

GUILHERME PEREIRA BORGES	Daimon Engenharia e Sistemas	guilherme.borges@daimon.com.br
Leonardo Henrique Tomassetti Ferreira Neto	Daimon Engenharia e Sistemas	lferreira@daimon.com.br
Fabio Romero	Daimon Engenharia e Sistemas	fabio.romero@daimon.com.br
Marcelo Pek Di Salvo	Daimon Engenharia e Sistemas	marcelo.salvo@daimon.com.br
Jarbas Barros Vilar	Companhia Energética de Pernambuco	jarbas.vilar@celpe.com.br
Alberico Antonio Pires da Silva Junior	Companhia Energética de Pernambuco	alberico.pires@celpe.com.br
Alden Uehara Antunes	Daimon Engenharia e Sistemas	alden.uehara@daimon.com.br
Andre Meffe	Daimon Engenharia e Sistemas	andre@daimon.com.br

Desenvolvimento de um sistema de medição de dados elétricos baseado no conceito Smart Grid visando a melhoria da gestão técnica de redes de média tensão

Palavras-chave

Correção de Demanda
Fluxo de Carga
Localização de Faltas
Localização de Fraude
Sistemas de Distribuição
SmartGrid

Resumo

A qualidade das medições na rede de energia elétrica influenciam fortemente na qualidade das avaliações relevantes no que se refere ao desempenho técnico-operacional dos sistemas de distribuição de energia elétrica, tais como condições de qualidade da energia, localização de pontos de fraude, desequilíbrio de carga, entre outros. Em sua grande maioria, nas distribuidoras brasileiras, as grandezas elétricas de todo o sistema são estimadas a partir de uma quantidade restrita de dados, frequentemente obtidos na saída do alimentador (subestação). Entretanto, aproveitando o avanço da integração entre redes de energia elétrica, tecnologias de medição digital, sistemas de comunicação e controle e os incentivos do governo brasileiro para que as distribuidoras implementem o conceito de *Smart Grid* (“redes inteligentes”) nas redes de energia elétrica, a CELPE (Companhia Energética de Pernambuco) e a Daimon Engenharia e Sistemas, estiveram em parceria em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento que objetivou desenvolver um sistema inteligente de medição, transmissão e armazenamento de dados elétricos contribuindo assim para a melhoria do gerenciamento e controle das redes de distribuição de média tensão.

1. Introdução

De forma a garantir a efetiva qualidade no fornecimento da energia com segurança e continuidade do serviço as distribuidoras de energia elétrica realizam investimentos na gestão eficiente do sistema de energia elétrica (geração, transmissão e distribuição). Neste sentido, em âmbito mundial as companhias de energia elétrica vêm destinando esforços na implementação do conceito de “rede inteligente” denominado em inglês de *Smart Grid*.

A rede inteligente apresenta um conceito amplamente desenvolvido e conta com diversos dispositivos interligados, tais como medidores, sensores, controladores e equipamentos micro processados instalados nos sistemas elétricos, permitindo que modernos elementos de telecomunicação se unam à tradicional infraestrutura da rede elétrica dando subsídios para ações de supervisão, monitoramento e gerenciamento do sistema de energia de forma eficiente e em tempo real, trazendo melhorias significativas na segurança, confiabilidade e eficiência.

Este tipo de rede possui como principal característica a capacidade de executar continuamente o seu próprio diagnóstico, podendo estabelecer condições adequadas de balanço de suas cargas, analisando, localizando e respondendo em tempo real às necessidades das condições de operação do sistema, sendo capaz de adequar ou restabelecer os componentes de rede ou das áreas afetadas por alguma condição incomum utilizando o mínimo de intervenção humana e, portanto, contribuindo para manter a confiabilidade, a segurança, a qualidade da energia e a eficiência da rede elétrica.

Com a utilização do conceito de rede inteligente, o sistema pode fornecer informações em tempo real (*online*) do seu desempenho. Estes dados são de grande utilidade para diferentes setores das concessionárias de energia, sobretudo para o planejamento e operação do sistema. Entretanto, pelo fato do *Smart Grid* ser um conceito recente se faz necessário desenvolver maneiras técnico e economicamente viáveis para sua utilização.

