



**MODELAGEM E ANÁLISE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA DA ILHA DO FUNDÃO INVESTIGANDO IMPACTO DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Wellington Luiz Leite da Rocha

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Ph.D. Glauco Nery Taranto

Rio de Janeiro
Setembro/2010

**MODELAGEM E ANÁLISE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA DA ILHA DO FUNDÃO INVESTIGANDO IMPACTO DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Wellington Luiz Leite da Rocha

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Examinada por:

Ph.D. Glauco Nery Taranto (Orientador)

D.Sc. Carmen Lucia Tancredo Borges

M.Sc. Venilton Rodrigues de Oliveira

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Setembro de 2010.

Rocha, Wellington Luiz Leite.

Modelagem e Análise do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica da Ilha do Fundão Considerando Implementações de Geração Distribuída / Wellington Luiz Leite da Rocha. – Rio de Janeiro: URFJ/ Escola Politécnica, 2010.

X, 53 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Elétrica, 2010.

Referencias Bibliográficas: p. 50-53.

1. Sistema de Distribuição 2.Geração Distribuída 3.Microrredes 4.Ilha do Fundão 5.Fluxo de Potência.

I. Taranto, Glauco Nery. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Elétrica. III. Título.

Agradecimentos

São poucas as pessoas no mundo que sabem reconhecer a importância do conhecimento, e eu tive a sorte de contar com muitas delas a me apoiar neste caminho do curso de graduação que se encerra neste trabalho.

Minha família que conviveu todos estes anos com a minha cama vazia, meu prato vazio à mesa, com minha ausência na casa onde eu sempre vivi e de onde parti para este desconhecido mundo da vida. A esta família minha imensa gratidão, pelo conforto e pela segurança que me proporcionou quando parti, sabendo que sempre terei para onde voltar.

Meus amigos, como Vinícius de Moraes um dia disse:

”Eu poderia suportar, embora não sem dor, que tivessem morrido todos os meus amores.

Mas enlouqueceria se morressem todos os meus amigos!

A alguns deles não procuro, basta-me saber que eles existem...

Esta mera condição me encoraja a seguir em frente pela vida.... mas é delicioso que eu saiba e sinta que os adoro, embora não declare e não os procure sempre. Talvez, às vezes, quase nem sempre, quando eu quero acho. Porque está dentro do meu coração.”

Obrigado a todos por me ajudarem a ser quem sou e a chegar onde eu estou hoje...a cada um, da *curriola*, do alojamento, da Jordão, da classe, dos bares...todos que passaram na minha vida de alguma forma ainda estão nela, pois fizeram parte do meu desenvolvimento e sem vocês eu não seria o mesmo!

Ao meu Deus querido, que em nossos bate-papos ouviu meus pensamentos mais íntimos, minhas dores mais profundas e minhas maiores alegrias sem me julgar...mas sempre me dava uma idéia, como um bom pai no alto de sua sabedoria. Que sempre esteve ao meu lado...e sempre estará!

A meus mestres que conseguiram educar mais um homem para a vida e aos meus companheiros, que contribuíram com informações e me ajudaram a escrever este trabalho a muitas mãos, sintam-se parte desta vitória. Muito obrigado!

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Modelagem e Análise do Sistema de Distribuição de energia elétrica da Ilha do Fundão investigando impacto de Geração Distribuída (GD)

Wellington Luiz Leite da Rocha

Setembro/2010

Orientador: Glauco Nery Taranto

Curso: Engenharia Elétrica

Este projeto se propôs, em primeiro momento, desenvolver, a partir da metodologia apresentada, um modelo elétrico que represente a topologia e o comportamento, em regime permanente, do sistema de distribuição de energia elétrica existente na Ilha do Fundão.

Posteriormente, o projeto passou a analisar as variáveis: tensão, carregamento e perdas elétricas; para avaliar quanto ao desempenho do sistema, para as condições de rede completa e na perda de um dos transformadores que interligam este sistema à rede de 138 kV da Light, identificando possíveis violações de tensão nas barras de carga e de carregamento nos circuitos, principalmente nos transformadores da subestação.

Visando melhorar o desempenho do sistema, quanto à confiabilidade no abastecimento das Unidades Consumidoras (UCs), realizaram-se as mesmas análises para o sistema agora considerando a implementação de Geração de Energia Distribuída (GD) conectadas à rede, de forma a mitigar a possibilidade de cortes de cargas nas UCs, ou mesmo do desligamento total do sistema quando da perda de um dos transformadores, e foi comparado o desempenho de cada variável do sistema em ambas as situações.

Baseado nas análises, concluiu-se que o modelo desenvolvido representou com bom grau de precisão e obteve resultados bastante coerentes com as poucas informações disponibilizadas sobre as variáveis do sistema real. As análises comparativas também

mostraram a melhoria significativa dessas variáveis quando da implementação das unidades de GDs.

