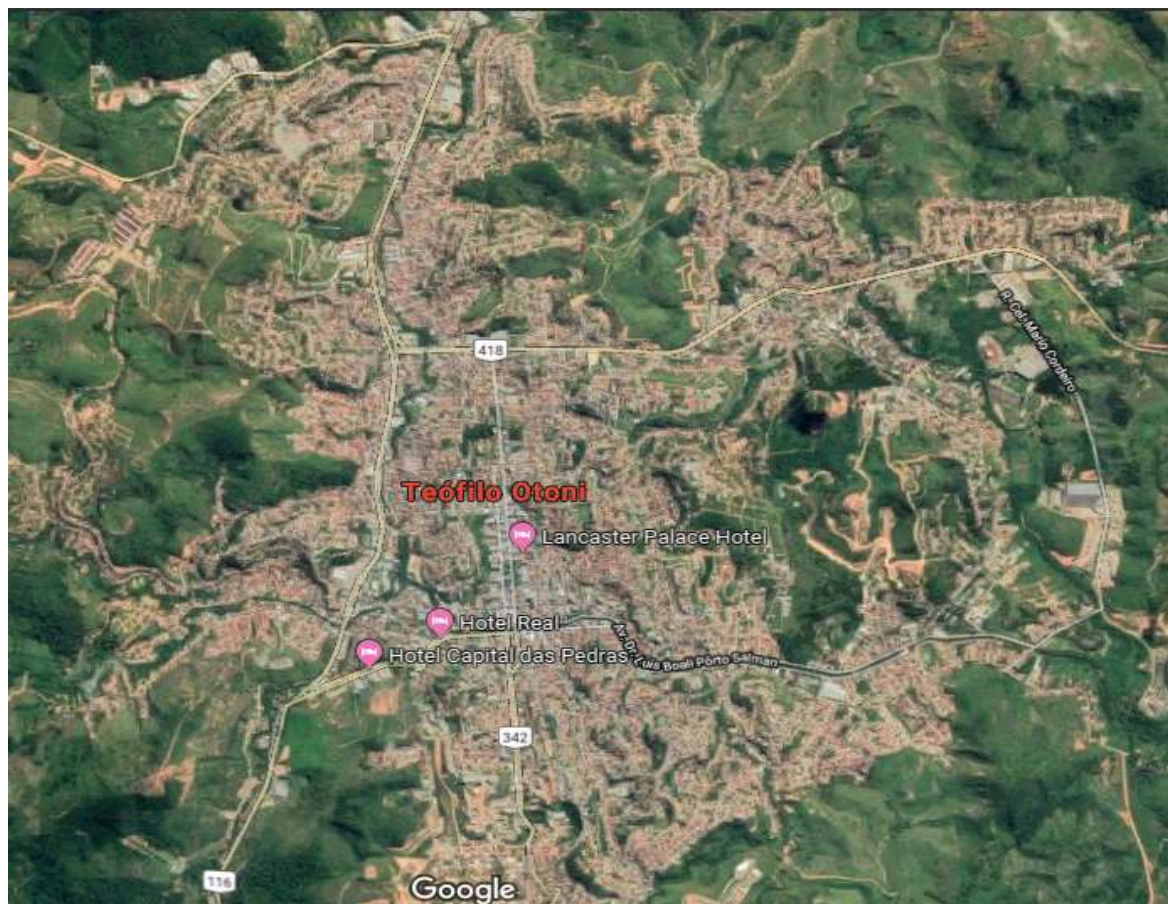
Para possibilitar o comparativo entre os sistemas convencional e smart grid, afim e comprovar ou refutar a viabilidade técnica, foi necessário trabalho em laboratório, em que os acessos aos sistemas computacionais foram permitidos pela distribuidora local.

A pesquisa de laboratório é um procedimento de investigação mais difícil, porém mais exato. Ela descreve e analisa o que será ou ocorrerá em situações controladas. Exige instrumental específico, preciso, e ambientes adequados. O objetivo da pesquisa de laboratório depende daquilo que se propôs alcançar; deve ser previamente estabelecido e relacionado com determinada ciência ou ramo de estudo. As técnicas utilizadas também variam de acordo com o estudo a ser feito (GIL, 1991).

3.1 Caracterização da área de estudo

Segundo o censo IBGE 2010 (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística), no município de Teófilo Otoni estima-se uma população de 134.745 habitantes em uma área de 3.242,3 quilômetros quadrados, na figura 15 a área urbana do município por onde estão distribuídas as redes, tema deste trabalho.

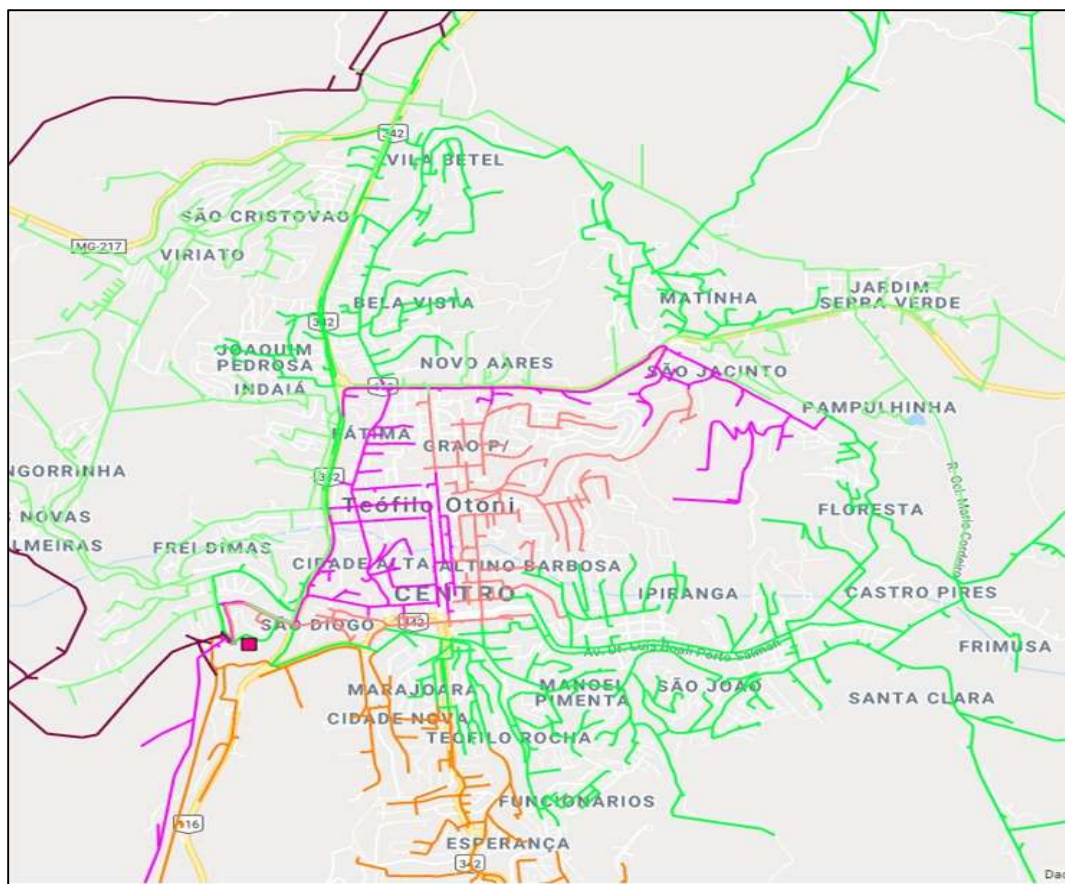
Figura 15 – Cidade de Teófilo Otoni.



Fonte: Google Mapas, (2019).

Em Teófilo Otoni existe uma subestação de energia da qual saem as redes de média tensão, que transportam a energia elétrica para as unidades consumidoras situadas em áreas urbanas e rurais do município e de outras cidades circunvizinhas. A figura 16 apresenta a distribuição das redes de média tensão ao longo das vias públicas na cidade de Teófilo Otoni. Os alimentadores, citados na figura 2 dentro da SE, são exibidos ao longo das vias urbanas da cidade, identificados por cores diferenciadas, em alguns casos tons diferentes da mesma cor, como por exemplo os alimentadores TOTU-11, que alimenta os bairros, Frei Dimas, Palmeiras, Indaiá, Joaquim, Viriato, São Cristóvão, Vila Betel, Bela Vista, Matinha, Jardim Serra Verde e São Jacinto, e TOTU-03 que alimenta os bairros, São Diogo, Marajoara, Manoel Pimenta, Vila São João, Ipiranga, Santa Clara, Castro Pires, Floresta, Pampulinha e São Jacinto.

Figura 16– Representação das redes de Média Tensão em Teófilo Otoni.



Fonte: CEMIG, (2019).

Para efeito de estudo desse trabalho foram considerados os circuitos urbanos do município de Teófilo Otoni.

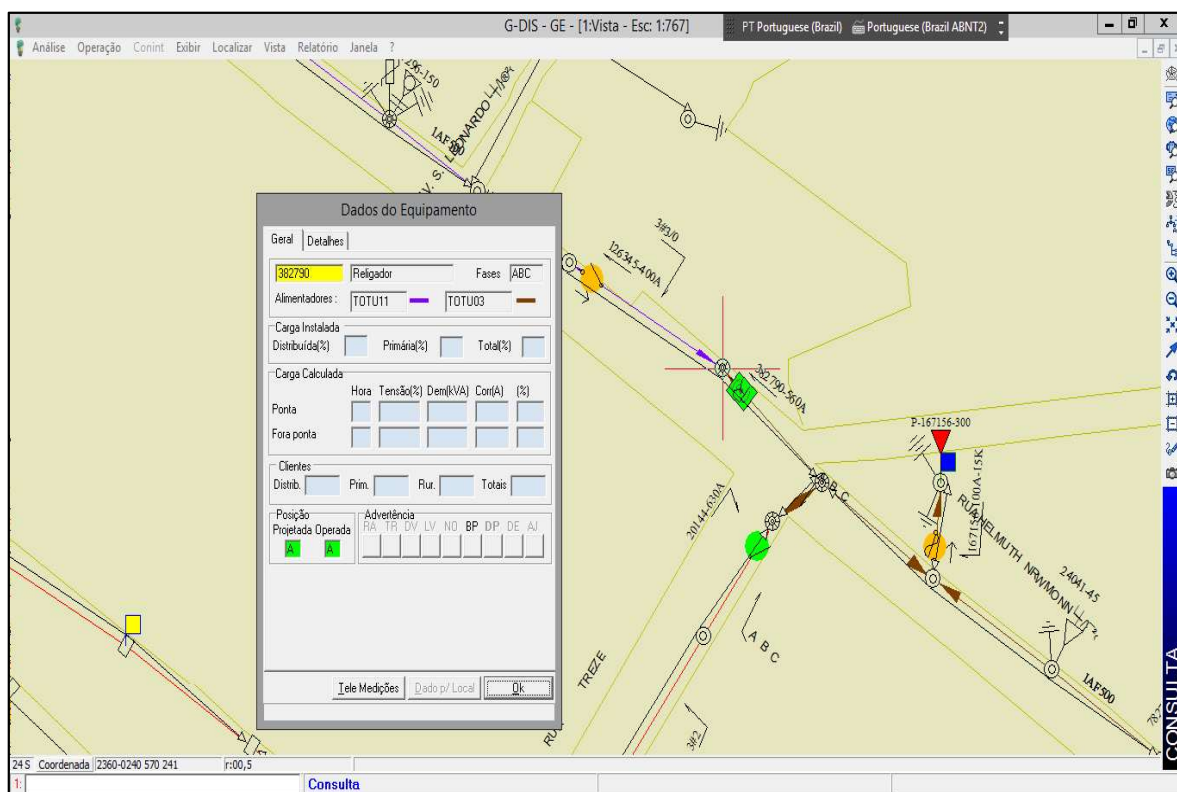
3.1.2 Subestação em Teófilo Otoni e seus alimentadores

A subestação de Teófilo Otoni opera nos níveis de tensão de entrada 138 kV, com a saída para os alimentadores sendo em 13,8kV. São oito circuitos de média tensão que saem da barra principal desta subestação. Esses circuitos, chamados alimentadores, estão instalados ao longo das vias de circulação de pessoas e veículos na área urbana da cidade.

Esses alimentadores são identificados por siglas no sistema de gerenciamento do sistema utilizado pela CEMIG de nome GEMINI, que é um *software* responsável pelo cadastramento e manutenção de um banco de dados digital em coordenadas geográficas de toda a rede de distribuição de energia elétrica (LIMA, 1999).

Existem pontos de interligação entre esses alimentadores onde dispositivos de manobra e/ou proteção estão instalados para permitir a alimentação dos circuitos, mesmos em caso de falta de energia proveniente de um dos alimentadores. Um dos pontos de interligação está representado na figura 17, onde um religador no estado de operação normalmente aberto (NA) está instalado entre os alimentadores Teófilo Otoni Um (TOTU) 11 e TOTU 3.

Figura 17 – Religador 382790(NA) entre alimentadores 11 e 3.



Fonte: CEMIG, (2019).

No que diz respeito as redes de distribuição que saem da subestação de Teófilo Otoni, os dados apurados pela ANEEL, no ano de 2018 estão listados na tabela 3.

Tabela 3 – Resultados dos indicadores de continuidade.

CONJUNTO	Nº DE CONSUMIDORES
TEÓFILO OTONI 1	69.250
DEC APURADO	DEC LIMITE
11,49	12
FEC APURADO	FEC LIMITE
7,49	9
TMAE APURADO	TMAE LIMITE
10,72	8,76

Fonte: ANEEL, (2019).

Analisando os dados apresentados pela ANEEL, constata-se que os limites de DEC e FEC foram cumpridos, contudo o limite do TMAE foi descumprido. Indicando que o desempenho da rede no período avaliado não foi 100% satisfatório, ficando como possibilidade de melhoria a redução do tempo médio por atendimento emergencial.

Na tabela 4, estão disponíveis as principais causas detectadas nos diagnósticos realizados pelas equipes de campo da CEMIG, ao longo do ano de 2018, durante os atendimentos a ocorrências envolvendo as de distribuição que saem da subestação de Teófilo Otoni.

Tabela 4 – Percentual das causas de Interrupções.

Subestação de Teófilo Otoni - TOTU	DEC
% das Causas de Interrupções -2018	%Total↑
Meio Ambiente – Arvore	23,48
Indeterminada-Após Inspeção da Rede	9,46
Indeterminada-Sem Inspeção Rede	8,65
Falhas Em Equipamentos - Isoladores	7,57
Programada – Construção	5,55
Fenômenos Naturais – Descarga Atmosférica	4,36
Meio Ambiente – Abalroamento	4,34
Falhas Em Equipamentos - Disjuntor	4,32
Falhas Em Equipamentos – Conectores	4,09
Meio Ambiente – Pipa	4,07
Meio Ambiente – Pássaro	2,77

Falhas Em Equipamentos – Cruzetas	2,61
Indeterminada – Cabo	2,51
Meio Ambiente – Poda Arvore Por Terceiros	1,98
Falhas Em Equipamentos – Transformador	1,84
Meio Ambiente – Vandalismo	1,74
Programada – Manutenção	1,67
Operacionais – Sobrecarga	1,51
Operacionais – Emergência	1,43
Meio Ambiente – Animal	1,12
Falhas Em Equipamentos – Chave Fusível	1,06
Falhas Em Equipamentos – Religador	1,03
Falhas Em Equipamentos – Poste	0,69
Falhas Humanas Empreiteira – Operação	0,40
Programada – Poda de Arvore	0,29
Operacionais – Coordenação da Proteção	0,23
Meio Ambiente – Def. Interno Afetando Outra Uc	0,16
Falhas Em Equipamentos – Emenda	0,16
Fenômenos Naturais – Inundação	0,15
Falhas Em Equipamentos – Medidor	0,11
Meio Ambiente – Erosão	0,10
Falhas Em Equipamentos – Estai	0,10
Falhas Em Equipamentos – Ramal Consumidor	0,09
Falhas Em Equipamentos-Vazamento Óleo Equipamentos	0,08
Falhas Em Equipamentos - Para-Raios	0,06
Meio Ambiente – Outros Objetos	0,06
Falhas Em Equipamentos – Chave Seccionadora	0,04
Meio Ambiente – Bola Na Rede	0,03
Fenômenos Naturais – Temporal	0,02
Fenômenos Naturais – Vento	0,02
Falhas Em Equipamentos – Seccionalizador	0,02
Meio Ambiente - Queimada/Incêndio	0,01
Programada – Obras Civis	0,01
Meio Ambiente – Obras Civis	0,01

Fonte: CEMIG, (2019).

De acordo com os dados disponibilizados pela CEMIG 23,48% das causas de interrupção foram ocasionadas por arvores que tocaram a rede, seguida das causas indeterminadas, onde não se pode identificar o agente causador da interrupção do fornecimento no momento do restabelecimento da energia. Essas condições reduzem

o desempenho da rede no modelo atual, mesmo existindo religadores instalados ao longo dos trechos de média tensão, porém esses equipamentos só podem ser operados após inspeção visual na rede de média tensão e um grande número de clientes tem o fornecimento de energia quando as condições adversas envolvem trechos de média tensão.