Fundamentado neste conceito apresentado de rede inteligente, este artigo apresenta e discute o desenvolvimento de um sistema de medição inteligente que integra tecnologias de comunicação, técnicas matemáticas e desenvolvimento de *software* de gerenciamento e planejamento do sistema de distribuição de energia elétrica visando contribuir com melhorias significativas no monitoramento e controle da rede. Este sistema viabiliza a transferência instantânea dos dados elétricos permitindo sua utilização em tempo real ou armazenamento em banco de dados, abrindo um vasto campo de perspectivas de automação e melhoria no tratamento de tópicos avançados de proteção, qualidade da energia, perdas não-técnicas e planejamento.

Com mais de 3,3 milhões de clientes, a CELPE fornece energia elétrica a mais de 184 municípios do estado de

Pernambuco e buscando sempre melhorar os índices de desempenho técnico da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), ela se mantém atualizada com novas tecnologias na telecomunicação, distribuição e manutenção, contribuindo para elevar os índices de qualidade no fornecimento de energia elétrica.

2. Desenvolvimento

Motivações

Em geral, os sistemas utilizados no gerenciamento das redes de distribuição operam segundo uma limitação, visto que todos os aplicativos de simulação disponíveis se baseiam em dados inferidos de demanda dos transformadores de distribuição. Normalmente, esses dados são estimados e corrigidos com base em um único valor de medição existente na saída do alimentador (subestação). Desta forma, o projeto consistiu no desenvolvimento de um sistema de medição que permite a compatibilização de dados oriundos de uma quantidade restrita (porém eficaz do ponto de vista técnico e econômico) de conjuntos de medição instalados em pontos estratégicos da rede de média tensão, permitindo estimar com maior precisão, valores de interesse em qualquer barra ou trecho dos circuitos analisados a partir destes pontos de medição (BORGES; ROMERO; DI SALVO, 2012).

Assim, beneficiado pela utilização de dados de medição em tempo real, o sistema desenvolvido permite realizar simulações muito mais precisas da rede elétrica de média tensão por meio de um conjunto de *software* e aplicativo (Figura 1). Entre as simulações desenvolvidas, cabe destacar:

- i. melhorias consideráveis nos métodos para cálculo de fluxo de potência da rede (baseados em algoritmos de análise nodal (“Gauss Desequilibrado”) e no método de Varredura Direta-Inversa (FBS – *Forward-Backward Sweep*) (BORGES; ROMERO; ANTUNES; MEFFE, 2011a) , considerando os diversos pontos de medição ao longo do alimentador e eventuais conexões de geração distribuída;
- ii. novo método de correção de demanda nas redes de distribuição de energia elétrica que emprega os dados coletados de medidores instalados em pontos estratégicos para aprimorar seus resultados;
- iii. ferramenta de apoio à localização dos trechos de rede com maior incidência de furto de energia;
- iv. ferramenta de apoio à localização de faltas em circuitos;
- v. ferramenta de apoio à localização dos trechos de rede com maior desequilíbrio de carga;
- vi. estimador de condições de qualidade de energia;
- vii. ferramenta de análise dos indicadores de conformidade (DRP e DRC).

Portanto, tendo como hipótese a necessidade de melhoria no conhecimento e na avaliação do comportamento dos sistemas de distribuição e dadas as funcionalidades destacadas acima, conclui-se que este trabalho traz um avanço efetivo no gerenciamento e planejamento de redes, visto que permite superar as limitações associadas à falta de medições e estimativa da demanda dos transformadores.