Por fim, este trabalho suscita algumas melhorias na rede elétrica necessárias para formação uma microrrede na Ilha do Fundão e a possibilidade desta futuramente operar ilhada do sistema de 138 kV.

Palavras-chave: Sistema de Distribuição; Geração Distribuída; Microrredes, Ilha do Fundão, Fluxo de Potência.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree in Electrical Engineering

Modeling and Analysis of Electrical Distribution Network in Ilha do Fundão
Investigating the Impact of Distributed Generation (DG)

Wellington Luiz Leite da Rocha

September/2010.

Advisor: Glauco Nery Taranto

Course: Electrical Engineering

This work represents an attempt to raise the electrical distribution network in Ilha do Fundão. Although still being in a preliminary version, it represents the most comprehensive set of data to date.

It presents several load flow simulations in order to assess Ilha do Fundão network steady-state performance regarding voltage profile, cabling overloads and losses. The simulations were performed with intact network and with contingencies in one of the transformers which feeds the system from the 138 KV Light substation.

The work investigated the network considering the installation of distributed generation (DG) in several locations of the campus, aiming at improving the efficiency of the system.

The simulations confirmed the best performance of the system, regarding voltage profile, overloads, losses and reliability, when the system had the presence of DG.

Keywords: Distribution Electrical Network; Distributed Generation; Microgrids; Ilha do Fundão; Load Flow.

Sumário

Capítulo 1	Introdução	12
1.1.	Considerações Iniciais	12
1.2.	Objetivos	14
1.3.	Descrição do Sistema a ser Analisado.....	15
1.4.	Metodologia para Representação do Sistema.....	15
Capítulo 2	Levantamento de Dados e Modelagem.....	19
2.1.	Levantamento dos Dados da Carga	19
2.1.	Levantamento dos Dados da Rede	22
2.2.	Modelagem no ANAREDE.....	25
Capítulo 3	Análises e Resultados	27
3.1.	Metodologia para Análise do Sistema da Ilha do Fundão.....	27
3.2.	Análise das Variáveis do Sistema	29
3.2.1.	Quanto aos Níveis de Tensão	29
3.2.2.	Quanto aos Carregamentos	30
3.2.3.	Quanto às Perdas Elétricas do Sistema.....	33
Capítulo 4	Implementação das unidades de GDs	35
4.1.	Análise das Variáveis do Sistema com a Implementação de GDs.....	35
4.1.1.	Quanto aos Níveis de Tensão	38
4.1.2.	Quanto aos Carregamentos	39
4.1.3.	Quanto às Perdas Elétricas do Sistema.....	40
4.2.	Comparação entre as Variáveis do Sistema Existente e do Sistema Considerando a Implementação das GDs.....	41
4.2.1.	Comparação entre os Níveis de Tensão.....	41
4.2.2.	Comparação entre os Carregamentos	43
4.2.3.	Quanto às Perdas Elétricas do Sistema.....	45
Capítulo 5	Conclusões e Trabalhos Futuros	47
	Referências Bibliográficas.....	50

Lista de Figuras

Figura 1: Derivações na rede aérea do sistema de distribuição	17
Figura 2: Conta de energia elétrica da Reitoria e CLA de Abril de 2009	19
Figura 3: Curva de Potência Ativa das UCs	20
Figura 4: Composição da carga do Sistema da Ilha do Fundão.....	21
Figura 5: Diagrama unifilar da SE Fundão.....	22
Figura 6: Mapa georeferencial do sistema de distribuição da Ilha do Fundão	24
Figura 7: Diagrama unifilar do sistema de distribuição da Ilha do Fundão representado no ANAREDE	26
Figura 8: Tensão nas barras de carga do sistema.....	29
Figura 9: Tensão nas principais barras de carga do sistema.....	30
Figura 10: Sistema de distribuição com dupla alimentação no barramento do CT.....	31
Figura 11: Mapa georeferencial do sistema de distribuição da Ilha do Fundão com GDs	36
Figura 12: Sistema de distribuição da Ilha do Fundão com implementação das GDs ...	37
Figura 13: Tensão nas barras de carga do sistema com GD.....	38
Figura 14: Tensão nas principais barras de carga do sistema com as GDs	39
Figura 15: Gráfico comparativo entre os casos de referência sem e com GDs.....	41
Figura 16: Gráfico comparativo entre os casos de contingência no trafo de 25 MVA sem e com GDs	42
Figura 17: Gráfico comparativo entre os casos de contingência no trafo de 40 MVA sem e com GDs	42
Figura 18: Comparação do carregamento nos transformadores em todos os casos	43
Figura 19: Comparação do carregamento nos alimentadores para os casos de referência	44
Figura 20: Comparação do carregamento nos alimentadores para os casos de perda do trafo de 25 MVA	44
Figura 21: Comparação do carregamento nos alimentadores para os casos de perda do trafo de 40 MVA	45