3.2 Procedimento de coleta de dados

A coleta de dados se deu através de uma solicitação, encaminhada para o Engenheiro Eletricista da CEMIG, responsável pela área de operação do sistema elétrico na cidade de Teófilo Otoni, para liberação do banco de dados com as interrupções do fornecimento de energia ocorridas em 2018 na cidade de Teófilo Otoni.

Após a liberação por parte da gerência local, acessamos os sistemas da CEMIG, através de um terminal de computador que foi disponibilizado pela empresa para a realização das consultas de dados. Foram extraídas todas as informações das interrupções ocorridas, número de clientes de cada alimentador cuja rede atende clientes na área urbana de Teófilo Otoni para análises e cálculo dos indicadores DEC, FEC e TMAE.

A forma de cálculo utilizada para contabilizar o restado dos indicadores foi a mesma descrita no referencial teórico deste trabalho.

As interrupções, nos circuitos urbanos, de média tensão de Teófilo Otoni foram destacadas das demais interrupções para compor os dados do cálculo do DEC, FEC e TMAE, trecho alvo deste trabalho.

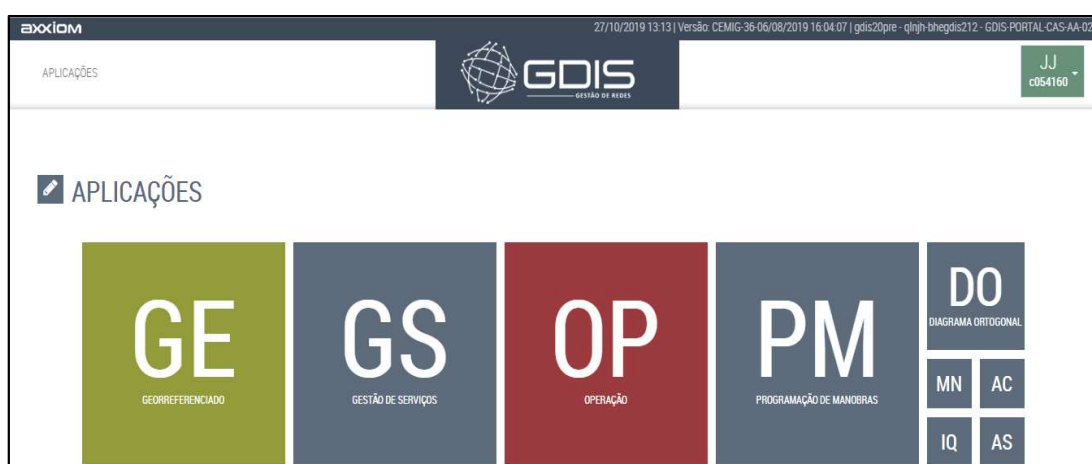
Dentro da amostra fornecida, contabilizou-se os eventos de interrupção do fornecimento de energia na área urbana de Teófilo Otoni, classificados por sua área de ocorrência, a rede de média tensão urbana, pelo tempo de duração de cada evento registrado e por fim o equipamento de proteção da rede que atuou quando a mesma esteve submetida a uma das condições adversas citadas na tabela 4.

3.3 Testes da rede *smart grid*

Para realização da simulação de desempenho do sistema de distribuição convencional e do sistema automatizado, condição adversa no sistema de distribuição de média tensão na cidade de Teófilo Otoni, foi o software da CEMIG, chamado GDIS-GE (Gestão da Distribuição – Georreferenciado), sistema que faz a gestão do status dos circuitos de média tensão para gestão do sistema de distribuição.

Os testes, para obtenção dos resultados dos indicadores coletivos de continuidade, DEC, FEC e TMAE, foram realizados através do acesso ao software em desenvolvimento da CEMIG, o GDIS 2.0, figura 18, que é uma nova plataforma do atual software de gestão da distribuição, GDIS, utilizado na empresa.

Figura 18 - Tela do software GDIS 2.0.



Fonte: CEMIG, (2019).

O GDIS 2.0 é composto por módulos que são utilizados para gestão dos serviços que envolvem a rede de distribuição, são 10 módulos responsáveis por informações diferenciadas a respeito das redes de distribuição.

Os módulos georreferenciado (GE), operação (OP) e diagrama ortogonal (DO) foram utilizados para realização dos testes de restabelecimento de energia nos circuitos de média tensão da cidade de Teófilo Otoni.

O módulo GE foi utilizado para identificação dos equipamentos a serem operados, foram selecionados os equipamentos de proteção tele controlados dos trechos urbanos do município de Teófilo Otoni.

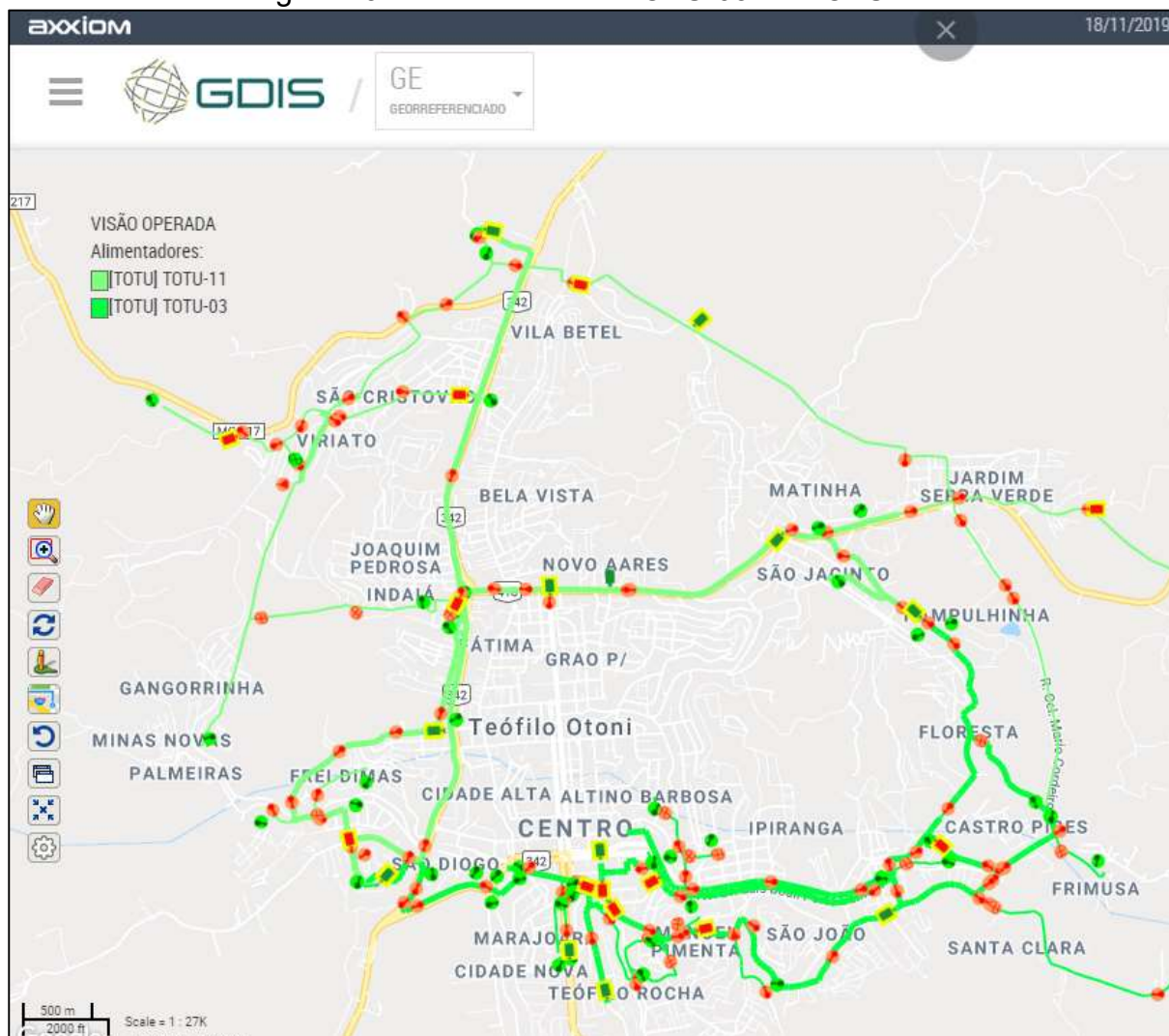
O módulo OP foi utilizado para criar as operações de abertura e fechamento dos dispositivos, também foram parametrizados os comandos de auto recuperação para atuação da filosofia *smart grid*.

O módulo DO foi utilizado para identificação dos trechos desenergizados, quando submetidos a condições adversas e energizados quando da atuação da *smart grid*.

Durante os testes foram inseridas as informações sobre operação dos dispositivos e analisada a atuação dos religadores no isolamento do trecho onde o defeito fictício foi inserido e as atuações dos dispositivos a jusante do trecho com defeito.

Um dos testes realizados envolveu o circuito do alimentador Teófilo Otoni 11 (TOTU-11), figura 19, que atende a instituição DOCTUM em Teófilo Otoni e o alimentador Teófilo Otoni 03 (TOTU-03).

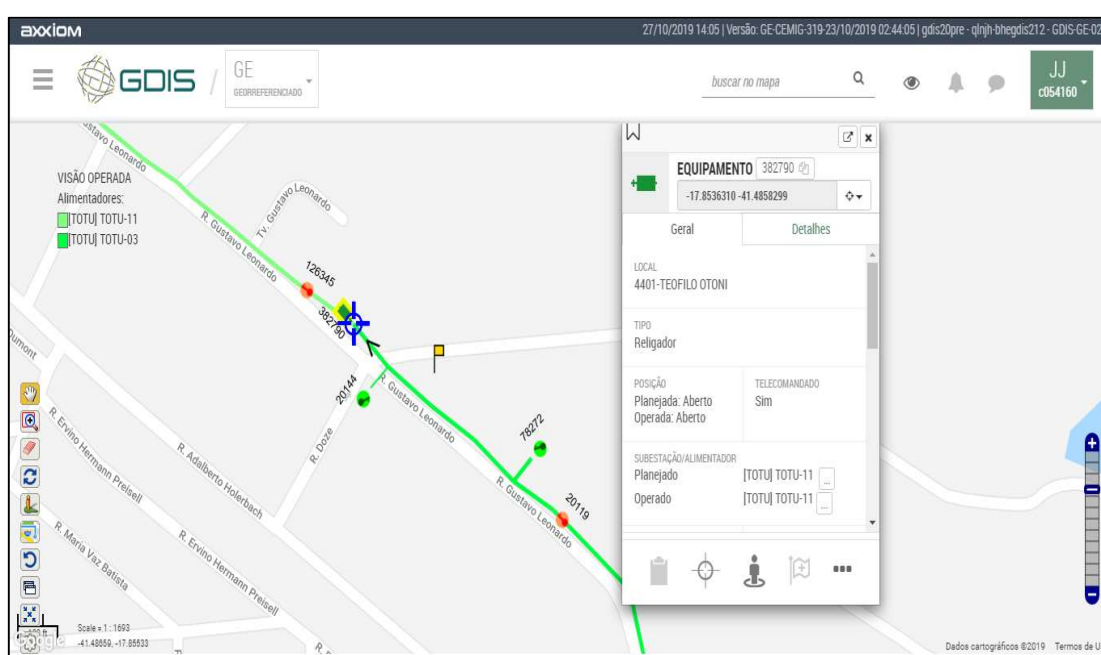
Figura 19 – Alimentadores TOTU-03 e TTOTU11.



Fonte: CEMIG, (2019).

Os alimentadores possuem vários dispositivos de proteção e operação, religadores, chaves seccionadoras, chaves fusíveis, alguns deles são pontos comuns entre dois alimentares. A exemplo do religador 382790, figura 20, indicado pelo alvo azul, no circuito de média tensão, esses pontos são utilizados pela CEMIG para interligação dos circuitos e transferências de cargas em casos onde a necessidade de intervenção com a rede desenergizada em determinada parte do circuito.

Figura 20 – Religador 382790.



Fonte: CEMIG, (2019).

Para a transferência de circuitos na rede *smart grid* os pontos em comum entre os alimentadores de média tensão devem possuir equipamentos capazes de serem tele controlados (FALCÃO, 2009).

Cada teste realizado envolveu no mínimo 2 equipamentos tele controlados em circuitos de média tensão distintos, seguindo o procedimento interno da CEMIG, a instrução IT 02 111 AD-AD -172d (Anexo 2), foi aplicado o procedimento para cada trecho de rede de média tensão, expandindo os trechos ao longo da rede de acordo com a filosofia *smart grid*.

A sequência de operações foi inserida no GDIS OP e os tempos de operação e resposta de cada equipamento foram acompanhados nas telas do GDIS DO no

GDIS GE. Não houve atuação dos dispositivos em campo, o ambiente disponibilizado pela CEMIG para realização dos testes foi inteiramente virtual.

3.4 Tratamento de dados

O ciclo de pesquisa, segundo Minayo (1994), compõe-se de três momentos: fase exploratória da pesquisa, levantamento de dados e tratamento do material. O referido processo inicia-se com a fase exploratória da pesquisa, em que são interrogados aspectos referentes ao objeto, aos pressupostos, às teorias pertinentes, à metodologia apropriada e às questões operacionais necessárias para desencadear o trabalho de campo. Em seguida, estabelecido o trabalho, que consiste no recorte empírico da construção teórica elaborada no momento.

A pesquisa exploratória documental foi realizada através de análise de dados coletados da empresa e de relatórios dos resultados dos indicadores de alimentadores da subestação de Teófilo Otoni, provenientes dos sistemas de monitoramento disponíveis na CEMIG.

Neste trabalho, os dados obtidos foram organizados em tabelas obtidas por meio dos aplicativos *Excel* e *Access* da Microsoft®, sob identificação 00216 40000 00000 AA316. Foram criados gráficos comparativos com os resultados e demonstrativo dos indicadores DEC FEC e TMAE, que são os indicadores coletivos analisados pela ANEEL quando da apuração da qualidade do fornecimento de energia das distribuidoras.

Após todo o levantamento dos dados pré e pós simulações, os dados registrados foram analisados e interpretados e a viabilidade do sistema *smart grid* será definida após o estudo desses parâmetros aliados aos parâmetros técnicos de sua implantação.

Os resultados obtidos através dos testes foram demonstrados em tabelas e gráficos comparativos do desempenho de cada sistema e os resultados dos indicadores coletivos de continuidade do fornecimento de energia, DEC, FEC e TMAE.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A estrutura atual do sistema de distribuição apresenta um grande problema que causa inúmeros transtornos tanto para clientes quanto para concessionárias. Este problema é causado pelas faltas de energia e o tempo gasto para que se possa restabelecer parcialmente ou por completo o fornecimento de energia aos consumidores (LAMBIASE, 2012).

Os dados fornecidos pela CEMIG através da Gerencia de Serviços Comerciais e Emergenciais do Leste de Minas (SD/LE), contem 3523 interrupções em dispositivos de média tensão que ocorreram em dispositivos instalados nas redes de distribuição que atendem clientes no município de Teófilo Otoni entre 01/01/2018 a 31/12/2018, cujo número de unidades consumidoras era 69250 conforme dados da ANEEL constantes na tabela 2 deste trabalho.

As 3523 interrupções contêm um acumulado de 606380,3 cliente/hora interrompido. Aplicando-se a fórmula 9 obtém-se um DEC de 8,72 horas para os clientes da rede de média tensão do município de Teófilo Otoni.

Destacado o objeto de estudo deste trabalho, redes de média tensão urbanas na cidade de Teófilo Otoni, encontrou-se 101 interrupções com causa acidental, ou seja, a rede foi submetida a uma condição adversa. Essas 101 interrupções resultaram em 110237,2 clientes/hora interrompidos, aplicando-se a fórmula 1, obtém-se um DEC de 1,58569 horas

Utilizando os mesmos critérios para o FEC, para esses mesmos dados, foi calculado através da fórmula 10, onde 101 interrupções atingiram 379780 unidades consumidoras, obtém-se um FEC de 1,12301 vezes.

Para o TMAE os critérios utilizados foram o total de atendimentos envolvendo as redes de média tensão em Teófilo Otoni, no ano de 2018. Como visto na tabela 2 o TMAE para os clientes da subestação de Teófilo Otoni foi de 10,72 horas. Porém para os clientes na área de abrangência deste trabalho, os tempos de atendimento, TMP, TMD e TME para esses mesmos eventos foram respectivamente, 3,16, 0,37 e 0,55 horas resultando em um TMAE de 4,08 horas para os atendimentos emergenciais na rede de média tensão na área urbana de Teófilo Otoni.

Na tabela 4 a seguir temos os resultados dos indicadores coletivos que representam o desempenho da rede de média tensão convencional.

Tabela 5 – DEC, FEC e TMAE 2018 área urbana.

DEC	FEC	TMAE
1,58 horas	1,12 vezes	4,08 horas

Fonte: CEMIG, (2019).