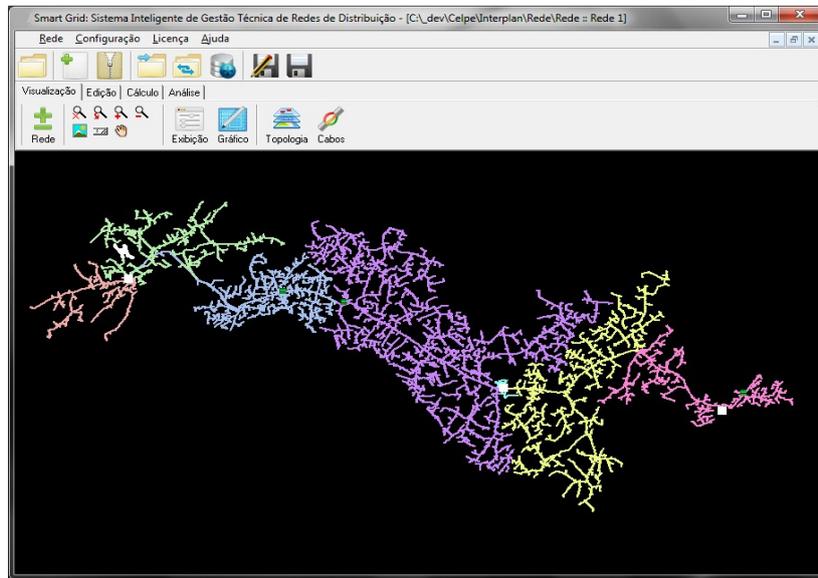


Figura 1 - Tela inicial do software do Sistema Inteligente de Gestão Técnica de Redes de Distribuição

Metodologias

Dentre as etapas de desenvolvimento do sistema de medição inteligente, este artigo aborda e discute com mais detalhes o desenvolvimento de duas das sete metodologias que permitem conceber um conjunto de funcionalidades específicas aplicadas ao gerenciamento dos sistemas de distribuição, sendo elas, as análises de fraude e de localização de faltas por zona de atuação dos medidores, considerando diversos pontos de medição.

- Sistema de medição, armazenamento e gerenciamento de dados elétricos:

O sistema de medição, Figura 2, é constituído por um conjunto de equipamentos instalados em um alimentador piloto de média tensão. Cada equipamento – denominado “conjunto de medição” – contém transformadores de potencial e corrente, chaves seccionadoras, para-raios, medidores eletrônicos, conversores de mídia e equipamentos para telecomunicação. Estes conjuntos de medição instalados em pontos estratégicos do alimentador e associados ao sistema de telecomunicação, armazenamento e gerenciamento de dados, tem capacidade de viabilizar a aquisição contínua – em tempo real – de dados elétricos (tensões de fase, correntes elétricas de circulação nas fases, fator de potência, potência ativa e reativa, entre outras) e/ou o armazenamento de tais informações em um banco de dados específico. Por fim a “Estação de Trabalho” refere-se ao(s) computador(es) que contém o *software Smart Grid*, “Aplicação de Comunicação e Armazenamento” se refere ao aplicativo ACAAM e “MUX” é o servidor de dados.

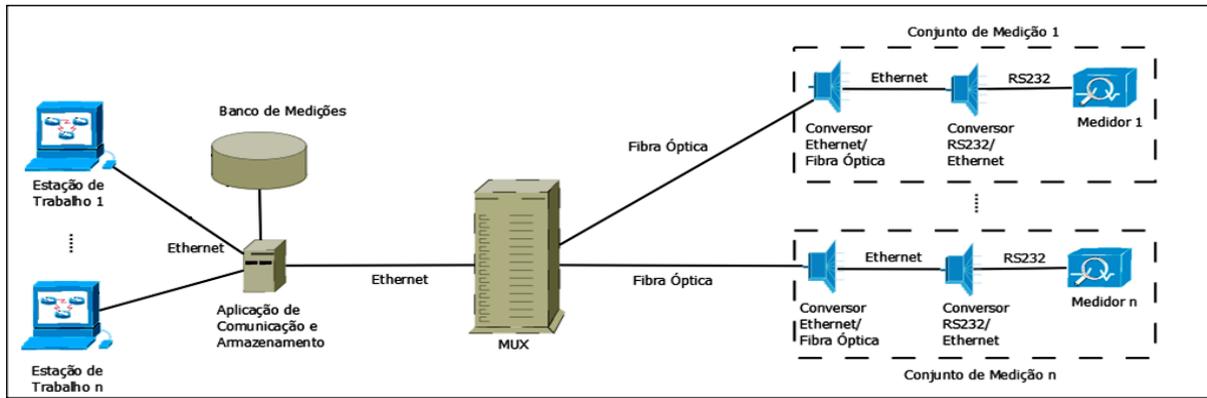


Figura 2 - Sistema de Integração das informações do Medidor com o Centro de Operações

Como critério para definição do alimentador candidato à instalação dos conjuntos de medição, foram avaliados aqueles com alto grau de desequilíbrio de cargas, índice de perdas comerciais relevante e proximidade da rede de fibra ótica da Celpe. Seguindo tais critérios, foi escolhido o alimentador RDE-01C3 pertencente à subestação Rio Doce (sigla operacional RDE).