Lista de Tabelas

Tabela 1: Carga média nas UCs (ano 2009)	21
Tabela 2: Percentual do carregamento no limite normal nos alimentadores	32
Tabela 3: Percentual do carregamento no limite de emergência nos alimentadores	32
Tabela 4: Perdas ativas e reativas do sistema	33
Tabela 5: Perdas ativa e reativa em comparação com o caso de referência	34
Tabela 6: Potência a ser instalada pelas GD	35
Tabela 7: Percentual do carregamento no limite normal dos alimentadores para o sistema com as GDs	39
Tabela 8: Perdas ativas e reativas do sistema com as GDs	40
Tabela 9: Perdas ativa e reativa em comparação com o caso de referência com as GDs	40
Tabela 10: Perdas ativa e reativa em comparação com os caso de mesma topologia	45

Lista de Abreviaturas

- UC** – Unidade Consumidora
- GD** – Geração de Energia Distribuída
- SEB** – Sistema Elétrico Brasileiro
- SIN** – Sistema Interligado Nacional
- ONS** – Operador Nacional do Sistema Elétrico
- ANEEL** – Agência Nacional de Energia Elétrica
- LDA** – Linha de Distribuição Aérea
- LDS** – Linha de Distribuição Subterrânea
- UFRJ** – Universidade Federal do Rio de Janeiro
- ANAREDE** – Programa de Análise de Redes
- CEPEL** – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Capítulo 1

Introdução

1.1. Considerações Iniciais

Em inícios da década de 90, o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) iniciou um grande processo de reestruturação [21]. Um dos marcos mais significativos deste processo foi o lançamento do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), em 1996.

A Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997, instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos; a Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, criou o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e a figura do Operador Nacional do Sistema (ONS); o Decreto 2.335, de 6 de outubro de 1997, constituiu a Aneel e aprovou sua Estrutura Regimental. (GASTALDO, 2009a).

Como um dos resultados deste projeto foi a identificação da necessidade de implementar a desverticalização e quebra do monopólio do setor como formar e incentivar o investimento privado.

Os sistemas de geração e de transmissão, até 230 kV, passaram a constituir o Sistema Interligado Nacional (SIN), com suas operações coordenadas e controladas de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), órgão criado com a missão de assegurar aos usuários do SIN a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Os sistemas de distribuição são constituídos pelas redes de transmissão e subestações com níveis de tensão abaixo de 230 kV até ao nível de tensão secundária ¹ (ABRADEE, [s/d] apud ELETROBRÁS, [s/d]). A partir desta reestruturação, estes sistemas passaram a ser outorgados pelo Estado a empresas concessionárias, públicas ou privadas, para sua operação e administração.

Conforme Araújo (2005) o processo de reestruturação do setor iniciado na década de 90, aparentemente, não foi bem sucedido, de forma que este não garantiu a expansão do sistema e não atraiu os investimentos previstos, tendo como consequência a crise de oferta de energia em 2001/2002.

Após o racionamento, outro processo de reestruturação foi iniciado e que culminou com o lançamento pelo Governo Federal das bases de um novo modelo para o SEB, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. (GASTALDO, 2009b).

Na visão de Falcão (2009a) a reestruturação do setor elétrico trouxe grandes avanços na forma de produção e comercialização da energia elétrica, mas pouco foi alterado na filosofia de planejamento e operação dos sistemas de produção, transmissão, distribuição de energia elétrica, principalmente os sistemas de distribuição.

De acordo com Leão (2009), a estrutura atual do sistema elétrico no Brasil ainda é baseada em grandes unidades de geração que transmitem energia através de sistemas de transmissão de alta e extra-alta tensão, e então é entregue para sistemas de distribuição de média e baixa tensão. O fluxo de energia é, em geral, unidirecional e o despacho da geração é centralizado e controlado pelo ONS com base em critérios pré-definidos em seus estudos.

Com a demanda, cada vez maior, por energia, o aumento das restrições à instalação de grandes unidades de geração tradicionais e a evolução tecnológica, tem se desenhado, no Brasil e no mundo, uma mudança deste paradigma estrutural dos sistemas elétricos de potência com a inserção de micro e pequenas unidades de GD, geralmente conectadas às redes de distribuição.

¹ O nível de tensão secundária é definido conforme a(s) concessionária(s) de cada Estado.

A implantação em escala destas novas fontes de energia não convencionais trará uma nova forma de interação entre os sistemas, permitindo a formação de microrredes, que, dentre outras vantagens, permitirá a compra e a venda de energia por parte das unidades consumidoras, a possibilidade de utilização da fonte mais adaptável a disponibilidade de “combustíveis” e a características das cargas (ex.: cargas muito reativas, ou com grande quantidade de harmônicos, ou com necessidade de geração de calor, ou frio), propiciando assim maior confiabilidade no abastecimento, flexibilidade e eficiência no atendimento aos consumidores. (Falcão, 2009b).