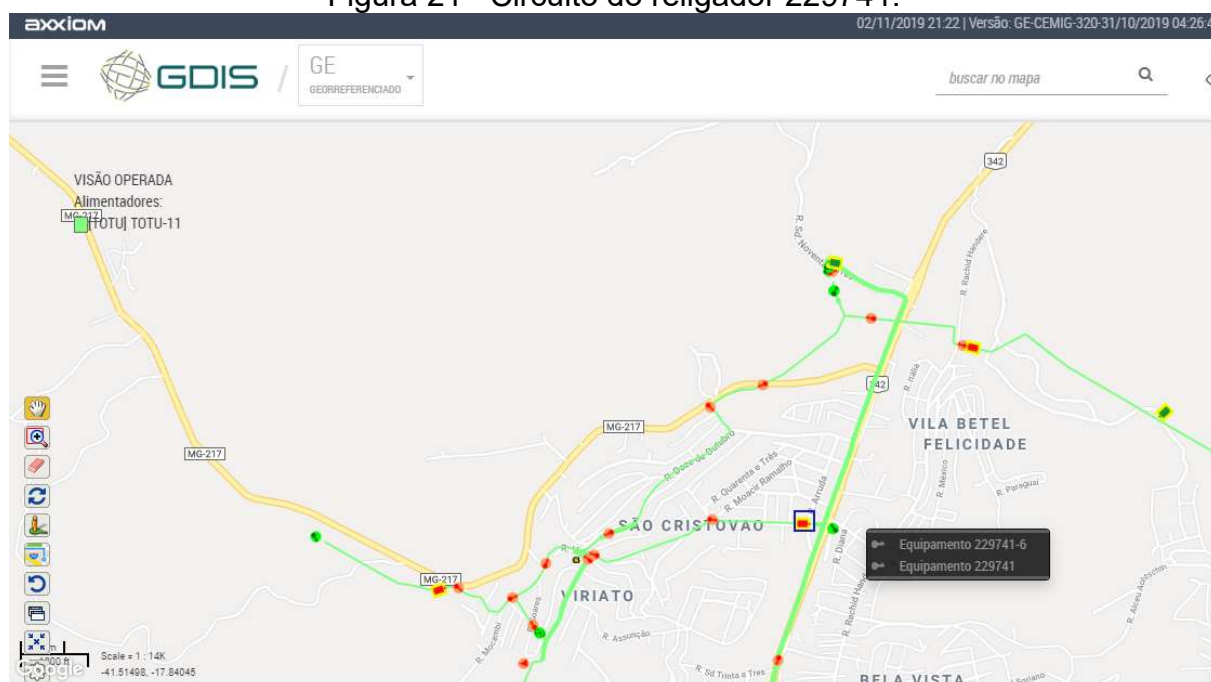
Neste capítulo será feita uma análise comparativa entre o comportamento de uma rede convencional e a resposta da mesma rede quando implementado o conceito *smart grid*. Para que esse objetivo seja alcançado será utilizado um exemplo real de uma rede de distribuição, a partir do qual será proposto a aplicação do *smart grid*, baseado na metodologia abordada por este trabalho.

4.1 Rede distribuição em análise

Os testes foram efetuados utilizando os sistemas corporativos da CEMIG. Os pontos de interligação da rede foram os mais utilizados, os eventos de DEC e FEC relacionados neste capítulo foram reproduzidos e os resultados dos indicadores comparados aos resultados dos eventos reais ocorridos.

Um dos eventos analisados foi a interrupção no fornecimento de energia após o religador 229741, que teve início às 23h34 do dia 19/06/2018. O circuito do religador está destacado na figura 21.

Figura 21– Circuito do religador 229741.



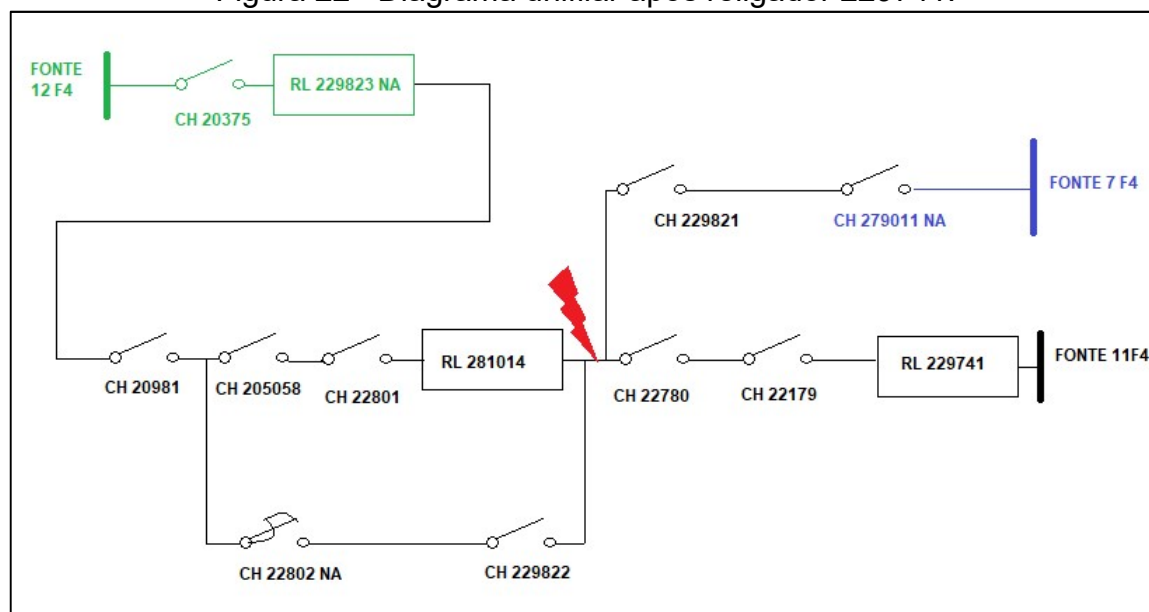
Fonte: Cemig, (2019).

Na imagem 19 o religador está identificado em seu ponto de instalação. Seu circuito segue pelo bairro São Cristóvão, Viriato possui pontos de interligação com outros circuitos primários. Nessa rede são encontrados tanto consumidores residenciais como comerciais, no total de 4144 clientes atendidos por esse equipamento. O DEC registrado nessa ocorrência foi de 0,247425969 horas. O FEC registrado 0,059608746. O TMAE registrado foi de 2,42 horas sendo 1,92 horas de tempo de preparação, 0,40 horas de tempo de deslocamento. O tempo de execução foi de 0,05 horas. O circuito foi isolado em razão do defeito para reparo no dia seguinte, devido necessidade de emenda de condutor. A emenda do condutor durou cerca de 50 minutos e o circuito foi normalizado as 08h52 na manhã do dia 20/06/2019.

Para tornar esse exemplo mais didático, a partir da imagem 19, o trecho analisado foi redesenhado de forma simplificada contendo apenas os conceitos básicos de uma rede de distribuição, juntamente com um conjunto mínimo de equipamentos, facilitando assim a visualização da ideia principal, aplicação do conceito *smart grid*. Considera-se para essa aplicação que os *softwares* necessários para as fases de identificação, localização e restauração são existentes.

Na figura 22 temos o mesmo trecho representado por um diagrama unifilar.

Figura 22– Diagrama unifilar após religador 229741.



Fonte: Própria, (2019).

O trecho onde o problema ocorreu foi representado pela seta vermelha. Quando a rede convencional percebe o problema o religador 229741 se abre e todos os clientes entre esse dispositivo e o religador 229823 NA tem o fornecimento de energia interrompido.

Os clientes, sem energia, registram suas reclamações junto a distribuidora e inicia-se então a contagem de tempo para os indicadores DEC e TMAE, nesse último, a contabilização do TMP é iniciada. Há então o acionamento das equipes encerrando o TMP e iniciando o TMD, com a chegada das equipes ao local da reclamação, localizado o religador 229741 aberto, encerra-se o TMD e inicia-se o TME. As equipes da distribuidora precisam percorrer todo circuito para localizar a causa da interrupção do fornecimento de energia e iniciar o isolamento do trecho e posteriormente o reparo da rede de média tensão.

4.2 Atuação da *smart grid*.

Esse mesmo circuito após os testes realizados, considerando os dispositivos de proteção nas características da rede *smart grid*, procedem da seguinte maneira.

O religador 229741 percebe o aumento da corrente no circuito devido curto provocado pelo rompimento do condutor no ponto indicado, porém o religador 281014 não identifica corrente de curto circuito, ocorre então a abertura do religador 229741

e do religador 281014, isolando o trecho defeituoso, nesse momento é enviada informação para a central de operações da distribuidora, segundos depois a abertura dos religadores que isolaram o trecho defeituoso o religador 229823 recebe a informação de abertura dos religadores e ocorre seu fechamento, alimentando as cargas até o religador 281014. Há ainda a abertura dos dispositivos 229821 e 229822 isolando completamente o trecho da rede de média tensão com problemas e alguns segundos após a abertura dos dispositivos, ocorre o fechamento dos dispositivos 279011 e 22802 simultaneamente, restabelecendo as cargas nos trechos em que não ocorreu a condição adversa.

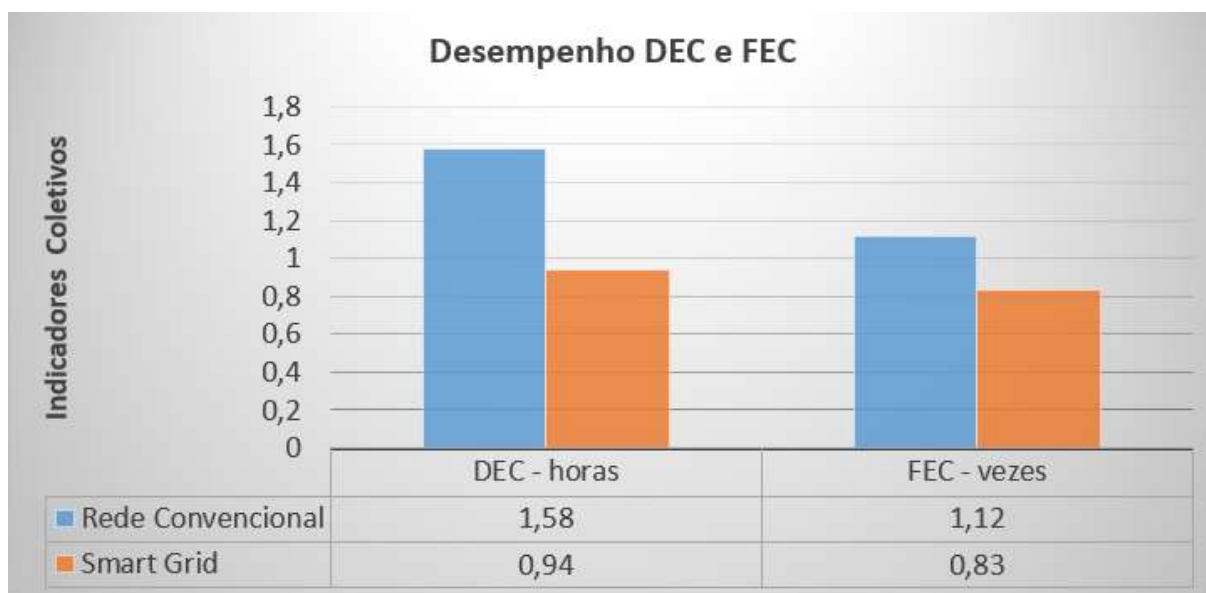
No caso em questão o restabelecimento que pela rede convencional durou cerca 2,42 horas para isolamento do trecho defeituoso, com a implantação da *smart grid* o isolamento do trecho ocorreu com apenas alguns segundos. A distribuidora ficou sabendo imediatamente da condição adversa no sistema, já com a localização aproximada do defeito, as equipes puderam ser acionadas com maior agilidade e podendo percorrer um trecho menor, facilitando a redução do número de clientes interrompidos com a operação da chave 22780 e fechamento do religador 229741.

O resultado desse teste produziu um DEC de 0,02073504, 83,8 % menor que o valor de DEC da rede convencional, uma vez que somente 155 clientes tiveram o fornecimento de energia interrompido até o restabelecimento total do circuito as 08h52 do dia 20/06/2018. O resultado de FEC foi de 0,002229574, 96,2% menor que o valor realizado na rede convencional. O TMAE foi de 0,75 horas, 68,9% menor.

O total de interrupções no circuito de média tensão da cidade de Teófilo Otoni em trechos protegidos por religadores e as interrupções provenientes de operação de equipamentos após os religadores, como ocorreu no exemplo citado, representa 19,8% do total de interrupções nessa rede.

Aplicando a metodologia do conceito *smart grid* nessas ocorrências em que houve interrupção do fornecimento de energia por condições adversas no circuito de média tensão em Teófilo Otoni, utilizando das fórmulas para cálculo dos indicadores coletivos de continuidade. Obteve-se os resultados descritos nos gráficos 1 e 2 a seguir.

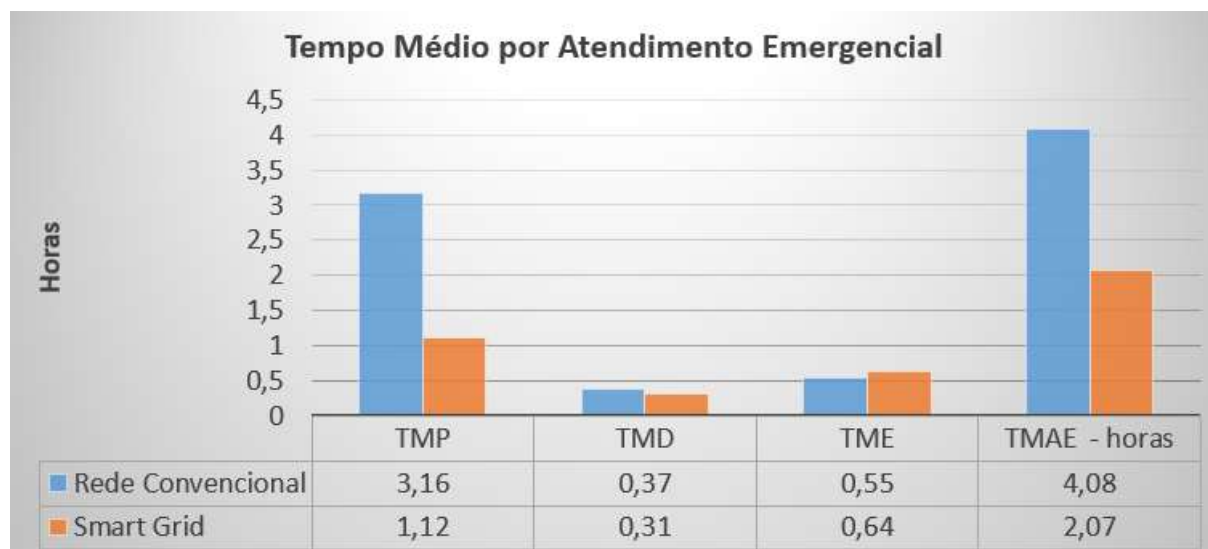
Gráfico 1 – Comparativo de desempenho de DEC e FEC.



Fonte: Própria, (2019).

Os dados coletados dos testes realizados demonstram a melhoria de desempenho do DEC com redução de 66036 cliente hora interrompido e resultado 40,5% melhor em relação ao desempenho da rede convencional. O FEC também teve seu resultado decrescido em 25,8% tendo uma redução de 58389 unidades consumidoras submetidas a interrupção no fornecimento de energia pela atuação da rede *smart grid*. No TMAE, gráfico 2, a redução foi de 49,2% onde o tempo médio por atendimento emergencial ficou em 2,07 horas, houve redução em seu resultado final, com maior reflexo no tempo de preparação, que é fortemente reduzido devido a atuação dos equipamentos que enviam e recebem informações uns dos outros e da central de monitoramento.

Gráfico 2 – Comparativo de desempenho TMAE.



Fonte: Própria, (2019).

O tempo médio de execução subiu 16,3%, devido a alteração nas amostras, em que a quantidade de acionamentos reduziu devido a atuação da rede *smart grid*. Com a atuação da rede *smart grid*, trechos isolados da rede de média tensão em que não houve interrupção do fornecimento de energia para clientes, dessa forma não houve reclamação por parte dos clientes, retirando as ocorrências da amostra total do TMAE.

A CEMIG que é a maior responsável pelo sistema de energia do estado de Minas Geras, possui um projeto inovador que tem o intuito de integrar essa nova tecnologia das redes inteligentes à sua infraestrutura e seus serviços. Nomeado como Cidades do Futuro, este programa foi iniciado na cidade de Sete Lagoas e tem se tornado referência no estudo sobre *smart grid* no Brasil. Com investimentos de aproximadamente 20 milhões de reais (MORAES, 2012).

Na figura 23 temos religadores automáticos, que podem ser utilizados na filosofia de rede *smart grid* / *self healing*, vários desses religadores já se encontram instalados na rede de distribuição de média tensão em Teófilo Otoni.

Figura 23– Religador automático.