A Subestação Rio Doce supre parte dos municípios de Olinda e Paulista, tendo elevada importância no suprimento energético de populosos bairros na Zona Norte da Região Metropolitana do Recife. É uma instalação conectada diretamente ao barramento de 69 kV da CHESF na subestação de Mirueira e possui 32,5 MVA de potência instalada para atendimento às cargas de seus quatro alimentadores de média tensão.

Já o alimentador RDE-01C3, Figura 3, é atendido pela Subestação Rio Doce e possui potência instalada, entre transformadores de distribuição (112) e particulares (14), de 8.475 kVA e fluxo de energia mensal em torno de 2 GWh. O total de clientes atendido por este circuito passa de 11.500 unidades consumidoras.

Para determinação dos pontos de instalação dos conjuntos de medição ao longo do alimentador, foram avaliados os trechos da rede com um certo grau elevado de desequilíbrio, perdas comerciais elevadas, derivações de ramais que atendam consumidores de porte elevado, entre outros (BORGES; ROMERO; ANTUNES; MEFFE, 2011b).



Figura 3 - Subestação Rio Doce, alimentador RDE- 01C3.

Quanto aos mecanismos de telecomunicação utilizados, estes viabilizam a transmissão de informações a uma central (servidor de dados) como demonstrado na Figura 2. Entre as diversas tecnologias de comunicação atualmente empregadas, foram adotadas o GPRS e a fibra ótica, em virtude principalmente da fácil disponibilidade desses dois tipos de tecnologias no alimentador piloto selecionado.

Desenvolveu-se um Aplicativo Computacional de Aquisição e Armazenamento de Medições (ACAAM) (CARARETO, 2014) que tem por finalidade prover comunicação entre o aplicativo cliente *Smart Grid* e os medidores instalados no sistema de distribuição de energia da CELPE, possibilitando requisição de medidas de campo e armazenagem de valores medidos em banco de dados. Esse aplicativo está hospedado em um servidor que atende tanto a requisições de medidas instantâneas realizadas por medidores como também às requisições de leituras em banco de dados.

A interface homem-máquina do ACAAM, permite a parametrização e diagnóstico de funcionamento do mesmo, e é disponibilizada via página web podendo ser visualizada por um navegador web. As páginas dessa interface permitem verificar a lista de medidores cadastrados, edição de medidores, cadastro de novo medidor, além de permitir verificar a lista de equipamentos cadastrados, editar e cadastrar equipamentos bem como de atribuir equipamentos a medidores.

Destaca-se que, desde que os equipamentos de medição tenham as mesmas características dos equipamentos utilizados, outros poderão ser agregados ao ACAAM.

Após a concepção do sistema de medição, armazenamento e gerenciamento de dados elétricos, o próximo passo consistiu na concepção de um modelo de cálculo elétrico que fosse adequado a disponibilidade de medições.

- Especificação de um modelo de cálculo elétrico fundamentado na disponibilidade de medições em diversos pontos da rede de distribuição:

Os atuais modelos de fluxo de potência aplicados às redes de distribuição apresentam certas limitações, dentre as quais cabe ressaltar as dificuldades de caracterização da demanda dos diversos pontos de carga (transformadores de distribuição e transformadores de consumidores primários); a não consideração da existência de um desequilíbrio da carga mais pronunciado, característica dos sistemas de distribuição; a existência de uma única fonte de aquisição de medições da rede (medidor da subestação) bem como redes de média tensão exclusivamente radiais (CARVALHO, 2006).

Todavia, há uma nítida tendência atual de expansão de conexões de unidades de geração distribuída. Desta forma, no Projeto desenvolvido pela Celpe especificou-se um modelo de fluxo de potência trifásico desequilibrado aplicado a redes de distribuição de média tensão levando em conta a maior disponibilidade dos dados de medição do alimentador, eventuais conexões de geração distribuída e rede com alto grau de desequilíbrio.