Contudo, a complexidade destes sistemas aumenta consideravelmente e os desafios a serem vencidos ainda são grandes neste sentido, pois toda a filosofia de operação e proteção deve ser revista. E neste contexto, os sistemas de distribuição passam a ter um papel especial e as suas características devem acompanhar estas evoluções (Falcão, 2009a). É de fundamental importância que para isso sejam desenvolvidos estudos para avaliação do desempenho destes sistemas e das melhores soluções para que estes sistemas tenham as condições suficientes a implementação destas GDs.

1.2. Objetivos

Este projeto utilizou o sistema de distribuição de energia elétrica da Ilha do Fundão para realizar um estudo de caso, com o objetivo desenvolver um modelo elétrico que represente, nas mesmas condições de operação, em regime permanente, o sistema real. Este modelo servirá como instrumento para análise das variáveis do sistema (estas variáveis estão definidas no item 3.1), e com isso avaliar quanto ao seu desempenho, considerando os casos de rede completa (caso de referência) e na perda de um dos transformadores que conectam o sistema à rede de 138 kV da Light. A implementação de unidades de GDs na rede será colocada como uma opção para aumentar a confiabilidade do sistema quanto ao abastecimento das UCs. Foi analisado como estas fontes impactaram nas variáveis estabelecidas para análise e de que forma mitigaram as violações no sistema e as possibilidades de corte de carga e blecautes, e, por fim, comparando as duas situações para quantificar a evolução das variáveis.

1.3. Descrição do Sistema a ser Analisado

O sistema de distribuição de energia elétrica da Ilha do Fundão, considerado como objeto deste estudo, está localizado na zona norte do Rio de Janeiro. Segundo relatório da Prefeitura Universitária da UFRJ de 2006, o sistema abastece a todas as Unidades dentro da ilha pertencentes ou não à UFRJ, e algumas ruas na Ilha do Governador próximas a Subestação (SE) Light Fundão, localizada ao lado da Linha Vermelha, que abastece o sistema.

A distribuição de energia é realizada em média tensão (15 kV) através de dois tipos de linhas chamadas Linhas de Distribuição Aéreas (LDA) e Linhas de Distribuição Subterrâneas (LDS). No total, são dez circuitos, sendo três (3) LDA's e sete (7) LDS's, abastecendo vinte e seis (26) unidades, dezoito (18) delas pertencentes a UFRJ e oito (8) não pertencentes a outros órgãos, como por exemplo, o CENPES e o CEPEL. Como os circuitos LDS 4286, LDS 4304 e LDS 33432 abastecem cargas na Ilha do Governador, estes não estão aqui contabilizados, mas são representados no modelo por conta da influência destes sobre o carregamento dos transformadores.

Todas as unidades da UFRJ estão conectadas a dois ramais de alimentação, um normal e outro reserva, salvo as UCs COPPEAD e Restaurante Universitário (RU), dando a característica de anel misto a este sistema.

A Light Serviços de Eletricidade S.A, que é a concessionária responsável pelo sistema de distribuição da cidade do Rio de Janeiro e de mais 30 outras cidades do Estado, é a responsável pelo fornecimento de energia e operação do sistema da Ilha do Fundão.

1.4. Metodologia para Representação do Sistema

Este estudo considerou a pesquisa em bases de dados secundárias, as inspeções de campo e a pesquisa bibliográfica como abordagens para a definição dos critérios a serem adotados para representação do sistema proposto, e estes critérios serviram como direcionadores para o levantamento das informações necessárias a montagem do caso de referência.

Foram utilizadas basicamente quatro bases de informações para representação do sistema:

- Planilha eletrônica da Light com informações dos alimentadores;
- Um relatório sobre o sistema elaborado pela Prefeitura Universitária (PU) da UFRJ;
- Diagramas esquemáticos mostrando os ramais alimentadores de cada unidade consumidora, também disponibilizada pela PU, e;
- As contas de energia do ano de 2009 das unidades da UFRJ localizadas na Ilha do Fundão.

A pesquisa bibliográfica não verificou até então uma referência específica que descrevesse a metodologia mais adequada a este tipo de estudo. Por conta disto foram considerados os critérios segundo a visão de diversos autores de estudos de sistemas elétricos, e sobre estes ainda foram realizadas algumas aproximações e considerações para a concepção do modelo, dado as características do sistema em estudo, e a falta, ou inconsistência, de determinadas informações necessárias à representação do sistema na ferramenta utilizada.