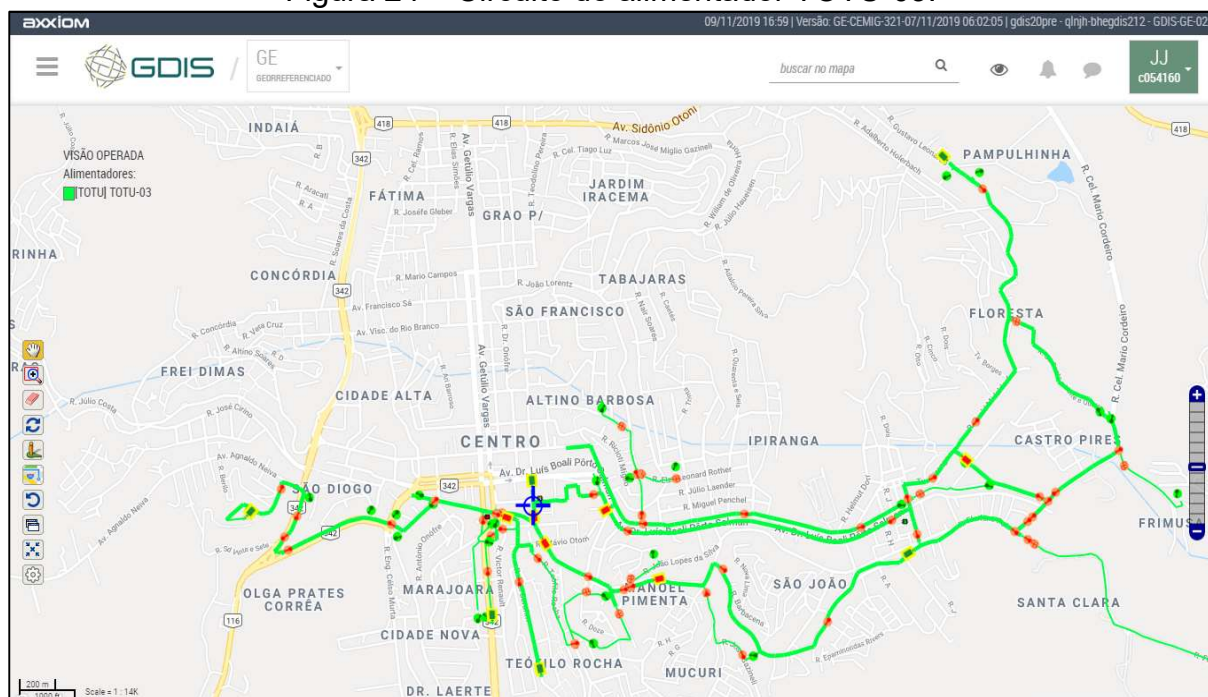
Fonte: Própria, (2019).

4.2 Atuação da *self healing*.

Para o comparativo da atuação do *self healing* foi utilizado o evento ocorrido no religador da saída da subestação que protege o alimentador TOTU-03, ocorrência em 31 de janeiro de 2018 as 16h26. A interrupção no fornecimento de energia ocorreu devido uma falha de conexão na rede de média tensão. Ocasionalmente o aquecimento excessivo do ponto de conexão e consequente disso o rompimento do condutor no ponta da conexão devido a temperatura elevada provocada pela quantidade de corrente elétrica que passa pelo local do defeito. A interrupção durou cerca de 32 minutos atingiu 10905 clientes, resultando em 5822,68 cliente/hora interrompido e consequentemente o DEC registrado nessa ocorrência foi de 0,083763953 horas.

Na figura 24 temos a representação da rede do alimentador TOTU-03 no sistema da CEMIG.

Figura 24 – Circuito do alimentador TOTU-03.



Fonte: CEMIG, (2019).

O circuito sai da subestação e percorre vários bairros de Teófilo Otoni.

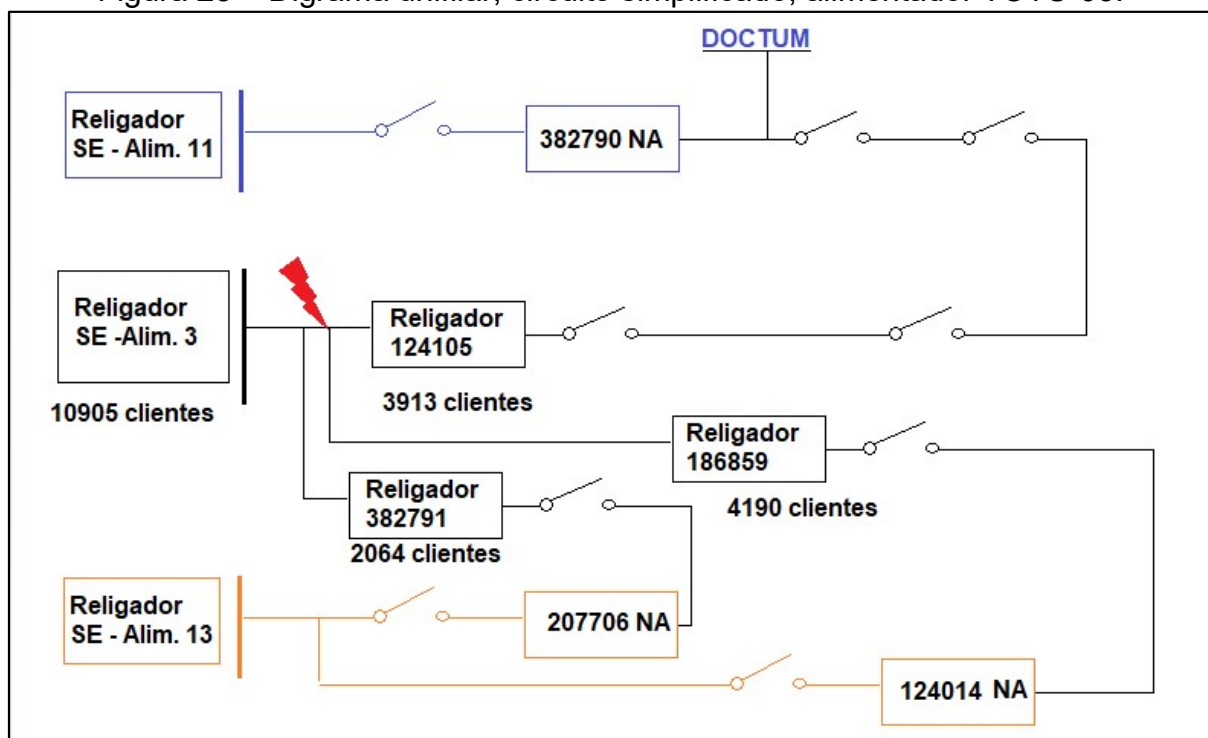
Para tornar esse exemplo mais didático, a partir da figura 25, o trecho analisado foi redesenhado de forma simplificada contendo apenas os conceitos básicos de uma rede de distribuição, juntamente com um conjunto mínimo de equipamentos, facilitando assim a visualização da ideia principal, aplicação do conceito *self healing*.

Neste exemplo foram inseridos a quantidade de UC's, após cada equipamento de proteção no diagrama simplificado.

Considera-se para essa aplicação que os *softwares* necessários para as fases de identificação, localização e restauração são existentes.

Utilizando a metodologia *self healing* os religadores que monitoram as grandezas do circuito de média tensão operam de acordo com a situação pré programada, abertura ou fechamento automático em caso de detectada condição adversa no circuito de média tensão.

Figura 25 – Digrama unifilar, circuito simplificado, alimentador TOTU-03.



Fonte: Própria, (2019).

Na rede convencional, o religador da subestação operou às 16h26 e interrompeu todos os 10905 clientes, a CEMIG acionou suas equipes que percorreram o circuito e localizaram a falha isolando o defeito em 32 minutos, o resultado de TMAE dessa ocorrência foi de 0,53 horas.

A metodologia *self healing* aplicada no ambiente de testes, teve o seguinte processo.

Ocorre o bloqueio do religador da subestação devido a uma falha no ponto indicado pela seta vermelha, os religadores 124105, 382791 e 186895 percebem a ausência de tensão e a informação de bloqueio da retaguarda provoca a abertura simultânea dos 3 equipamentos. Esse procedimento dura alguns segundos. Confirmadas as aberturas dos três religadores, os religadores normalmente abertos 382790, 207706 e 124014 são fechados simultaneamente, restabelecendo o fornecimento de energia para 10167 unidades consumidoras, restando apenas 738 unidades consumidoras com fornecimento de energia interrompido.

Aplicando a metodologia do conceito *smart grid* nessas ocorrências em que houve interrupção do fornecimento de energia por condições adversas no circuito de

média tensão em Teófilo Otoni, utilizando das fórmulas para cálculo dos indicadores coletivos de continuidade e considerando que o procedimento para restabelecimento da energia para o trecho isolado foi o mesmo adotado na data da ocorrência, o DEC apurado para essa ocorrência é 0,005668757 horas, 93,2% menor que o DEC na rede convencional conforme demonstrado no gráfico 3. Para o FEC o resultado apurado foi de 0,01061565. Esse valor de FEC é 93,2% menor que o resultado na rede convencional.

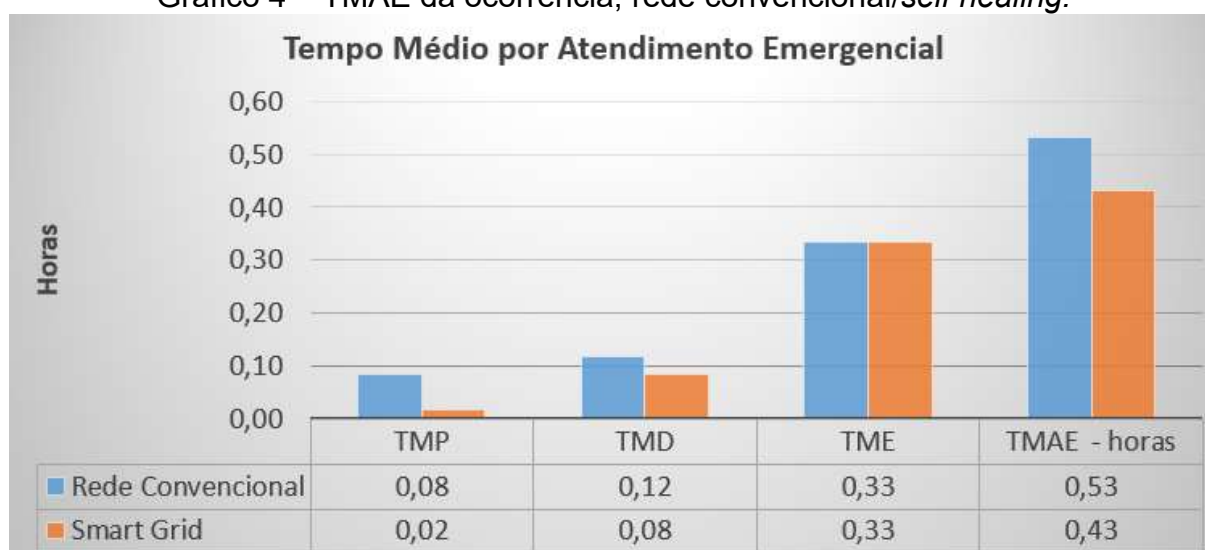
Gráfico 3 – DEC e FEC rede convencional/self healing.



Fonte: Própria, (2019).

O TMAE, gráfico 4, nessa ocorrência tem redução de 18,7%.

Gráfico 4 – TMAE da ocorrência, rede convencional/self healing.



Fonte: Própria, (2019).

Para o TMAE no teste analisado não houve redução no tempo de execução da ocorrência considerada a mesma metodologia de correção adotada na rede convencional.

Fica comprovado, através dos números obtidos nos resultados dos testes, realizados através dos softwares da CEMIG, a eficiência da rede *smart grid* diante ao desempenho da rede convencional, tanto na aplicação da automação de diversos elementos da rede, filosofia *smart grid*, quanto na utilização dos elementos existentes, comunicando entre si, *self healing*.

A redução dos tempos de interrupção e do número de clientes são evidenciadas através dos resultados. A metodologia adotada durante os testes foi a mesma para os demais equipamentos da rede de media tensão onde a metodologia *smart grid* pode ser testada. Em diversos aspectos a metodologia *smart grid* superou a rede convencional, quadro 1 exibe os aspectos comparativos entre os modelos de rede.

Quadro 1 - Comparativo entre as redes convencional e *smart grid*.

Aspecto	Rede Convencional	Smart Grid
Modelo da rede	Analógico/eletromecânico	Digital/micro processado.
Resposta sob condição adversa	Reativo – semiautomático, depende da ação humana para isolar o defeito.	Proativo – automático. Realiza o isolamento do trecho a ser reparado.
Status de condição da rede para a distribuidora	Comunicação direcional (se houver).	Comunicação bidirecional/integrada.
Confiabilidade	Confiabilidade estimada pelos indicadores de continuidade.	Atuação constante do sistema de monitoramento.

Fonte: Própria, (2019).

5 CONCLUSÃO

A possibilidade de trazer maior eficiência, flexibilidade, dinamismo e segurança ao setor e às redes elétricas pode estimular os vários agentes do setor a tomarem iniciativas em prol da implementação de tecnologias e soluções compreendidas dentro do amplo conceito *smart grid*.

Agentes reguladores, concessionárias de energia, empresas e consumidores poderiam se beneficiar de uma otimização da operação trazida pela adoção da *smart grid*.

Entretanto, justamente por tratar-se de um conceito que engloba muitos *stakeholders* (partes interessadas), e de ser um conjunto de tecnologias novas com diversas soluções e topologias passíveis de serem adotadas, é necessário um estudo mais aprofundado das possíveis tecnologias a serem implantadas na rede de distribuição para consolidação do conceito *smart grid*. Além de que os aspectos econômicos, não cogitados neste trabalho, devem ser considerados

A tomada de decisões mais inteligentes a respeito dos recursos e da utilização da rede elétrica traria soluções para muitos dos problemas atuais de gestão desse sistema: garantia do abastecimento, maior satisfação dos clientes, novas oportunidades de serviços, atendimento de qualidade, entre outros.

Por se tratar de uma nova possibilidade de integração e uso de tecnologias que envolve muitos fatores de interesses conflitantes, empresas de telecomunicação, agentes reguladores do sistema elétrico e distribuidoras, a implementação da filosofia *smart grid* pode ocorrer a passos lentos e encontrar muitos obstáculos em várias frentes: técnica, financeira, regulatória, operacional, etc.

Nesse contexto é que as companhias de energia, distribuidoras, indústrias e governos tem que criar mecanismos de implementação e iniciativas em prol das *smart grids*, de maneira cautelosa, normalmente sob a forma de projetos-piloto, como a implantação do *self healing*, a fim de melhor compreender como a adoção dessas tecnologias impacta no sistema elétrico.

Dessa forma, a adoção de soluções para as redes *smart grid* passa pela definição de métricas, diretrizes, roteiros, variáveis ou qualquer metodologia que facilite a compreensão e o desenvolvimento de projetos dessa natureza.

A implantação das *smart grids* na rede de distribuição urbana de Teófilo Otoni, pode representar uma grande oportunidade de mercado para fornecedores de

tecnologia, tal como no setor de telecomunicações e o setor de equipamentos e acessórios para redes de distribuição. Oportunidade também para o departamento de engenharia da CEMIG e de outras distribuidoras de energia, onde poderão surgir projetos para automação de redes de distribuição utilizando o conceito de rede *smart grid*.

No meio acadêmico oportunidades para desenvolvimento de projetos acadêmicos voltados para esse setor da engenharia, gerando ainda nas instituições de ensino, pensamentos ideias e tecnologia que os futuros engenheiros autônomos poderão oferecer a seus clientes projetos que se adequem a essa filosofia com características *plug and play* já adaptados aos padrões da rede das concessionárias.

Diante de toda pesquisa realizada, pautados na base bibliográfica descrita neste trabalho complementada pelos resultados dos testes em laboratório, utilizando os sistemas de controle e monitoramento da CEMIG, conclui-se que a implantação da rede *smart grid* no circuito da rede de distribuição primária em Teófilo Otoni é tecnicamente viável.

Entretanto, fica aberto para trabalhos futuros a confirmação desse desfecho, podendo ainda serem analisadas as condições financeiras que impactarão na implantação dessa metodologia na rede de distribuição de energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AALAMIFAR, F.; HASSANEIN, H. S.; TAKAHARA, G. Viability of Powerline Communication for the Smart Grid. Communications (QBSC), 2012 26th Biennial Symposium, 2012.

ABRADEE, Associação Brasileira das Distribuidora de Energia Elétrica. Redes de energia elétrica.[201?]. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica/>>. Acesso em: 29 de março de 2018.

ABRADEE, Associação Brasileira das Distribuidora de Energia Elétrica. A distribuição de energia. 2015. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>>. Acesso em: 22 out. 2018.

ACHAJEE, P. “Strategy and implementation of Smart Grids in India”, Energy Strategy Reviews, Vol. 1, 2013, pp. 193–204

AMIN, S. M.; WOLLENBERG, B. F. Toward a smart grid: power delivery for the 21 st century. IEEE Power and Energy Magazine, v .3, n.5, p. 34-41, Sept.-Oct. 2005. Disponível em: http://massoudamin.umn.edu/publications/smart_Grid_IEEE_P&E_Amin_Wollenberg.pdf. Acesso em: 06 out. 2019.

ANEEL, Agencia Nacional de Energia Elétrica. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414. 2000. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 15 out. 2018.

ANEEL, Agencia Nacional de Energia Elétrica. Contrato de permissão para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica nº xxx/2018-ANEEL. 2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/079/documento/modelo_contrato_permissao_2017.pdf>. Acesso em :14 mar 2019.

ANEEL, Agencia Nacional de Energia Elétrica. Contratos de Concessão e Permissão de Distribuição. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/contratos-de-distribuicao>>. Acesso em: 22 out. 2018.

ANEEL, Agencia Nacional de Energia Elétrica. Outorgas do Serviço Público de Energia Elétrica.2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/outorgas>>. Acesso em: 22 out. 2018.