- Concepção de um conjunto de funcionalidades específicas aplicadas ao gerenciamento dos sistemas de distribuição.

O sistema de medição, armazenamento e gerenciamento de dados elétricos desenvolvido no Projeto viabilizou a concepção de um conjunto relevante de funcionalidades aplicadas a diversas atividades das distribuidoras. Em

particular, foram pesquisados e desenvolvidos algoritmos específicos para automação das seguintes aplicações:

a) Ferramenta de apoio à indicação de possíveis locais com maior incidência de furto de energia bem como apoio à definição de pontos da rede com maior desequilíbrio da carga.

Há duas fontes de avaliação da demanda dos transformadores. A primeira avaliação é realizada por meio de medição em pontos estratégicos e a segunda avaliação é realizada por meio de estimativas de consumo e curvas de carga típicas. Eventuais discrepâncias nos resultados constituem fortes indícios de roubo de energia e, conseqüentemente, propiciam relevantes subsídios para que as distribuidoras direcionem suas ações de antifurto.

A maior disponibilidade de medições ao longo do alimentador viabilizou a identificação dos pontos com maior desequilíbrio, conseqüentemente permitindo confrontar os dados das medições com os resultantes de estimativas, além de direcionar intervenções na rede visando auferir melhoria de desempenho técnico (deslocamento dos transformadores para o centro de carga; equilíbrio de fases, entre outros).

No que tange a localização de pontos de fraudes, sabe-se que as fraudes de energia em sistemas de distribuição estão fortemente ligadas às perdas comerciais (perdas não técnicas e que por sua vez, é uma parcela da perda total. Portanto, no desenvolvimento da metodologia proposta para auxiliar a detecção das fraudes foi necessário trabalhar com questões pertinentes à obtenção dos valores de perdas não técnicas e outros parâmetros associados, tais como perdas técnicas e, principalmente, a demanda estimada no ponto de medição, para então obtê-la através da diferença entre as demandas medida e a estimada naquele ponto.

b) Ferramenta de apoio à localização de faltas no sistema de distribuição:

O monitoramento contínuo dos dados de medição viabiliza tanto aferir os trechos dos circuitos (a jusante do defeito) sem fornecimento, quanto os pontos que registram algum distúrbio operativo (que tendem a ser registrados nos pontos de medição a montante do defeito), o que auxilia dando um indicativo da localização de faltas no sistema de distribuição.

A análise é feita através da comparação dos valores de tensão e corrente medidos nesses pontos com o histórico armazenado, de tal forma que quando houver uma falta o equipamento de medição que abrange aquele ponto de defeito registrará correntes e tensões fora da normalidade, servindo de indicativo para determinação do trecho correto dentre os sugeridos pela metodologia aqui citada.

No processo de localização de faltas, primeiro seleciona-se o medidor a ser utilizado no cálculo e então o software preenche os valores medidos de corrente máxima em kA e a faixa de tolerância em porcentagem e escolhe qual o valor de corrente RMS é a indicada a ser utilizado na localização e o tipo de curto-circuito existente (OLIVEIRA, 2010).

O sistema de medição, ao contrário de dispositivos de proteção que operam por valores mínimos de referência para atuação, monitora continuamente os dados (em tempo real, isto é, em intervalos programáveis entre 5 e 15 minutos), viabilizando a identificação de eventuais distúrbios operativos (correntes e tensões elétricas muito diferentes de valores usuais), auxiliando a avaliação de ocorrências de faltas.