Os critérios para montagem do caso de referência que representa o sistema proposto são os seguintes:

- O sistema proposto foi considerado para efeito de estudo como um sistema trifásico equilibrado, mesmo sabendo-se que a desconsideração do possível desequilíbrio entre as fases incorra a uma distorção do sistema real. Este erro poderá ser tolerável pois as cargas levantadas foram consideradas como trifásicas equilibradas e as assimetrias entre as fases poderão ser desprezadas para efeito de simplificação de problemas (Stevenson, Capítulo 5, pág 62), desde o trajeto que cada uma percorre seja igual (as três fases aéreas ou as três subterrâneas), que é o caso.
- O modelo utilizado para representação dos circuitos do sistema foi o modelo de linhas curtas de transmissão (Stevenson, Capítulo 5, pág 96);
- As barras de carga consideradas no trabalho foram as subestações abaixadoras das Unidades da UFRJ alimentadas diretamente em 13,8 kV, e mais as UCs CENPES e CEPEL e as cargas conectadas aos alimentadores que vão para a Ilha do Governador, por conta de possuírem uma estimativa de carga numa das fontes de

dados e pelo peso destas cargas dentro do sistema. Como não foi possível levantar a curva de carga de algumas das UCs da UFRJ, estas aparecerão desligadas na representação do sistema;

- Todas as cargas serão representadas como potência constante;
- Todas as derivações que saem dos alimentadores para as UCs serão representadas no modelo como barras fictícias, porém as derivações que se encontravam muito próximas umas das outras serão consideradas como somente uma barra. As fotografias da Figura 1 mostram algumas das derivações existentes no sistema, nas redes aéreas;



Figura 1: Derivações na rede aérea do sistema de distribuição

- Não foi possível levantar os dados do disjuntor de amarre, desta forma o limite de corrente de condução e de interrupção deste não será considerado, ou seja, no modelo o disjuntor foi considerado com impedância de nula e suficientemente capaz de conduzir a potência necessária a alimentar o barramento conectado ao transformador desligado;
- O dimensionamento do comprimento de cada trecho de circuito entre barras será aproximado de forma que cada um tenha a dimensão proporcional ao sistema real. Essa aproximação será feita com base nas vistorias realizadas no sistema real na Ilha do Fundão, dos pontos de derivação dos circuitos e a sua distância aproximada até a subestação de entrada;
- Como a base de dados utilizada apresenta limites de carregamento em regime normal para os alimentadores entre 5,5 e 5,9 MVA e limite de carregamento em caráter de emergência entre 6,8 e 7,1 MVA, e a entrada de parâmetros do programa não permite números fracionados nestes campos, foi estipulado o valor de 6 e 7

MVA como limites de carregamento nos alimentadores, para regime normal e em emergência, respectivamente.

- Visto que a base de dados é insuficiente para a representação do comportamento da curva de carga diária do sistema, será definida, por uma questão de simplificação para a análise, a criação de apenas o cenário para o sistema existente, representado pelo caso de referência, que considerará a média aritmética da demanda medida nas contas de energia das UCs nos meses de janeiro a dezembro de 2009;
- Como o Centro de Ciências da Saúde (CCS) possui sete subestações abaixadoras que alimentam os dez blocos será definido também, a modo de simplificação do modelo, a criação de apenas um barramento que represente a carga de todo o Centro;

A ferramenta a ser utilizada será o ANAREDE, versão 9.3.1, desenvolvida pelo CEPEL, e será utilizado o algoritmo do Método de Newton-Rhapson como o método iterativo para o cálculo da solução do fluxo de potência.

Capítulo 2

Levantamento de Dados e Modelagem

2.1. Levantamento dos Dados da Carga

Com base nas contas de energia das UCs da UFRJ na Ilha do Fundão, disponibilizadas pela Reitoria, foram levantadas as curvas de demanda de potência ativa e reativa nos meses de 2009. A Figura 2 indica quais os campos são referentes a estas potências dentro da conta de energia elétrica.