ANEEL, Agencia Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em: 10 out. 2018.

ANEEL, Agencia Nacional de Energia Elétrica. Relatório de análise de contribuições referente à audiência pública nº 037/2015. Anexo i - nota técnica nº 0043/2016-SRD/ANEEL. 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/037/resultado/nota_tecnica_0043_srd_-_anexo_i_-_rac.pdf>. Acesso em: 23 out. 2018.

ANEEL, Agencia Nacional de Energia Elétrica. Tempo de Atendimento às Ocorrências Emergenciais. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tempo-de-atendimento-as-ocorrencias>>. Acesso em: 15 out. 2018.

ANEEL, Agencia Nacional de Energia Elétrica. Qualidade de Serviço. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/qualidade-do-servico2>>. Acesso em: Acesso em: 01 de março de 2019.

ANEEL, Agencia Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 1: Qualidade da Energia Elétrica. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-1>>. Acesso em: 10 out. 2018.

ANEEL, Agencia Nacional de Energia Elétrica. Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC). 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>>. Acesso em: 15 out. 2018.

ANEEL. Ministério de Minas e Energia. Matriz de Energia Elétrica. 2019. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso em: 01 nov. 2019.

BARBOSA, Tiago de Moraes. SMART GRID: AS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES DO FUTURO. 2010. 80 f. Monografia (Especialização) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade São Francisco, Itatiba, 2010. Cap. 80.

BARRETO, Eduardo P. B. M. Smart grid: eficiência energética e a geração distribuída a partir das redes inteligentes. 2018. 61p. Projeto de Graduação (Engenharia de Produção). Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em:

<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10024546.pdf>>. Acesso em: 01 mar. 2019.

BARROS, H. DE. Proteção contra sobrecorrente em circuitos. Rio de Janeiro, RJ 1997.

BAYER, Fernando Mariano; ECKHARDT, Moacir; MACHADO, Renato. Automação de Sistemas. In: E-TEC BRASIL, 4., 2011, Santa Maria - Rs. Ficha Catalográfica. Santa Maria - Rs: Colégio Técnico Industrial de Santa Maria, 2011. v. 737, p. 1 - 99. Disponível em: <<http://professor.pucgoias.edu.br/SiteDocente/admin/arquivosUpload/18451/material/Apostila%202.pdf>>. Acesso em: 03 out. 2019.

BERNARDON, Daniel Pinheiro. Novos métodos para reconfiguração das redes de distribuição a partir de algoritmos de tomadas de decisão multicritérios. 2007. 160 f. Tese (Doutorado). Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, 2007. Disponível em:

BISWAS, Multan et al. Implementação da Smart Grid: Uma revisão atualizada sobre os sistemas de armazenamento de energia elétrica. 2012. Disponível em: <[https://www.scirp.org/\(S\(351jmbntvnsjt1aadkposzje\)\)/reference/ReferencesPapers.aspx?ReferenceID=724030](https://www.scirp.org/(S(351jmbntvnsjt1aadkposzje))/reference/ReferencesPapers.aspx?ReferenceID=724030)>. Acesso em: 06 abr. 2019.

BRASIL. Congresso. Câmara dos Deputados. Lei nº 9427, de 26 de dezembro de 1996. Câmara dos Deputados: Centro de Documentação e Informação. BRASÍLIA, DF, Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/1996/lei-9427-26-dezembro-1996-366792-norma-atualizada-pl.html>>. Acesso em: 13 out. 2019.

BROWN, Richard E.. Electric Power Distribution Reliability. 2. ed. Pensacola (Flórida): Crc Press, 2008. 502 p.

CELLARD, A. A análise documental. In: POUPART, J. et al. A pesquisa qualitativa: enfoques epistemológicos e metodológicos. Petrópolis, Vozes, 2008.

CEMIG. Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão Rede de Distribuição Aérea ou Subterrânea. Norma de Distribuição ND – 5.3. Distribuição. Nov, 2013.

CEMIG. Instalações Básicas de Redes de Distribuição Compactas ND – 2.9. Distribuição. Jun, 2016.

CEMIG. Proteção de Sobrecorrentes do Sistema de Distribuição de Média Tensão da Cemig. 2017. Norma de Distribuição ND – 4.15. Distribuição. Nov ,2017.

CEMIG. Quem somos. 2018. Disponível em:

<http://ri.cemig.com.br/static/ptb/quem_somos.asp?idioma=ptb>. Acesso em: 04 jun. 2019.

COSTA, Sandra A C. OS DESAFIOS DA IMPLANTAÇÃO DA SMART GRID NO MODELO DE NEGÓCIOS DO SETOR ELÉTRICO: PROPOSTA DE CONFIGURAÇÃO DE UMA REDE INTELIGENTE.2014.106p. Disponível em:

<<http://www.ppgee.eng.ufba.br/teses/4c7a9e54f88e326e2d826727fd6ce03c.pdf>> Acessado em : 29 de abr. de 2019.

CPFL. Proteção de Redes Aéreas de Distribuição - Sobrecorrente. Norma Técnica. Distribuição. Fevereiro ,2006.

ELETROBRÁS. Comitê de Distribuição de Energia Elétrica - Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição. Coleção de Distribuição de Energia Elétrica, Editora Campus Eletrobrás,Vol. 2, 1982.

FALCÃO, D. M. Integração de tecnologias para viabilização da Smart Grid. 120 f. 2010.Disponível em:<

http://www.eletrica.ufpr.br/odilon/te339/artigo_SMART_GRID.PDF> Acesso em :10 mai.2019.

FALCÃO, D. Smart grids e microrredes: o futuro já é presente. In: SIMPÓSIO DE AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 8, 2009. Disponível em <

https://www.researchgate.net/publication/228473062_Smart_Grids_e_Microrredes_o_futuro_ja_e_presente> Acesso em :14 mar.2019.

FAN, J.; BORLASE, S. The evolution of distribution. IEEE Power and Energy Magazine, v .7, n.2, p. 63-68, mar./apr. 2009. Disponível em:

<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=47877537&ismunber=4787510>. Acesso 14 out. 2019.

FARIA, Caroline. Softwares de Geoprocessamento. 2014. Disponível em:

<<https://www.infoescola.com/geografia/softwares-de-geoprocessamento/>>. Acesso em: 03 out. 2019.

FERREIRA, M. C. A. F. Perspectivas e Desafios para a Implantação das Smarts Grids: um estudo de caso dos EUA, Portugal e Brasil. 2010. Monografia de Final de Curso. (Instituto de Economia, UFRJ). Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: <

<https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/2457/1/MCAFFerreira.pdf>> Acesso em: 22 out. 2018.

FRANZIN, Mércia Branco; CARVALHO, Marcelo Alves de. OS DESAFIOS DA ESCOLA PÚBLICA PARANAENSE NA PERSPECTIVA DO PROFESSOR PDE: CONSUMO CONSCIENTE DE ENERGIA ELÉTRICA. 2014. Versão Online ISBN 978-85-8015-080-3. Disponível em: <http://www.diaadiaeducacao.pr.gov.br/portals/cadernospde/pdebusca/producoes_pde/2014/2014_uel_fis_artigo_mercia_branco_franzin_de_paiva.pdf>. Acesso em: 05 abr. 2019.

GIL, Antônio C. Métodos e técnicas de pesquisa social. São Paulo: Atlas, 1991.
GOUVEIA, Rosimar. ENERGIA ELÉTRICA. 2016. Disponível em: <<https://www.todamateria.com.br/energia-eletrica/>>. Acesso em: 04 mai. 2019.
<http://www.cpdee.ufmg.br/~joao/CE/Trabalho/Trabalho2012/2007BernardonTee.pdf>. Acesso em 08 out. 2019.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/mg/teofilo-otoni/panorama>>. Acessado em: 04 jun. 2019.

LAMBIASE, DE C; Aplicação de self healling em sistemas elétricos. 2012. 55f. Trabalho de Conclusão de curso (graduação) – Curso Superior de Engenharia Elétrica- Universidade Federal do Rio Grande Do Sul, Fortaleza, 2012.

LEDESMA, Jose J. G. UMA METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO. 2012. Disponível em: <<http://hermes.cpd.ufjf.br:8080/jspui/handle/ufjf/4101>>. Acesso em: 19 abr. 2019.

LEITE, Salatiel G. Comunicação Wireless. 2007. Disponível em: <<http://www.logicengenharia.com.br/mcamara/ALUNOS/PonteWiFi.pdf>>. Acessado em: 19 abr. 2019.

LIMA, José O.S. O GEO na CEMIG. 1999. Disponível em: <<https://mundogeo.com/blog/1999/04/15/o-geo-na-cemig/>>. Acessado em: 02 abr. 2019.

LIMA, Rogerio Lucio. GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA DE ELÉTRICA. 2016. Disponível em: <http://sinop.unemat.br/site_antigo/prof/foto_p_downloads/fot_12997gtdee_aula_01_pdf_GTDEE_Aula_01.pdf>. Acesso em: 04 mai. 2019.

MINAYO, M. C. S. et al. Pesquisa social: teoria, método e criatividade. Petrópolis: Vozes, 1994.112p.

MORAES, T. 'Rede Inteligente' de Medidores da CEMIG Sai do Papel; Hoje em Dia, 2012; Disponível em: <http://www.hojeemdia.com.br/noticias/economia-e-negocios/rede-inteligente-de-medidores-da-cemig-sai-do-papel-1.37859>. Acesso em: 14 jun. 2019.

NETO, Manuel Rangel Borges; LOPES, Luiz Carlos Nascimento; CARVALHO, Paulo Cesar Marques de. CONSUMO ENEGÉTICO RESIDENCIAL RURAL NÃO ELETRIFICADO DO MUNICÍPIO DE PETROLINA-PE.2009. Disponível em: <<http://www.proceedings.scielo.br/pdf/agrener/n6v1/042.pdf>>. Acesso em: 05 abr. 2019.

PABLA, A. S. Electric Power Distribution. 5. ed. Nova Deli: McGraw-Hill, 2004, 878p.

RIVERA R. et al.- Redes Inteligentes (Smartgrid) Oportunidade Para Adensamento Produtivo e Tecnológico Local. REVISTA DO BNDES, [S.I.],2013, 40, Pag.43-84. Disponível em: <file:///C:/Users/Usuario/Desktop/TCC_SMART_GRID/Smartgrid%20Eletrobras%20Rivera.pdf>. Acesso em: 14 de mar. de 2018.

SCHMIDT, Hernan P. Reconfiguração de redes de distribuição através de Programação não-linear inteira mista. 2005. 120 f. Dissertação (Mestrado Escola Politécnica da Universidade de São Paulo) São Paulo, 2005. Disponível em: http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/.../TeseLD_HerananPrietoSchimidt.pdf. Acesso em: 15 de out. 2019.

SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (SBSE), 3., 2010, Belém. Anais ... Belém, 2010. V.1, P.1.

VERGARA, Sylvia Constant. Projetos e relatórios de pesquisa em administração.9 ed. São Paulo: Atlas, 2007. Vozes, 1994.112p.

APÊNDICE

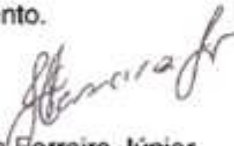
Apêndice 1 - solicitação de autorização para pesquisa em banco de dados

SOLICITAÇÃO DE AUTORIZAÇÃO PARA PESQUISA EM BANCO DE DADOS


Teófilo Otoni, 10 de Outubro de 2019.

Eu, João Carlos Ferreira Júnior, responsável principal pelo projeto de pesquisa sobre para o Trabalho de Conclusão de Curso, o qual pertence ao curso de Engenharia Elétrica da UNIDOCTUM, venho pelo presente, solicitar autorização da CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A, aqui representada pela Gerência de Serviços Comerciais e Emergenciais de Distribuição Leste SD/LE, através do Núcleo de Eficiência Operacional – NEO, para realização da coleta de dados através do banco de dados GERINT, no período de 01/01/2018 a 31/12/2018 e a coleta de informações dos equipamentos da media tensão dos alimentadores de Teófilo Otoni no GEMINI, para o trabalho de pesquisa sob o título VIABILIDADE TECNICA DA IMPLANTAÇÃO DA REDE SMART GRID NO CIRCUITO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA DA CIDADE DE TEÓFILO OTONI, com o objetivo de comprovar a eficiência da implementação da filosofia smart grid na rede de distribuição para proteção de circuitos de média tensão. Esta pesquisa está sendo orientado(a) pelo(a) Professor(a) Rímenes Borges de Souza.

Contando com a autorização desta instituição, colocamo-nos à disposição para qualquer esclarecimento.



João Carlos Ferreira Júnior
MG 7.485.117



Rímenes Borges de Souza
MG 12.312.129
Centro Universitário UNIDOCTUM.

ANEXOS

Anexo 1 – Autorização e dados para Testes e comparativos.

De: Clodoaldo Rodrigues Almeida

Enviada em: quarta-feira, 7 de novembro de 2019 15:26

Para: Joao Carlos Ferreira Junior <joaoacemig@yahoo.com.br>

Assunto: ENC: Autorização para uso de dados em trabalho acadêmico

João Carlos,

Conforme solicitado, autorizo o acesso aos sistemas da empresa para coleta dos dados para seu trabalho acadêmico. Autorizo também o acesso ao GDIS 2.0, no ambiente de testes, exclusivamente para realizar as simulações da operação dos dispositivos tele controlados. Reafirmo a importância da não divulgação de dados de clientes que são de exclusividade da empresa, contudo os dados provenientes dos testes realizados estão liberados para publicação.

Seguem os dados das interrupções no conjunto TOTU no ano de 2018.

TOTU	DEC Acidental			DEC Programado			DEC Total			
	<u>Causas</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>%Total</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>%Total</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>%Total</u> ↑
MeioAmbiente-Arvore«4/3»		1.715876	2.060811	25.393612	0.000000	0.000000	0.000000	1.715876	2.060811	23.483274
Indeterminada-AposInspecaoRede«9/1»		0.928044	0.830565	10.234350	0.000000	0.000000	0.000000	0.928044	0.830565	9.464430
Indeterminada-SemInspecaoRede(lo018)«9/2»		0.680999	0.759495	9.358611	0.000000	0.000000	0.000000	0.680999	0.759495	8.654571
FalhasEmEquipamentos-Isoladores«7/12»		0.266708	0.663982	8.181680	0.000000	0.000000	0.000000	0.266708	0.663982	7.566180
Programada-Construcao«2/1»		0.000000	0.000000	0.000000	0.914797	0.486956	73.760705	0.914797	0.486956	5.548949
FenomenosNaturais-DescargaAtmosferica«3/2»		0.572552	0.382210	4.709645	0.000000	0.000000	0.000000	0.572552	0.382210	4.355343
MeioAmbiente-Abalroamento«4/1»		0.171924	0.380562	4.689336	0.000000	0.000000	0.000000	0.171924	0.380562	4.336561
FalhasEmEquipamentos-Disjuntor«7/9»		0.033424	0.379299	4.673780	0.000000	0.000000	0.000000	0.033424	0.379299	4.322176
FalhasEmEquipamentos-Conectores«7/7»		0.672337	0.359107	4.424967	0.000000	0.000000	0.000000	0.672337	0.359107	4.092081
MeioAmbiente-Pipa«4/13»		0.135263	0.357239	4.401955	0.000000	0.000000	0.000000	0.135263	0.357239	4.070800
MeioAmbiente-Passaro«4/12»		0.305848	0.242700	2.990585	0.000000	0.000000	0.000000	0.305848	0.242700	2.765606
FalhasEmEquipamentos-Cruzetas«7/8»		0.426932	0.228687	2.817914	0.000000	0.000000	0.000000	0.426932	0.228687	2.605925
Indeterminada-Cabo«9/5»		0.131938	0.220575	2.717956	0.000000	0.000000	0.000000	0.131938	0.220575	2.513487
MeioAmbiente-PodaArvorePorTerceiros«4/16»		0.026471	0.173688	2.140205	0.000000	0.000000	0.000000	0.026471	0.173688	1.979199
FalhasEmEquipamentos-Transformador«7/20»		0.111410	0.161480	1.989784	0.000000	0.000000	0.000000	0.111410	0.161480	1.840094
MeioAmbiente-Vandalismo«4/15»		0.000068	0.152349	1.877268	0.000000	0.000000	0.000000	0.000068	0.152349	1.736043
Programada-Manutencao«2/3»		0.000000	0.000000	0.000000	0.407952	0.146472	22.186493	0.407952	0.146472	1.669069
Operacionais-Sobrecarga«8/1»		0.036040	0.132318	1.630437	0.000000	0.000000	0.000000	0.036040	0.132318	1.507781
Operacionais-Emergencia«8/8»		0.071241	0.125813	1.550284	0.000000	0.000000	0.000000	0.071241	0.125813	1.433657
MeioAmbiente-Animal«4/2»		0.009350	0.098166	1.209621	0.000000	0.000000	0.000000	0.009350	0.098166	1.118623
FalhasEmEquipamentos-ChaveFusivel«7/4»		0.471339	0.092807	1.143583	0.000000	0.000000	0.000000	0.471339	0.092807	1.057552
FalhasEmEquipamentos-Religador«7/18»		0.225750	0.090536	1.115600	0.000000	0.000000	0.000000	0.225750	0.090536	1.031675
FalhasEmEquipamentos-Poste«7/15»		0.020292	0.060599	0.746704	0.000000	0.000000	0.000000	0.020292	0.060599	0.690530
FalhasHumanasEmpreit.-Operacao«6/2»		0.000000	0.034944	0.430584	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.034944	0.398191
Programada-PodadeArvore«2/5»		0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.025714	3.894979	0.000000	0.025714	0.293016