Para uma rede radial, existe uma correspondência biunívoca entre barras e trechos. Dada uma barra qualquer, existe um único trecho que a precede, e dado um trecho qualquer, existe uma única barra terminal do mesmo. A partir desta constatação, a rede é ordenada de forma que sejam identificados os trechos precedentes a cada barra do sistema. Desta forma, o cálculo das impedâncias equivalentes de sequência positiva, negativa e nula, em cada barra do sistema, é realizado de maneira bastante simples, o que permite o cálculo das correntes e tensões em cada um dos tipos de defeito a serem analisados (AKIRA; FERRAREZI; VILARINO, 2008):

$$Z_{1,barra_i} = Z_{2,barra_i} = Z_{1,ETD} + \sum_{\substack{\text{trechos a} \\ \text{montante}}} Z_{1,trecho}$$

$$Z_{0,barra_i} = Z_{0,ETD} + \sum_{\substack{\text{trechos a} \\ \text{montante}}} Z_{0,trecho}$$

A partir das impedâncias equivalentes em cada uma das barras da rede primária, o cálculo das correntes de defeito pode ser realizado para os defeitos: trifásico, dupla fase, fase-terra (com ou sem impedância de defeito) e dupla fase-terra (com ou sem impedância de defeito).

c) Subsídio às análises de planejamento:

As análises de expansão do sistemas de distribuição tem como base estudos fundamentados em simulações de fluxode potência. Neste contexto o refinamento do modelo de cálculo elétrico alinhado com a maior disponibilidade de dados de medição proveniente dos medidores instalados ao longo da rede (além de levar em consideração conexões de geração distribuída e redes com auto grau de desequilíbrio) viabilizou um aprimoramento das análises de carregamento, perfil de conformidade e perdas técnicas contempladas na atividade de planejamento (MEFFE, 2007), (MEFFE, 2001).

d) Análise no impacto dos indicadores técnicos regulados:

Para cada unidade consumidora, a tensão é medida ao longo de 168 horas consecutivas, sendo apurados os indicadores DRP (Duração relativa da transgressão de tensão precária) e DRC (Duração relativa da transgressão de tensão crítica), que representam o percentual de leituras encontradas na faixa de tensão crítica e ou precária em relação ao número de leituras realizadas no período de 168 horas (1008 leituras) para uma determinada unidade consumidora, ou seja, expressam o percentual do tempo que a unidade permaneceu submetida as tensões inadequadas. A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) estabelece limites para os indicadores de tensão em regime permanente. Esses limites são de 3% para o DRPM e 0,5% para o DRCM.

Os limites de conformidade de tensão (DRPM e DRCM) devem ser rigorosamente respeitados e uma análise mais precisa e robusta no impacto destes indicadores de tensão em regime permanente, é viabilizada pelo aprimoramento do modelo de cálculo elétrico e do conjunto de dados de medição disponíveis.

A instalação de medidores inteligentes contribuiu na apuração dos indicadores de conformidade, pois realiza a coleta dos dados de modo que seja possível determinar interrupções em um evento bem como a duração desses eventos, parâmetros estes que se relacionam diretamente com os indicadores, além de registrar eventos que envolvem questões relacionadas à qualidade de energia como, por exemplo, a flutuação de tensão, distorção harmônica, afundamento, desequilíbrio e elevação de tensão

e) Impacto da conexão de unidades de geração distribuída.

Os estímulos e investimento ao aumento da Geração Distribuída (GD) justificam-se pelos potenciais benefícios que esta modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Dentre esses benefícios, estão o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2010).

Em particular, para as gerações distribuídas de maior magnitude (que tendem a impor inversões de fluxo), o sistema de monitoramento das medições propicia uma importante referência para conciliação dos diversos dados disponíveis (medidos e/ou estimados) e simulações de fluxo de potência (FERREIRA; BARBOSA, 2005).

f) Análise de condições de qualidade de energia em pontos específicos da rede de distribuição

O ACAAM é o responsável pela comunicação direta com os medidores em campo. Ele requisita informações e disponibiliza para o operador em tempo real ou armazena essas informações em banco de dados (servidor de dados). O ACAAM também é responsável por executar o software específico do medidor, responsável pela conexão com cada medidor utilizando para isso um conversor COM/TCP. Destaca-se que é necessário escolher o medidor a ser utilizado

O acesso ao software do medidor, permite análises de oscilografias, além de análises dos registros de eventos que envolvem questões relacionadas à qualidade de energia como, por exemplo, a flutuação de tensão, distorção harmônica, afundamento, desequilíbrio e elevação de tensão.

Resultados

a) Localização de Fraudes

As simulações para validação das análises de localização de Fraudes visam mostrar a eficiência e robustez da metodologia proposta para localização de faltas em alimentadores de distribuição reais.