No. Instalação		Unidade de Leitura	Classe	Subgrupo	CF	Tipos de Fornecimento	Data Let. Ant.	Data Let. Atual	Descrição	CFOP	Quantidade	Valor Unitário (R\$)	Valor (R\$)
0400163357		MTS 100 07	PODER PÚBLICO FEDERAL	AM	02	A4 - Verde	18/03/2009	17/04/2009	MULTA POR ATRASO DE PAGAMENTO				1.944,09
DEM		1.1820							JUROS POR ATRASO DE PAGAMENTO				3.205,98
Seq. Demanda - kW		Constante	Medida	Último 11 meses	Contratada	DMCS Leitura	Constante	Medida	RETENÇÃO NA FONTE - RSPJ				-1.085,02
R26.0		1.1820	951,6		950,0	3.096,0	3.2980	892,2	RETENÇÃO NA FONTE - CSSL				-906,98
Seq. Consumo - kWh		Leitura Anterior	Consumo Medido	UFER Leitura Atual	Leitura Anterior	Constante	Medido	Leitura Anterior	RETENÇÃO NA FONTE - PIS/PASEP				-2.720,05
HFT		511,845	457,003	15,737	1.479	0,2880	10	167,815	RETENÇÃO NA FONTE - RSPJ				-23,33
HVF		63,314	57,942	29,6	190,834	501	1,445	28,8000	RETENÇÃO NA FONTE - COFINS				-18,44
F.P. Geral		P.T	E.C	Região	Medidor - Tipo e Número	Irregularidade - Código e Descrição			RETENÇÃO NA FONTE - CSSL				-12,94
				222649	ME	1998905			RETENÇÃO NA FONTE - PIS/PASEP				-55,32
Mensagens									RETENÇÃO NA FONTE - COFINS				-12,94
DATA PREVISTA PARA PRÓXIMA LEITURA - 19/05/2009									CONSUMO PONTO	5,258	15,737	1,938021600	30,499,34
LEITURA NORMAL									CONSUMO FORA PONTO	5,258	100,634	0,2132368900	28,517,62
									DISMADIA	5,258	951,6	17,590,78	17,590,78
									ENERGIA REAT EXC. PONTO	5,258	10	1,369021600	18,38
									ENERGIA REAT. FORA PONTO	5,258	1,008	0,2132368900	214,95
Esta fatura contém R\$ 4.368,12 referentes a PIS e COFINS em decorrência das Leis 10.837/02 e 10.833 e Res. ANEEL 241/05.												86.841,25	
BASE ICMS 50% VLR ICMS INCLUIDO NA CONTA												26.052,37	
Nome do Conjunto a que pertence a Unidade Consumidora		Indicadores de Continuidade de Fornecimento de Energia - Fevereiro/2009		APURADA		META		TENSÃO NOMINAL (V)		Disponível:		Limites Adequados:	
ILHA DO GOVERNADOR		DURAÇÃO DE INTERRUPTÃO INDIVIDUAL (DII)		0,00		10,00		13.900		Máxima:		14.490	
		FREQÜÊNCIA DE INTERRUPTÃO INDIVIDUAL (FII)		0,00		12,00				Mínimo:		12,834	
		DURAÇÃO MÁXIMA DE INTERRUPTÃO CONTÍNUA (DMC)		0,00		8,00							
		DURAÇÃO EQUIVALENTE DE INTERRUPTÃO (DEI)		0,00									
		FREQÜÊNCIA EQUIVALENTE DE INTERRUPTÃO (FEI)		0,00									
O Cliente tem direito de solicitar à Light a apuração dos índices de qualidade do seu fornecimento de energia													

Figura 2: Conta de energia elétrica da Reitoria e CLA de Abril de 2009

A Figura 3 mostra a curva de potência ativa demandada nos meses de 2009. As curvas de algumas unidades mostram descontinuidade devido à falta ou a inconsistências dos valores em algumas contas.

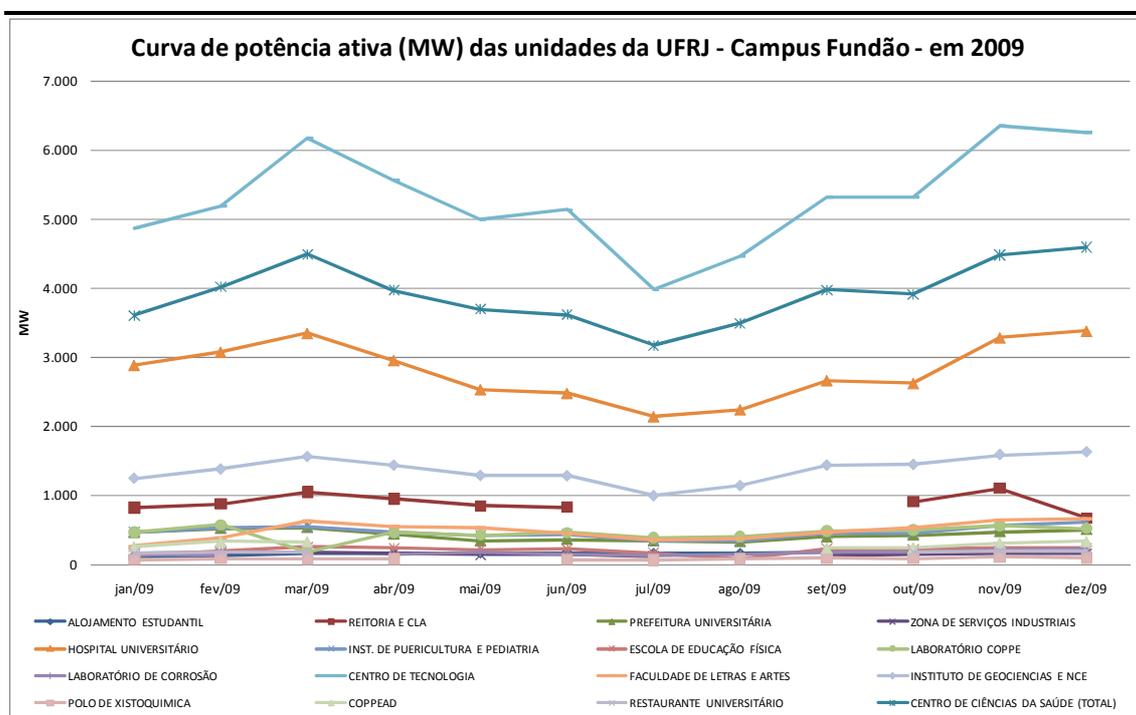


Figura 3: Curva de Potência Ativa das UCs

A tabela 1 mostra as cargas ativas e reativas de cada UC que servirão como parâmetros de entrada no modelo. Estes representam a média aritmética da demanda de potência ativa e reativa medidas em cada Unidade no ano de 2009.