TOTU	Causas	DEC Acidental			DEC Programado			DEC Total		
		2017	2018	%Total	2017	2018	%Total	2017	2018	%Total
Operacionais-CoordenacaodaProtecao«8/6»		0.000000	0.020231	0.249290	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.020231	0.230536
MeioAmbiente-DefIntAfetOutraUc«4/6»		0.000000	0.014203	0.175010	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.014203	0.161844
FalhasEmEquipamentos-Emenda«7/10»		0.040201	0.013823	0.170327	0.000000	0.000000	0.000000	0.040201	0.013823	0.157513
FenomenosNaturais-Inundacao«3/3»		0.008353	0.012893	0.158864	0.000000	0.000000	0.000000	0.008353	0.012893	0.146913
FalhasEmEquipamentos-Medidor«7/22»		0.010381	0.009595	0.118229	0.000000	0.000000	0.000000	0.010381	0.009595	0.109335
MeioAmbiente-Erosao«4/8»		0.012988	0.009049	0.111498	0.000000	0.000000	0.000000	0.012988	0.009049	0.103110
FalhasEmEquipamentos-Estai«7/11»		0.000000	0.008801	0.108451	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.008801	0.100292
FalhasEmEquipamentos-RamalConsumidor«7/16»		0.036286	0.008072	0.099466	0.000000	0.000000	0.000000	0.036286	0.008072	0.091983
FalhasEmEquipamentos-VazamentoOleoEquiptos«7/21»		0.000000	0.006655	0.081998	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.006655	0.075830
FalhasEmEquipamentos-Para-Raios«7/14»		0.010752	0.005630	0.069377	0.000000	0.000000	0.000000	0.010752	0.005630	0.064158
MeioAmbiente-OutrosObjetos«4/11»		0.086877	0.005027	0.061947	0.000000	0.000000	0.000000	0.086877	0.005027	0.057286
FalhasEmEquipamentos-ChaveSeccionadora«7/6»		0.000996	0.003524	0.043419	0.000000	0.000000	0.000000	0.000996	0.003524	0.040152
MeioAmbiente-BolaNaRede«4/4»		0.008891	0.002884	0.035538	0.000000	0.000000	0.000000	0.008891	0.002884	0.032865
FenomenosNaturais-Temporal«3/4»		0.007805	0.002006	0.024716	0.000000	0.000000	0.000000	0.007805	0.002006	0.022857
FenomenosNaturais-Vento«3/1»		0.043979	0.001466	0.018062	0.000000	0.000000	0.000000	0.043979	0.001466	0.016703
FalhasEmEquipamentos-Seccionalizador«7/19»		0.000000	0.001396	0.017197	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.001396	0.015904
MeioAmbiente-Queimada/Incendio«4/14»		0.088569	0.001123	0.013839	0.000000	0.000000	0.000000	0.088569	0.001123	0.012798
Programada-ObrasCivis«2/20»		0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.001042	0.157823	0.000000	0.001042	0.011873
MeioAmbiente-ObrasCivis«4/10»		0.001301	0.000944	0.011635	0.000000	0.000000	0.000000	0.001301	0.000944	0.010760
Operacionais-SobrecargaTrafo«8/4»		0.000228	0.000217	0.002675	0.000000	0.000000	0.000000	0.000228	0.000217	0.002474

Clodoaldo Rodrigues Almeida
 Engenheiro de Sistema Elétrico
 Gerência de Manutenção e Serviços da Distribuição – SD/LE
 Diretoria de Distribuição e Comercialização – DDC
 Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG
 Telefone: 55 (33)3203-2626
 SIT – 942626

www.cemig.com.br



Anexo 2 - IT – Critérios para implementação do Self Healing via PO – xOMNI

De: Edvaldo Silva Dutra

Enviada em: terça-feira, 29 de outubro de 2019 17:06

Para: Joao Carlos Ferreira Junior <joacemig@yahoo.com.br >

Assunto: ENC: IO - Critérios para implementação do PO.

João Carlos

Conforme solicitado.

Segue IO

Atte.

Edvaldo Silva Dutra

Técnico do Sistema Elétrico de Campo

Gerência de Manutenção e Serviços da Distribuição de Teófilo Otoni

Diretoria de Distribuição e Comercialização

Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG

Telefone: 55 (33) 3087-7246 Celular 55 (33) 99975-4849

www.cemig.com.br



Título do Documento:

**IT – Critérios para implementação do Self Healing
via PO – xOMNI**



02 111-AD/AD-172d

N.º Documento

Folha 2 de 5

1 – OBJETIVO

Esta instrução tem por objetivo apresentar a metodologia de implantação de restabelecimento automático de blocos de cargas (sede municipal, distrito municipal, clientes industriais, bairros, clientes especiais, etc.), com a recomendação para instalação de equipamentos que visam garantir o restabelecimento automático desses locais.

2 – APLICAÇÃO

Aplica-se para regras de definição de novos locais para implantação de restabelecimento automático que possuam dupla alimentação e que não possuam restrição de alimentação.

3 – DEFINIÇÕES E ABREVIATURAS

IO - Instrução de operação.

PO - Plano Operacional.

NA – Normalmente Aberto

NF – Normalmente Fechado

xOMNI - Sistema de Supervisão e Controle SCADA

Bloco de carga - (sede municipal, distrito municipal, bairro, cliente industrial, cliente especial)

Sede Municipal – Município que não é alimentado diretamente por uma subestação

Distrito Municipal – Distrito de Sede Municipal

4 – CONSIDERAÇÕES

Permitirá a normalização de alimentação de sedes municipais com tempo inferior a 180 seg.

Este automatismo será feito através de PO (plano operacional) do xOMNI. Esta ferramenta permite automatismo em tempo real, condicionado a ajustes pré-definidos de disparo e restrição.

Os religadores já devem ser obrigatoriamente telecontrolados ou em fase de instalação do telecontrole.

Título do Documento:

**IT – Critérios para implementação do Self Healing
via PO – xOMNI**

02 111-AD/AD-172d

N.º Documento

Folha 3 de 5

5 - Regras para definição dos blocos de cargas**5.1 - Definição das localidades – AD/OP – Planejamento MT**

Premissas para a implementação:

- a) A topologia a ser usada será de 1 religador NF e 1 NA, sendo possível as fontes de alimentação serem da mesma subestação (porém com alimentadores diferentes) ou de subestações distintas, conforme esquema resumo abaixo:



- b) Os modelos de religadores necessariamente deverão ser:

- Religadores NF:
 - Noja RC01
 - Noja RC10 (incluindo controle RC10 adquiridos em 2017)
 - Tavrida RC05
 - Ecil - AR1000
 - Schneider – ADV2
 - Altere V3 T
- Religadores NA:
 - Noja RC01
 - Noja RC10 (incluindo controle RC10 adquiridos em 2017)
 - **Tavrida RC05**
 - Ecil AR1000
 - Schneider – ADV2
 - Altere V3 T

Observações:

Para implantação do Tavrida RC05 será necessário a confirmação da função -SD (Source detect) habilitada

- c) O Trafo auxiliar para alimentação do comando da remota deverá ser prioritariamente instalado no lado da fonte principal para o religador NF, ou seja, não é recomendada a instalação dos equipamentos através da baixa tensão do lado na Sede Municipal. Para o religador NA, embora seja desejada, não é obrigatória a instalação.

Título do Documento:

IT – Critérios para implementação do Self Healing via PO – xOMNI



02 111-AD/AD-172d

N.º Documento

Folha 4 de 5



d) Religadores tem que estar instalado corretamente no lado fonte (fase ABC) e lado carga (fases RST);

Obs. Casos os religadores (NF/NA) ainda estejam em processo de instalação/telecontrole e/ou instalados invertidos (lado carga e lado fonte), a solicitação para a instalação do restabelecimento automático pode ser feita, porem a habilitação do PO no xOMNI será feita somente após implementação do telecontrole dos mesmos.

Depois de verificado os equipamentos aptos para implantação do restabelecimento automático, deverá ser aberto chamado para a equipe da concert (via serviços Online AD/AD – Item 8 – suporte automação de rede) com os seguintes dados:

- Nome da Localidade;
- Malha;
- Religador NF;
- Religador NA;
- Tipo de bloco de carga (sede municipal, distrito municipal, bairro, cliente industrial, cliente especial)

5.2 – Fluxo do processo de elaboração dos POs de restabelecimento automático.

- 1) Levantamento de locais candidatos e dos requisitos de automação;
Quem: AD/OP – Planejamento MT
Obs. Caso necessário a AD/OP – Planejamento entrará em contato com as respectivas regionais da MD/XX para verificar local de 2 pré-requisitos:
a) instalação correta do religador no lado fonte do circuito (NA e NF)
b) Alimentação de VCA instalado no lado fonte (NA e NF)
- 2) Confeção das respectivas IO's (conforme documento: "02 111-OMAD-038e-Modelo de IO-PO de Sede Municipal");
Quem: AD/OP – Planejamento MT
- 3) Abertura de chamado para Concert elaborar PO's no XOMNI;
Quem: AD/OP – Planejamento MT
- 4) Elaboração dos PO's no XOMNI;
Quem: Equipe da Concert

Título do Documento:

**IT – Critérios para implementação do Self Healing
via PO – xOMNI**



02 111-AD/AD-172d

N.º Documento

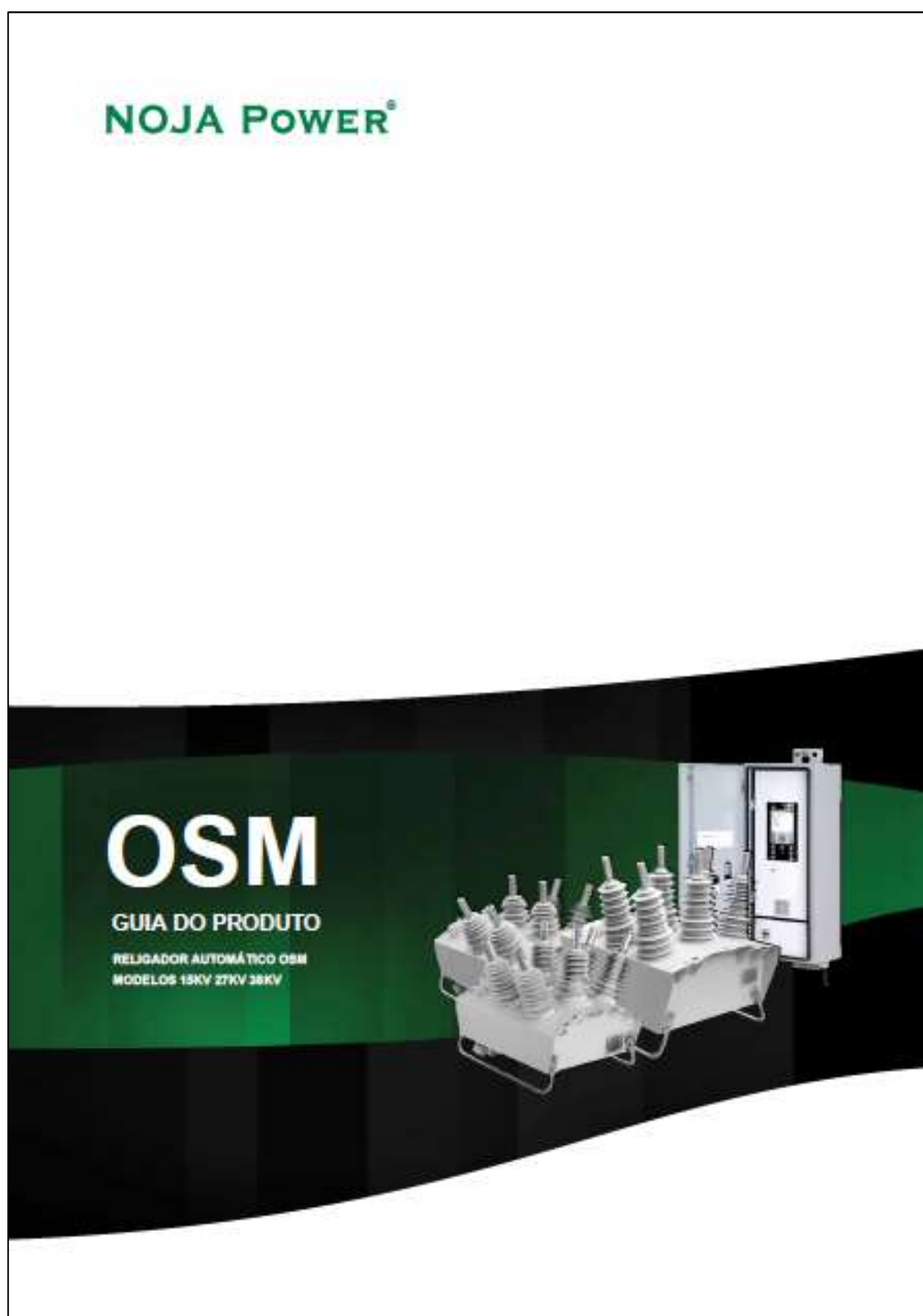
Folha 5 de 5

-
- 5) Aprovação dos PO's no xOMNI e encerramento dos chamados;
Quem: AD/OP – Planejamento MT
Obs. A equipe de Automação AD/AD deverá ser informada com todos os dados do Novos PO (para calculo do indicador de performance do PO – PEAR)

 - 6) Liberação oficial dos PO's para o COD (PO ficará bloqueado, ficando a cargo do COD a liberação para operação).
Quem: AD/OP – Planejamento MT

Obs. Caso existam pendências (instalação correta do religador no lado fonte do circuito (NA e NF) e Alimentação de VCA instalado no lado fonte (NA e NF), O PO ficará desabilitado no xOMNI até a correção dos problemas listados.

Anexo 3 - Guia do Produto Religador Automático OSM Modelos 15kV 27kV 38kV



INTRODUÇÃO

Os religadores automáticos OSM15, OSM27 e OSM38 são projetados para uso em redes de distribuição aéreas e aplicações em subestações de distribuição em classes de tensão até 15kV, 27kV e 38kV respectivamente.

Os tanques OSM são fabricados em aço inox e passam pelo processo de pintura eletrostática adquirindo uma cor cinza claro.

O produto é fornecido completo com a cabine RC de controle e comunicações. O controle RC fornece todas as funções de proteção, registro de dados e comunicações em um único dispositivo. O Religador OSM foi desenvolvido para uso como dispositivo isolado ou pode ser facilmente integrado em sistemas de automação de distribuição e controle remoto usando as suas funcionalidades de comunicações embutidas.

O produto tem sido extensivamente testado por laboratórios independentes para assegurar confiabilidade e longa vida útil sob as mais severas condições ambientais. O religador automático OSM é o único com isolamento em dielétrico sólido que fornece exaustão controlada de arco de falta e as certificações independentes fornecem as verificações deste importante recurso de segurança.



RELIGADOR OSM E CABINE DE CONTROLE E COMUNICAÇÕES RC

O produto utiliza tecnologias desenvolvidas e refinadas durante a última década.

As funcionalidades embutidas para automação de distribuição podem ser usadas com ou sem sistema de comunicação para reduzir o tempo de interrupção e aumentar a rentabilidade da rede elétrica.



OSM15 TRIFÁSICO



OSM27 TRIFÁSICO



OSM38 TRIFÁSICO



OSM15 BIFÁSICO



OSM27 BIFÁSICO



OSM38 BIFÁSICO



OSM15 MONOFÁSICO



OSM27 MONOFÁSICO



OSM38 MONOFÁSICO

VISÃO GERAL

Os Religadores Automáticos OSM15, OSM27 e OSM38 utilizam interruptores à vácuo dentro de pólos isolados em dielétrico sólido abrigados em tanque de aço inox com exaustão de arco de falta. Isto assegura o máximo em vida útil e confiabilidade com sistema totalmente isolado dentro de uma cobertura de alta durabilidade.

A tensão é medida em todas as seis (6) buchas para os dispositivos trifásicos ou em todas as quatro (4) buchas para os dispositivos bifásicos ou nas duas (2) buchas para dispositivos monofásicos. A corrente é medida em todas as três (3) fases ou duas (2) fases ou na única fase através de transformadores de corrente.

O mecanismo do religador é operado por três (3) atuadores magnéticos separados, um por fase. Estes atuadores magnéticos são interligados mecanicamente para garantir a operação trifásica correta. O dispositivo é travado na posição fechado por travas magnéticas. Cada atuador magnético utiliza uma única bobina.

O religador pode ser aberto mecanicamente com uma vara de manobra através do anel de disparo mecânico localizado na base do tanque. A indicação Aberto/Fechado do dispositivo, também localizada na base do tanque, utiliza "ABER" verde para indicar que os contatos estão abertos e "FECH" vermelho para indicar contatos fechados.

O estado do religador também é refletido pelas microswitches conectadas à eletrônica do controle. A placa de circuito impresso onde tais microswitches estão instaladas não possui elementos ativos, o que melhora drasticamente a imunidade a impulsos.