A interface de manipulação do módulo de localização de fraude apresenta a identificação do medidor em campo, bem como os parâmetros fornecidos por ele, os quais fornecerão o indicativo para a localização de fraude na rede de distribuição.

O módulo específico de identificação das partes da rede de distribuição mais susceptíveis a furtos de energia avalia a diferença entre valores de demanda calculada e medida nos pontos de carga fornecendo a distribuidora subsídios ao direcionamento das ações de combate ao furto de energia (Figura 4).

Localização de Fraude								
Tensão								
Valor Calculado da Tensão								
Circuito	Medidor	VA(kV)	VB(kV)	VC(kV)	Âng. VA [graus]	Âng. VB [graus]	Âng. VC [graus]	
RDE-01C3	CM-01	7.960	7.960	7.960	-0.050	-120.050	119.950	
Valor Medido da Tensão								
Circuito	Medidor	VA(kV)	VB(kV)	VC(kV)	Âng. VA [graus]	Âng. VB [graus]	Âng. VC [graus]	
RDE-01C3	CM-01	7.803	8.037	8.156	0.000	122.000	-120.000	
Valor Corrigido da Tensão								
Circuito	Medidor	VA(kV)	VB(kV)	VC(kV)	Âng. VA [graus]	Âng. VB [graus]	Âng. VC [graus]	
RDE-01C3	CM-01	7.979	7.965	7.957	0.024	-120.037	120.056	
Desvio								
Circuito	Medidor	VA(kV)	VB(kV)	VC(kV)	Âng. VA [graus]	Âng. VB [graus]	Âng. VC [graus]	
RDE-01C3	CM-01	0.019	0.004	0.003	0.051	117.954	117.855	

Figura 4 - Aba tensão do localizador de fraudes

b) Localização de Faltas

Antes de iniciar o processo de localização de faltas, é necessário rodar o módulo de curto-circuito que tem por finalidade determinar os níveis de curto-circuito, correntes e tensões, em todas as barras da rede, para defeitos trifásicos, trifásicos

assimétricos, fase-terra, dupla fase e dupla fase-terra. Os defeitos envolvendo a terra permitem contemplar impedâncias de defeito estimadas.

Executando a funcionalidade de Cálculo de curto são exibidos os dados gerais de cada barra do alimentador e os resultados de curto-circuito, para o tipo de curto selecionado. A Tabela 1, mostra esses dados para o trecho de saída da subestação (início do alimentador).

Tabela 1 - Valores de resultado de cálculo de curto-circuito.

Defeitos	I _{cc} (kA)	Mon	Jus	V _{faseD} (kV)	V _{faseE} (kV)	V _{faseF} (kV)	V _{faseE} (kV)	I _{faseE} (kA)	I _{faseF} (kA)
Fase-Terra	10,459	10,459	0		7,182	7,182			
Fase-terra c/ imped	0,199	0,199	0		7,934	8,000			
Dupla fase								7,246	7,246
Dupla fase-terra	13,946	13,946	0	5,312				10,056	10,056
Dupla fase-terra c/ imped	0,1	0,1	0	7,967				7,296	7,197
Trifásico	8,367	8,367	0						
Trifásico assimétrico	14,476	14,476	0						

Executando a funcionalidade de localizador de curto é exibida uma janela que corresponde à interface do módulo de localização de curto-circuito. Deve-se selecionar qual medidor será utilizado no cálculo, e automaticamente os valores de medição serão carregados escolhendo qual valor de corrente RMS é a indicada a ser utilizado na localização e o tipo de curto-circuito existente. Após este passo, os módulos de localização são habilitados.

Na opção pelo localizador, os campos de corrente máxima, devem ser preenchido com o valor já obtido dos medidores, de forma automática ou manual. Com a escolha da visualização (trechos ou blocos com defeito), a opção de localizar é selecionada e sua execução apresenta na rede as possíveis regiões de defeito.