O fator de potência foi obtido indiretamente a partir dos valores médios de potência ativa e reativa.

Tabela 1: Carga média nas UCs (ano 2009)

Nº BARRA	UNIDADES CONSUMIDORAS		P _{med} (MW)	Q _{med} (MVA _r)	F _{pmed}
	SIGLA	NOME			
58	ALO	ALOJAMENTO ESTUDANTIL	0,158	0,146	0,734
40	REI	REITORIA E CLA	0,894	0,873	0,716
19	PREF	PREFEITURA UNIVERSITÁRIA	0,425	0,411	0,719
38	ZSI	ZONA DE SERVIÇOS INDUSTRIAIS	0,149	0,143	0,723
51	CCS	CENTRO DE CIÊNCIAS DA SAÚDE	3,916	3,733	0,724
44	HU	HOSPITAL UNIVERSITÁRIO	2,797	2,782	0,709
46	IPPMG	INST. DE PUERICULTURA E PEDIATRIA	0,466	0,450	0,719
57	EEFD	ESCOLA DE EDUCAÇÃO FÍSICA	0,199	0,187	0,729
29	COPPE	LABORATÓRIO COPPE	0,450	0,455	0,703
66	LABCOR	LABORATÓRIO DE CORROSÃO	0,161	0,155	0,720
21	CT	CENTRO DE TECNOLOGIA	5,298	5,212	0,713
25	LETRAS	FACULDADE DE LETRAS E ARTES	0,485	0,450	0,732
23	CCMN	INSTITUTO DE GEOCIENCIAS E NCE	1,367	1,293	0,726
31	PXIS	POLO DE XISTOQUIMICA	0,081	0,076	0,728
35	COPPEAD	COPPEAD	0,289	0,270	0,731
69	RU	RESTAURANTE UNIVERSITÁRIO	0,181	0,176	0,716

A representação percentual da carga das UCs da UFRJ dentro da carga total do sistema de distribuição da Ilha do Fundão é mostrada no gráfico da Figura 4, o que sugere um indicativo importante para identificar os pontos críticos do sistema. No total este montante corresponde a (28,09 + j22,02) MVA.

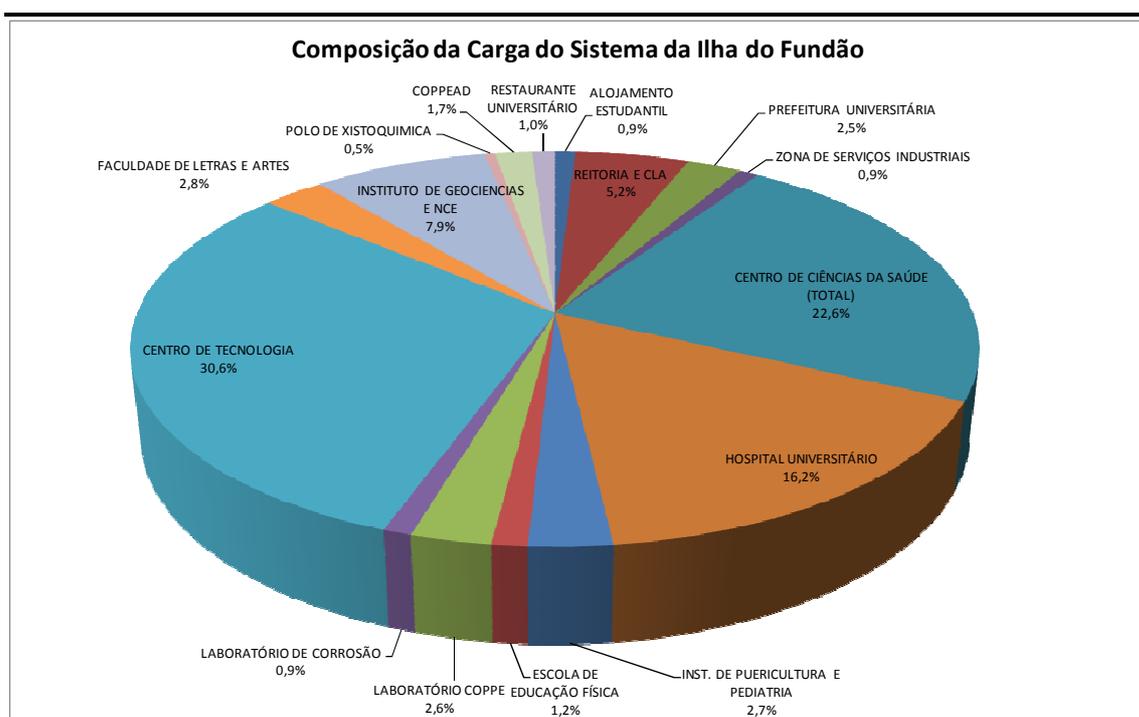


Figura 4: Composição da carga do Sistema da Ilha do Fundão

2.1. Levantamento dos Dados da Rede

O levantamento se deu primeiramente na SE Fundão, reconhecendo suas características, quais são os circuitos conectados e a sua topologia.