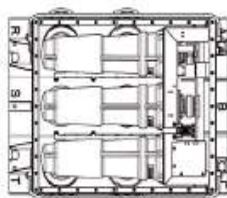
As buchas do circuito principal são fabricadas de borracha siliconada UV-estáveis, fornecendo alto índice de isolamento, que são completadas com acessórios de terminações opcionais.

Os atuadores magnéticos são operados através da energia armazenada por capacitores localizados na cabine de controle RC. Há uma placa de identificação localizada na base do tanque que exhibe as características nominais conforme as exigências da ANSI C37.60. Também há um ponto de aterramento na lateral do tanque.

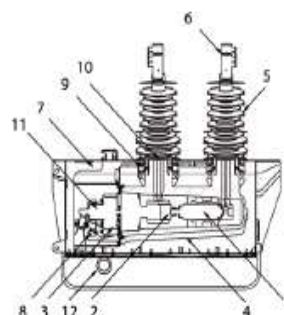
O OSM é fornecido com conectores de latão estanhado em cada bucha. Os conectores de cabo podem ser fornecidos na forma de terminais tipo túnel para cabos de até 260mm² ou terminais chatos padrão NEMA 2 furos.

O diagrama de seção transversal abaixo detalha a configuração do tanque OSM e componentes principais.

1. Interruptores à Vácuo
2. Haste de Abertura
3. Atuador Magnético
4. Cápsula de Resina Aromática de Epóxi
5. Buchas de Borracha de Silicone
6. Conector do Cabo de Controle
7. Tanque de Aço Inoxidável



8. Chaves Auxiliares
9. Transformadores de Corrente
(posição varia com o modelo)
10. Sensores Capacitivos de Tensão
11. Molas de Abertura
12. Anel de Disparo Mecânico



SEÇÃO TRANSVERSAL OSM

CABINE DE CONTROLE & COMUNICAÇÃO RC10 / RC15

A cabine de controle e comunicações RC consiste em um controle microprocessado que fornece as seguintes funções: proteção direcional de sobrecorrente, falta à terra, falta sensível à terra, autoreligamento, medição instantânea, registro de eventos, registrador de demanda e unidade terminal remota (UTR) para controle remoto em um único pacote.

O painel do operador é fornecido com um grande display LCD iluminado e teclado para permitir rápida navegação e controle local. Os menus do painel são apresentados em textos descritivos que facilitam o uso dos operadores e reduzem a curva de aprendizado.

A cabine de controle possui três (3) módulos principais:

- **Painel do Operador** – fornece a interface homem-máquina.
- **O Módulo de Interface com Religador (SIM)** – formado pelo carregador de bateria e capacitores responsáveis por fornecer a energia das operações de abertura e fechamento para o tanque OSM.
- **Módulo do Relé** – fornece as funcionalidades microprocessadas e PDS.

Carregamento flutuante compensado por temperatura é fornecido para baterias chumbo-ácidas seladas localizadas na cabine de controle.

Há espaço reservado para a instalação de equipamentos de comunicação a serem conectados à UTR embutida ou aos módulos I/O.

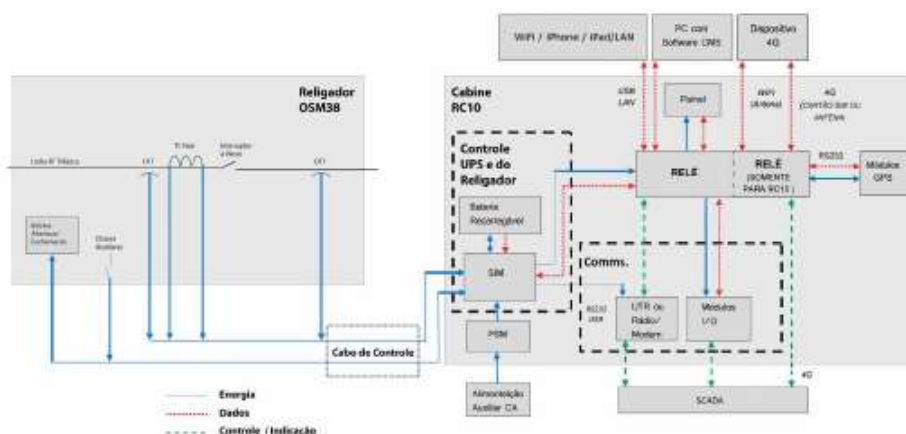
O equipamento foi desenvolvido para que a cabine de



controle RC opere sobre um intervalo de temperatura de -40 a $+55$ graus Celsius com índice IP66.

A cabine é construída em aço inox com pintura eletrostática para uma vida útil longa e livre de manutenções. No teto da cabine há uma camada cerâmica isoladora que permite que redução de 16°C na temperatura interna da cabine quando exposta a $1,1\text{kW}$ de radiação solar.

O ponto de entrada da cabine de controle é protegido por uma estrutura anti-vandalismo e a porta da cabine possui um mecanismo de trava em três pontos, tornando-a extremamente difícil de arrombar.



PROTEÇÃO

O religador automático (RA) é usado como um disjuntor que dispara quando uma falha é detectada e possui uma funcionalidade que permite a restauração automática de energia, baseada na configuração do usuário.

Elementos de proteção e configurações adicionais, como Adição Transitória de Tempo, Pickup de Carga Fria e Restrição de Corrente de Inrush, permitem a personalização eficaz da proteção para coincidir com as características do sistema e para atender à diversas configurações de rede.

O RA inclui a proteção de Sequência de Fase Negativa (NPS), a qual permite a detecção de um condutor rompido. Bloqueio de Carga Viva também está disponível, sendo muito útil na prevenção de realimentação reversa ou dessincronizada de cargas ao serem conectadas à rede principal. O religador também pode ser configurado como um indicador de passagem de falta, colocando-o em Modo de Alarme.

O RA pode ser utilizado como um Seccionizador tradicional. Neste caso, a falta é detectada e contada, mas é interrompida por um equipamento a montante. A NOJA Power adicionou essa funcionalidade, permitindo que o religador realize um disparo de proteção na última contagem, visando reduzir o número de operações do dispositivo a montante.

Os Recursos de Proteção incluem:

- 4 Grupos de Proteção
 - Cada grupo contém ajustes de proteção independentes para cada direção
 - Proteção Direcional de Sobre Corrente e Falta à Terra
 - Proteção de Tempo Inverso
 - Seleção Independente de Curvas para os Sentidos Direto e Reverso
 - 4 x IEC255 Curvas
 - 8 x Curvas ANSI
 - Curvas Definidas pelo Usuário
 - 42 x Curvas Customizadas
 - Proteção de Tempo Definido
 - 0 – 120s
 - Resolução de Tempo 0,01s
 - Elemento Instantâneo de Alta Corrente
 - Proteção Direcional de Falta Sensível à Terra
 - Intervalo de Ajuste de Corrente 1–80A
 - Resolução de Ajuste 0.5A
 - Tempo Definido 0 – 120s
 - Resolução de Tempo 0,01s
 - Elemento de Proteção por Tensão
 - Elemento de Subtensão de
- Fase Balanceada (UV1)
 - Elemento de Subtensão de Linha (UV2)
 - Perda de Alimentação (UV3)
 - Proteção de Afundamento de Tensão (UV4)
 - Sobretensão de Fase (OV1)
 - Sobretensão de Linha (OV2)
 - Sobretensão de Neutro (OV3)
 - Sobretensão de Sequência Negativa (OV4)
 - Elemento de Proteção por Frequência
 - Religamento controlado por tensão com restauração de alimentação permitem implementar a funcionalidade de loop automation.
 - Coordenação de Sequência de Zona, Avanço de Sequência
 - Carga Fria
 - Inrush
 - Adição Provisória de Tempo
 - Permite adicionar atrasos em curvas para automaticamente isolar seções do alimentador sob falta ou graduar corretamente dispositivos em série.
 - Ciclo de Operação
 - Tempos de Religamento
 - Auto Religamento
 - Até 4 disparos para Lockout podem ser configurados pelo usuário, independentemente configuráveis para sobrecorrente, falta à terra, falta sensível à terra e proteção por tensão.
 - Funções Linha Viva & Hot Line Tag
 - Proteção por Harmônicos
 - Automação Avançada: Restauração Automática de alimentação, Transferência de Carga Automática (ACO), Religamento por UV3 e Auto-Sincronismo
 - Lógica Programável Avançada



PAINEL DE CONTROLE LOCAL

CONTROLE REMOTO

O Software de Controle e Gerenciamento (CMS) é um pacote de software executável em PC e é usado para configurar e monitorar o controle RC, tanto em modo local, quanto remotamente. O CMS permite o envio de configurações num equipamento em ambos os modos, local e remoto, incluindo configurações de comunicação e proteção.

Uma interface USB no painel frontal é fornecida para conexão direta do PC ao RC para acesso de engenharia. Além disso, um sistema de controle remoto podem se conectar ao RC através de diversas interfaces que incluem: RS232, USB e Ethernet. Conexões seriais oferecem 300-115200bps nos modos half e full duplex. As portas USB podem ser configuradas para Serial, Wi-Fi e LAN. A porta Ethernet fornece conexão para redes 10/100BaseT e pode ser configurada para WiFi. Além disso, o modelo RC15 garante um ponto de WiFi integrado. O aplicativo da NOJA Power está disponível para download nas lojas da Apple e Android e funcionará em telefones e tablets Android e Apple, fornecendo completo controle local e remoto de todos os produtos conectados a cabine de controle e comunicação RC.

Os protocolos de comunicação DNP3, 2179, IEC61850, IEC60870-5-101 e 104 são fornecidos no produto padrão combinados a nossa habilidade de compilar novos protocolos para atender as especificações dos nossos clientes. A cabine de controle possui espaço para a montagem de um rádio ou modem. A alimentação do rádio é de 12V 20W.

Módulos I/O com oito (8) entradas configuráveis pelo usuário e oito (8) saídas configuráveis pelo usuário podem ser encomendadas como opcionais no controle RC. Até dois módulos I/O podem ser instalados estendendo o número de entradas e saídas para dezesseis.

AUTOMAÇÃO

A Lógica Avançada dos religadores da série OSM permite que os engenheiros implementem expressões lógicas para criar suas operações personalizadas para o RA. Expressões Lógicas avaliadas (verdadeiro/falsa) iniciam ações, ativam pontos SCADA, ligam ou desligam as saídas do I/O e/ou ligam outras expressões adicionais. Existem 32 Canais lógicos e variáveis disponíveis. O Software de Automação de Smart Grid (SGA) da NOJA Power, é um software desenvolvido para PC que permite aos clientes implementar e implantar aplicativos de controle e automação distribuídos simultaneamente em grupos de RAs, em conformidade com o protocolo IEC61499. O Software SGA aumenta significativamente a

flexibilidade dos RAs, simplificando a implementação de redes inteligentes.

MEDIÇÃO

A Tensão é medida em cada uma das buchas e a corrente é medida em cada fase do religador OSM usando sensores capacitivos de tensão acoplados e transformadores de corrente.

Tensão Fase-Terra: Intervalo 0,3-16,0kV, Precisão 1% ou 0,1kV

Tensão Fase-Fase: Intervalo 0,5-27,0kV, Precisão 1% ou 0,1kV

Corrente de Fase: Intervalo 0-800A, Precisão 1% ou 4A

Corrente Residual: Intervalo 0-100A, Precisão 5% ou 0,5A

Potência Ativa, Reativa e Total:

Intervalo 40 - 630A, 4,5-38kV, Precisão 2%

Potência Total, Ativa e Reativa Monofásica e Trifásica:

Intervalo 0-30,000 kW/kVAR/kVA, Precisão 2%

Frequência: Intervalo 46-55Hz, 55-65Hz

Precisão em dF/dT < 0,2Hz/s: 0,025Hz

Intervalo: 46-55Hz, 55-65Hz

Precisão em dF/dT < 0,5Hz/s: 0,05Hz

Fator de Potência: Intervalo 0-1, Precisão 0,02

REGISTRO DE DADOS

Abertura Fechamento (CO) e o Registro de Eventos são acessíveis através do display LCD. Estão inclusos dados críticos de operação como, operações de abertura e fechamento, tipos de falta, fase e nível de pico da corrente de falta. Registros de Eventos são marcados com uma estampa de tempo numa resolução de 1ms, a qual garante informações adicionais como, um registro completo de todo o histórico de operações, incluindo, mudanças de configuração, histórico de operações e faltas. O Registro de Operações inclui um histórico de 50 círculos antes do disparo, para permitir a análise da propagação da falta.

REGISTROS DO PERFIL DE CARGA

O Perfil de Carga é registrado em intervalos de 1, 5, 10, 15, 30, 60 ou 120 minutos, configurável pelo usuário. Até 10000 eventos podem ser armazenados na memória, o que corresponde a um período de 417 dias, com período de integração de 60 minutos. O CMS pode ser usado para transferir e plotar os dados.



CONTENÇÃO DE ARCO DE FALTA

O Religador Automático NOJA Power atende às normas de contenção e exaustão de arco de falta. Se uma falha ocorrer, o arco interno é contido e quaisquer gases gerados são eliminados com segurança.

O projeto de contenção e exaustão de arco de falta da NOJA Power atende as exigências da IEC62271-200 Cláusula 6.106 e Anexo AA; A linha de religadores OSM NOJA Power oferecem isolamento em sólido dielétrico e foram projetados e testados para oferecer esta importante característica de segurança.

Os religadores da linha OSM da NOJA Power usam isolamento dielétrico sólido em vez do gás prejudicial ao meio ambiente hexafluoreto de petróleo ou de enxofre (SF6), os quais eram usados em produtos mais antigos. O invólucro de aço inoxidável de forma a única unidade dielétrico sólido com arco controlado de ventilação no mercado.



TESTE DA CONTENÇÃO DO ARCO INTERNO



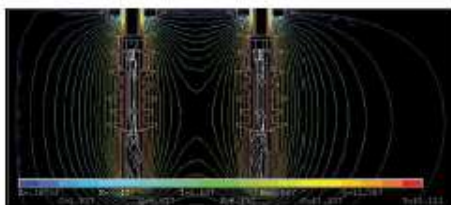
PROJETO DE CONTENÇÃO E EXAUSTÃO DO ARCO DE FALTA



LABORATÓRIO DE ALTA CORRENTE DO KEMA



CERTIFICADO DE ENSAIO DE TIPO DO KEMA



ANÁLISE DE ELEMENTOS FINITOS

ANÁLISE DE ELEMENTOS FINITOS

A linha de religadores OSM NOJA Power obteve sucesso nos testes de contenção e exaustão de arco de falta e atende às especificações. A análise de elementos finitos (FEA) em sistemas de isolamento é conduzida utilizando ANSYS para otimizar e minimizar os estresses elétricos dentro do material de isolamento sólida.

Análise FEA trata das seguintes questões:

- Descargas Parciais
- Resistência a Impulsos
- Longevidade Devido a Degradação Superficial

CERTIFICAÇÃO DE QUALIDADE E AMBIENTAL

A NOJA Power é comprometida com a prática de qualidade, segurança e responsabilidade ambiental nos seus serviços e foi certificada nos seguintes padrões: AS/NZS ISO 9001, AS/NZS ISO 14001, AS/NZS 4801 e OHSAS 18001.

O religador automático da NOJA Power é livre de SF6 e usa uma isolamento em sólido dielétrico, o que mostra uma importante iniciativa, visando reduzir os impactos ao meio ambiente. As chaves que utilizam gás SF6 possuem um potencial de aquecimento global 23.900 vezes maior do que o CO2. Dessa forma, selecionando os produtos livres de SF6 da NOJA Power, as concessionárias reduzem consideravelmente os danos ambientais.

Os religadores OSM da NOJA Power foram submetidos a ensaios de tipo completos por consultores independentes DNV KEMA. O religador OSM38, por exemplo, foi testado para desempenho elétrico incluindo ciclo de interrupção a 12,5kA, chaveamento de carga a 630A, carregamento de cabo, carregamento de linha, suportabilidade dielétrica incluindo 170kV NBI através dos contatos do interruptor e 195kV NBI fase-fase e fase-terra, tensão aplicada a seco e molhado, aquecimento e teste de operações mecânicas.

INTEROPERABILIDADE

A cabine de controle da NOJA Power garante opções flexíveis de comunicação para softwares SCADA e possui o Software de Controle e Gerenciamento (CMS), com o qual os engenheiros podem se comunicar via serial, modem, Ethernet, fibra óptica e links de redes móveis.

Atualmente existem duas cabines de controle disponíveis, RC e RC15. O Relé RC inclui 3 portas USB, uma porta RS-232 e uma porta LAN/Ethernet. As portas podem ser usadas para comunicação de muitos tipos de interface, tais como, RS485, RS-232, ETHERNET, GSM e modems GPRS. Um roteador Wireless também pode ser conectado nas portas LAN ou USB.

O módulo relé RC15 possui novas funcionalidades, as quais incluem, acessos Wi-Fi para conexão de Tablet/ Dispositivos Móveis/Notebooks, um modem celular 4G para conexões através de redes móveis e também sincronização GPS para uma aquisição de localização e histórico de tempo mais precisos.

Os acessórios fornecem ampla gama de opções para SCADA e acesso de engenharia à cabine de controle RC. Todos os acessórios USB aprovados são projetados para trabalhar dentro do intervalo de temperatura do controle RC – de 40°C até + 55°C.