3. Conclusões

O sistema proposto para melhoria da gestão técnica de redes de distribuição terá amplo potencial de aplicação na CELPE e grande impacto no setor elétrico brasileiro, dado que o conjunto desenvolvido direciona-se às práticas efetivas das áreas de qualidade, automação, proteção e planejamento das empresas distribuidoras de energia. Entre os ganhos auferidos pela CELPE destacam-se: recuperação de receitas (direcionamento das ações para redução do furto de energia); aprimoramento do diagnóstico técnico (perdas, qualidade de energia e conformidade); redução da duração das interrupções (localização mais rápida das faltas) e impacto de novos acessantes.

Em geral, os sistemas utilizados para simulação do desempenho de redes se baseiam em dados inferidos de demanda dos transformadores de distribuição. Normalmente, esses dados são estimados e corrigidos por um único valor de medição existente na saída do alimentador (subestação).

Beneficiado pela maior quantidade de medições ao longo do alimentador e pela utilização destes dados em tempo real, o software desenvolvido para gestão eficiente do sistema é capaz de realizar simulações muito mais precisas do comportamento do alimentador, tais como: (1) indicação de locais com maior incidência de perdas não-técnicas; (2) localização de faltas no circuito; (3) indicação dos trechos da rede com maior desequilíbrio; (4) análise de condições de qualidade de energia; (5) análise dos indicadores de conformidade (DRC e DRP); (6) impacto de conexões de geração distribuída no circuito; (7) análise de reconfigurações de rede; (8) cálculos de fluxo de potência e curto-circuito

considerando medições ao longo da rede e pontos de conexão de geração distribuída.

4. Referências bibliográficas

- BORGES, G. P.; ROMERO, F.; ANTUNES, A. U.; MEFFE, A. **Concepção de um conjunto de funcionalidades específicas aplicadas ao gerenciamento dos sistemas de distribuição: planejamento da expansão e faltas** Relatório Técnico (Subproduto 4.3 - Ano 01). Daimon Engenharia e Sistemas / Companhia Energética de Pernambuco (CELPE). Julho de 2012.
- BORGES, G. P.; ROMERO, F.; ANTUNES, A. U.; MEFFE, A. **Avaliação da qualidade e localização de medidores a serem instalados nos alimentadores.** DAIMON/CELPE. São Paulo. 2011a.
- BORGES, G. P.; ROMERO, F.; ANTUNES, A. U.; MEFFE, A. **Especificação de um modelo de cálculo elétrico, fundamentado na disponibilidade de medições em diversos pontos das redes de distribuição (Subproduto 3.2 – Ano 1).** Daimon Engenharia e Sistemas / Companhia Energética de Pernambuco. São Paulo, p. 72. 2011b.
- CARARETO, R. **Descrição do Aplicativo ACAAM.** Relatório Técnico. Mínimo Engenharia / Daimon Engenharia e Sistemas. São Paulo, p. 30, 2014.
- CARVALHO, M. R. (2006). **Estudo comparativo de fluxo de potência para sistemas de distribuição radial** Universidade de São Paulo, Departamento Engenharia Elétrica, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, São Carlos.
- OLIVEIRA, C. C. B.; GUARALDO, J. C.; ANTUNES, A. U.; DUARTE, D. P.; LANGE, F. L.; SILVEIRA, C. S.; KOEHLER, M. **“Metodologia de Localização de Defeitos Utilizando Cálculo de Curto-Circuito Considerando as Incertezas dos Parâmetros Envolvidos”.** XIX SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 22 a 26 de novembro de 2010, São Paulo, Brasil.
- AKIRA, H.; FERRAREZI, J. C.; VILARINO, M. **Utilização de corrente de falta para localização de defeitos na rede de distribuição.** XVIII - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI, Olinda , outubro 2008.
- MEFFE, A. **Cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição - modelos adequáveis às características do sistema e à disponibilidade de informações.** Universidade de São Paulo, 2007.
- MEFFE, A. **Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição.** Universidade de São Paulo, 2001.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica** ANEEL. Brasília. 2010.
- FERREIRA, H. L.; BARBOSA, S. R. Conexão de geração distribuída ao sistema das concessionárias de distribuição de energia - análise das perdas. **V CIERTEC: Gestión de Pérdidas, Eficiencia Energética y Protección de Ingresos en el Sector Eléctrico,** Alagoas, 28-31 Agosto 2005. 7.