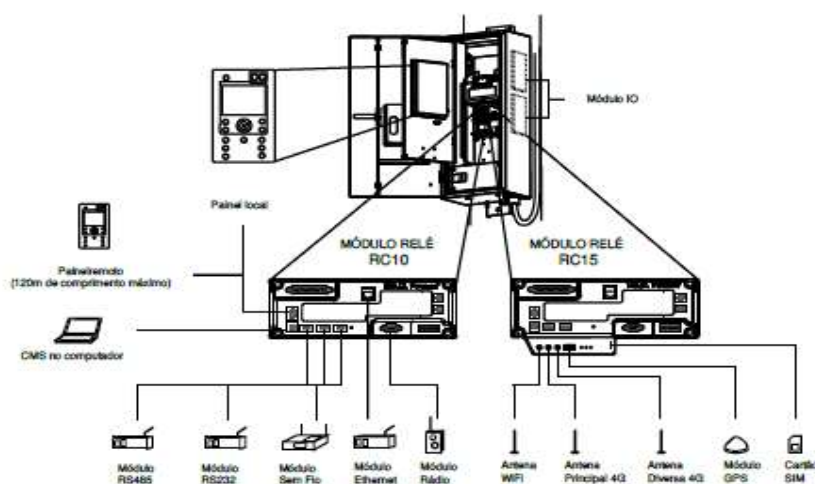
As funcionalidades do controle RC podem ser estendidas através do uso de expressões lógicas internas, entradas digitais do módulo Relé e até dois módulos I/O Adicionais.



2 X MÓDULO I/O OPCIONAL

Até dois módulos de entradas e saídas digitais (GPIO) podem ser fornecidos com a cabine RC como opcionais. Cada módulo I/O possui oito entradas opto-acopladas e oito saídas de contato seco com contatos normalmente fechados e normalmente abertos. Os módulos podem ser usados para controlar e monitorar equipamentos externos, implementar funcionalidades de automação e fornecer I/O remoto quando as funcionalidades SCADA embutidas não estão sendo utilizadas.

O software CMS é usado para criar as expressões lógicas, programar os módulos I/O e as entradas locais do módulo relé usando sinais disponíveis de controle e de indicação. O CMS também é usado para criar um subconjunto dos pontos de dados, os quais estão disponíveis para serem usados na configuração dos Protocolos.



SEGURANÇA DE CAMPO

O Religador Automático NOJA Power vem com um software app gratuito que aumenta a segurança do trabalho dos engenheiros de campo por permitir o controle remoto sem fio.

O aplicativo da NOJA Power está disponível para download nas lojas da Apple e Android e funcionará em telefones e tablets Android e Apple, fornecendo completo controle local e remoto de todos os produtos conectados a cabine de controle e comunicação RC. Podem se comunicar com o Religador Automático via link Wi-Fi (RC10) ou um ponto de Acesso Wi-Fi (RC15)

O uso do app aumenta a segurança pois os engenheiros de campo não mais precisam realizar tarefas perigosas geralmente sob tempo ruim, distantes do solo e próximos a cabos que carregam dezenas de milhares de volts.

Disponível para os telefones e tablets Android, iPhone®, iPod touch®, iPad® ou iPad mini®, o App Recloser comunica-se com o Controle RC da NOJA Power via conexão TCP/IP.

O App é capaz de configurar e reter o endereço IP fixo e número de porta para cada religador, que então é armazenado em uma lista de dispositivos que identifica cada unidade com um nome ou código. Os engenheiros então podem selecionar, configurar, controlar e interrogar qualquer religador da lista através de conexões via linha física, FPRS, WiMax ou Wi-Fi.

O App é capaz de configurar e reter o endereço IP fixo e número de porta para cada religador, que então é armazenado em uma lista de dispositivos que identifica cada unidade com um nome ou código. Os engenheiros então podem selecionar, configurar, controlar e interrogar qualquer religador da lista através de conexões via linha física, FPRS, WiMax ou Wi-Fi.

Os engenheiros serão capazes de ler as correntes de fase e tensões de fase (tensões em todas as seis buchas), frequência, potência, fator de potência,



APP REMOTO DO RELIGADOR NOJA POWER

direção do fluxo de potência e medidas de energia.

Além disso, o app também permite aos engenheiros de campo controlar as funcionalidades do Religador tais como Abrir/Fechar, Local/Remoto, Grupo de Proteção Ativo, Proteção On/Off, Auto Religamento On/Off, Linha Viva On/Off, Falta a Terra On/Off e outras.

direção do fluxo de potência e medidas de energia.

Além disso, o app também permite aos engenheiros de campo controlar as funcionalidades do Religador tais como Abrir/Fechar, Local/Remoto, Grupo de Proteção Ativo, Proteção On/Off, Auto Religamento On/Off, Linha Viva On/Off, Falta a Terra On/Off e outras.



APP REMOTO DO RELIGADOR NOJA POWER



TELAS DO APP REMOTO DO RELIGADOR NOJA POWER

SOFTWARE DE QUALIDADE DE ENERGIA

O Software de Qualidade de Energia da NOJA Power (PQS) automatiza a análise dos dados capturados pelos Religadores Automáticos OSM NOJA Power (ACR) e controles RC associados, permitindo que os engenheiros entendam rapidamente os problemas na rede.

O PQS permite aos engenheiros monitorar harmônicos causados por:

- Sistemas de microgeração tais como painéis domésticos fotovoltaicos (PV)
- Carregamento de veículos elétricos
- Motores Elétricos
- Produtos de consumo baseados em semicondutores

O PQS permite às concessionárias monitorar a Qualidade de Energia e atender aos padrões de regulação, evitando assim penalidades e protegendo a infraestrutura no evento dos harmônicos excederem um limite predeterminado. O software também é uma ferramenta valiosa para empresas que desejam checar que as operações internas não estão injetando harmônicos na rede nem arriscando danificar seus próprios ativos através de harmônicos.

Oscilografia

O RC pode capturar uma oscilografia da forma de onda quando um evento específico ocorre tal como um disparo ou um fechamento. A quantidade de forma de onda capturada antes do disparo pode ser configurada pelo usuário. Isto vai de 0 a 80% da captura antes do ponto de disparo. Os dados podem ser usados para analisar as flutuações na qualidade de energia.

Dados capturados podem ser armazenados na memória flash interna ou drive USB externo. Os arquivos de oscilografia capturados são salvos no sistema de arquivos no formato COMTRADE IEEC STD C57.111-1999.

Interrupções de Longa e Curta Duração

O RC armazena informações relacionadas a interrupções de longa e curta duração. Esta informação é usada para calcular SAIDI (Índice de Duração Média de Interrupção do Sistema), SAIFI (Índice de Frequência Média de Interrupção do Sistema) e MAIFI (Índice de Frequência Média Momentânea). Ambas as interrupções de longa e curta duração são baseadas na Detecção de Perda de Alimentação (LSD).

Coleta de informação de interrupções de longa e curta duração para cálculo do SAIDI, SAIFI e MAIFI.



REGISTRO DE HARMÔNICOS DO PQS

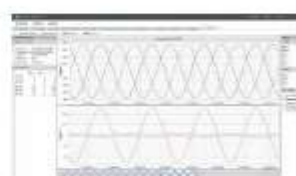


GRÁFICO DE SOBRE CORRENTE DO PQS



GRÁFICO DE CORRENTE HARMÔNICA DO PQS

Harmônicos

Os harmônicos são ondas cuja frequência são múltiplos da frequência fundamental. O RC mede a Distorção Harmônica Total (THD), Distorção da Demanda Total (TDD) e tensão e correntes harmônicas até o 15º harmônico.

Possui capacidade até o 15º harmônico (740Hz). Medição de corrente até 1000A. Dados dos harmônicos são amostrados ao longo de 64 ciclos e disponibilizados a cada 32 ciclos.

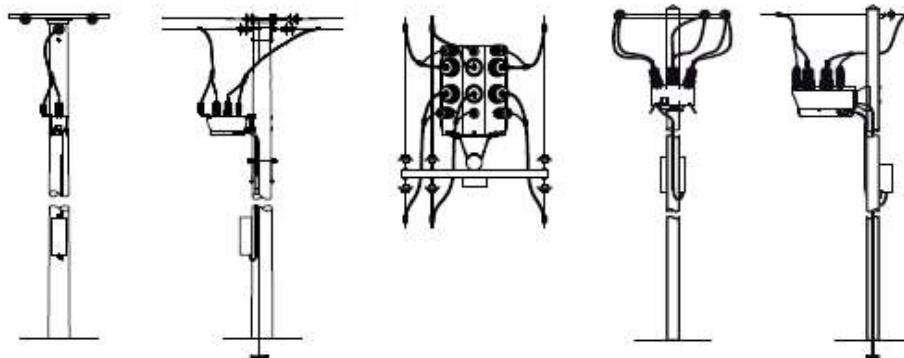
Afundamento e Elevação

O RC registra variações na tensão (afundamentos e elevações) que ocorrem fora do período de tempo configurado pelo usuário. Tensão de afundamento e elevação são baseadas nas tensões fase-terra.

Dados de harmônicos e registros de interrupções de longa e curta duração e afundamento/elevação podem ser transferidos para uma memória USB no formato IEEE P1159.3 PQDIF.

O PQS está disponível para todos os usuários dos religadores OSM NOJA Power, gratuitamente.

INSTALAÇÃO

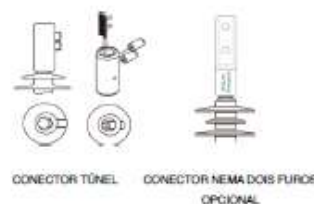


ESQUEMA MONOFÁSICO DE MONTAGEM EM POSTE

CONECTORES DE TERMINAIS

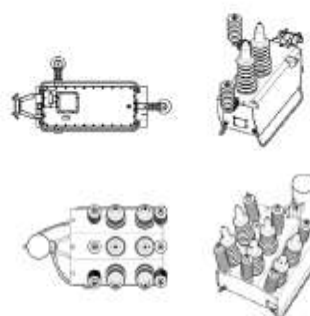
ESQUEMA TRIFÁSICO DE MONTAGEM EM POSTE

- O condutor de aterramento principal deve ser do tanque diretamente à malha de aterramento, com derivação para o ponto dedicado na cabine de controle RC. Um cabo de aterramento de no mínimo 35mm² deve ser utilizado.
- Cada terminal de AT da Série OSM300 possui um conector de latão estanhado na extremidade, com as seguintes opções para a conexão de cabo:
 - Terminal tipo túnel adequado para cabos com tamanhos de 40mm² a 260mm². Os cabos são presos nos conectores através de dois parafusos hexagonais.
 - Terminal tipo NEMA 2 furos fornecidos com parafusos e arruelas em aço inox.
- Suportes para montagem em poste e para pára-raios são fornecidos como padrão.
- Detalhes completos de instalação são fornecidos no Manual do Usuário, este diagrama apenas ilustra uma configuração típica de instalação.
- Conectores Dead-Break podem ser utilizados ao invés das buchas convencionais. O conector deve ser de interface Tipo C para DIN EN 50181.

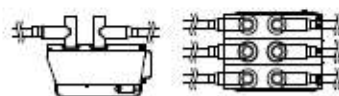


CONECTOR TÚNEL

CONECTOR NEMA DOIS FUROS OPCIONAL



RELIGADOR OSM66 MONOFÁSICO & TRIFÁSICO



CONECTORES DO TIPO DEAD-BREAK NOS RELIGADORES OSM

NOJA POWER®

Código	OSM15-16-800-310	OSM27-12-800-310	OSM38-12-800-300	OSM38-16-800* ¹
Modelo de fabricação	311/312/310 ¹	311/312/310 ¹	311/302/300 ¹	301/302/300 ¹
Medição de Corrente	3 x Transformadores de Corrente ²	3 x Transformadores de Corrente ²	3 x Transformadores de Corrente ²	3 x Transformadoras de Corrente ²
Medição de Tensão	6 x Sensores Capacitivos ²	6 x Sensores Capacitivos ²	6 x Sensores Capacitivos ²	6 x Sensores Capacitivos ²
Tipo de Controle	RC	RC	RC	RC
Tensão Máxima Nominal	15,5kV	27kV	38kV	38kV
Corrente Contínua Nominal	800A	800A	800A	800A
Capacidade de Religamento RMS	16kA	12,5kA	12,5kA	16kA
Capacidade de Religamento Pico	40kA	31,5kA	31,5kA	40kA
Capacidade de Interrupção	16kA	12,5kA	12,5kA	16kA
Operações à Plena Carga / Mecânicas	30,000	30,000	30,000	30,000
Operações de Interrupção de Falta	70	70	70	70
Corrente Suportável por Curta Duração	16kA/3s	16kA/3s	12,5kA/3s	16kA/3s
Principal Capacidade de Interrupção	800A	800A	800A	800A
Corrente de Carregamento de Cabo	25A	25A	40A	40A
Corrente de Carregamento de Linha	10A	5A	5A	5A
Impulso Suportável Fase-Terra & Fase-Fase	110kV	150kV	195kV	200kV
Impulso Across the Interrupter	110kV	150kV	170kV	170kV
Tensão Aplicada Fase-Terra (Seco)	50kV	60kV	70kV	70kV
Tensão Aplicada nos Interruptores	50kV	60kV	70kV	70kV
Temperatura Ambiente	-40°C a +55°C	-40°C a +55°C	-40°C a +55°C	-40°C to +55°C
Umidade	0-100%	0-100%	0-100%	0-100%
Altitude*	3000m	3000m	3000m	3000M
Peso do Tanque	100kg	109kg	150kg	150kg

1. Opção de TCs adaptados para DEF de 100mA DEF está disponível para todos os tanques
2. OSM15-16-800-311, OSM27-12-800-311, OSM38-12-800-301, OSM38-16-800-301 (Relizador Automático MonoBloco) 1 x Transformadores de Corrente, 2x Sensores Capacitivos
OSM15-16-800-312, OSM27-12-800-312, OSM38-12-800-302, OSM38-16-800-302 (Relizador Bistável) 2 x Transformadores de Corrente, 4 x Sensores Capacitivos
3. OSM38-16-800 tested at 40.5kV for interruption
4. Altitudes superiores a 1000m devem ser corrigidas de acordo com a ANSI C37.60-2012

<p>NOJA POWER AUSTRALIA ESCRITÓRIO CORPORATIVO & FÁBRICA</p> <p>NOJA Power Switchgear Pty Ltd 16 Archimedes Place, Murrumbidgee Brisbane Qld 4172 Australia</p> <p>Telefone: +61 (7) 3907 3777 Fax: +61 (7) 3399 6777 Email: sales@nojapower.com.au Web: www.nojapower.com.au</p>	<p>NOJA POWER BRAZIL ESCRITÓRIO & FÁBRICA</p> <p>NOJA Power do Brasil Ltda Avenida Pierre Simon de Laplace, 764 Techno Park – Campinas – SP CEP 13069-301, Brasil</p> <p>Telefone: +55 (19) 3293 0041 Fax: +55 (19) 3283 0041 Email: vendas@nojapower.com.br Web: www.nojapower.com.br</p>	<p>NOJA POWER CHILE ESCRITÓRIO DE VENDAS</p> <p>NOJA Power SpA Ramón Subercaseaux 1268, Of 1206, San Miguel, Santiago, Chile</p> <p>Telefone: +56 (2) 2897 9649 Email: sales@nojapower.cl Web: www.nojapower.cl</p>	<p>NOJA POWER EUROPE ESCRITÓRIO DE VENDAS</p> <p>NOJA Power Switchgear Pty Ltd Adolfstrasse 39, 53111, Bonn, NRW, Germany</p> <p>Telefone: +49 (0) 228 8236 9408 Email: sales@nojapower.eu Web: www.nojapower.eu</p>	<p>NOJA POWER UK ESCRITÓRIO DE VENDAS</p> <p>NOJA Power Limited 4 Stalyhill Drive, Stalybridge Cheshire SK 15 2TR United Kingdom</p> <p>Telefone: +44 (0) 1457 764538 Email: sales@nojapower.co.uk Web: www.nojapower.co.uk</p>	<p>NOJA POWER USA ESCRITÓRIO DE VENDAS</p> <p>NOJA Power LLC 5065 Timberbridge Ln. Alpharetta, Georgia 30022 United States of America</p> <p>Telefone: +1 (971) 404 9039 Email: sales@nojapower.com Web: www.nojapower.com</p>
--	---	--	---	--	---

Distribuidor:



Faça o Scan
para ver o
website da
NOJA Power

NOJA Power® e OSM® são marcas registradas de NOJA Power Switchgear Pty Ltd. Este documento é protegido e fornecido para usuários e distribuidores dos produtos de NOJA Power Switchgear. Toda outra informação de propriedade intelectual de NOJA Power Switchgear e não deve ser copiada ou reproduzida de qualquer forma, total ou parcialmente, sem permissão escrita de NOJA Power Switchgear. NOJA Power® e OSM® são marcas registradas de NOJA Power Switchgear e não deve ser reproduzida ou usada de forma alguma sem autorização escrita. A NOJA Power Switchgear aplica uma política de desenvolvimento contínuo e reserva para si o direito de alterar produtos sem aviso prévio. NOJA Power Switchgear não se responsabiliza por perdas ou danos resultantes de ações ou omissões de ações baseadas em informações contidas neste Manual do Usuário.

NOJA-580-06