No processo de elaboração do modelo foram identificadas, segundo os critérios estipulados, as principais cargas supridas pela subestação Fundão 138/13,8 kV, as impedâncias dos alimentadores que conectam a subestação às (UCs) e a topologia do sistema.

A subestação é de barra simples e está conectada ao sistema de subtransmissão de 138 kV da Light através de dois transformadores abaixadores, com capacidade normal de 40 MVA e outro de 25 MVA, e as mesmas capacidades para emergência. Estes transformadores alimentam dois barramentos blindados de 13,8 kV que operam com o disjuntor de amarre na configuração normalmente aberto (NA).

Foram verificados quais UCs estão conectadas a cada alimentador, com isso é possível avaliar qual a potência suprida por cada transformador e quais cargas do sistema estão sujeitas a desligamento no caso de falta deste transformador. O diagrama unifilar da SE Fundão é mostrado na figura 2.

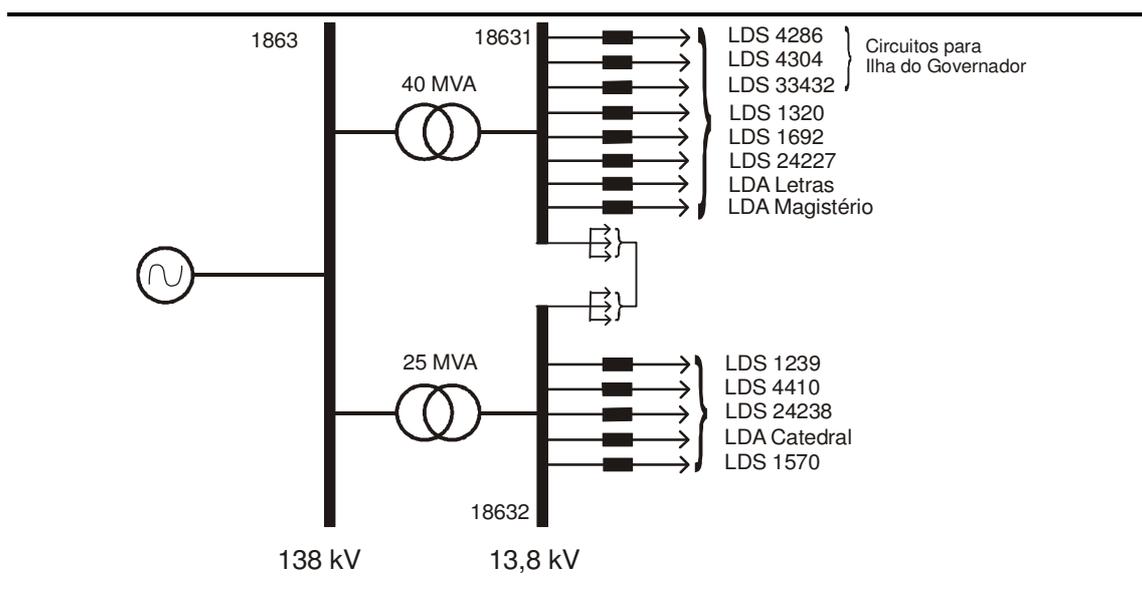


Figura 5: Diagrama unifilar da SE Fundão

Os circuitos LDS 4286, LDS 4304 e LDS 33432, conectados ao barramento 16831 de 13,8 kV, alimentam algumas cargas na Ilha do Governador precisaram ser representados por conta de influenciar no carregamento no transformador 1 de 40 MVA, como já citado no item 1.3.

Outra informação importante para composição do sistema foi o levantamento dos dados de impedância dos alimentadores. Alguns destes alimentadores possuem trechos de rede aérea e trechos de rede subterrânea, sendo um deste predominante, com isso a definição exata da impedância de cada um é praticamente impossível. Como os dados disponíveis dos alimentadores são o comprimento total, o diâmetro da seção transversal e a característica predominante da rede de cada um (aérea ou subterrânea), utilizamos o catálogo da *Prismian Cables and Systems* juntamente com as informações disponíveis para então levantar a resistência e a reatância percentual de cada circuito, que serviram de dados de entrada para o software.

A Figura 6 mostra o mapa georeferencial das UCs da Ilha do Fundão representadas no sistema com os respectivos alimentadores que as conectam. O mapa mostra a característica em anel misto, citada no item 1.3.

Os números em cada UC é o número associado a cada barramento na representação do sistema no ANAREDE, como mostra a Tabela 1.

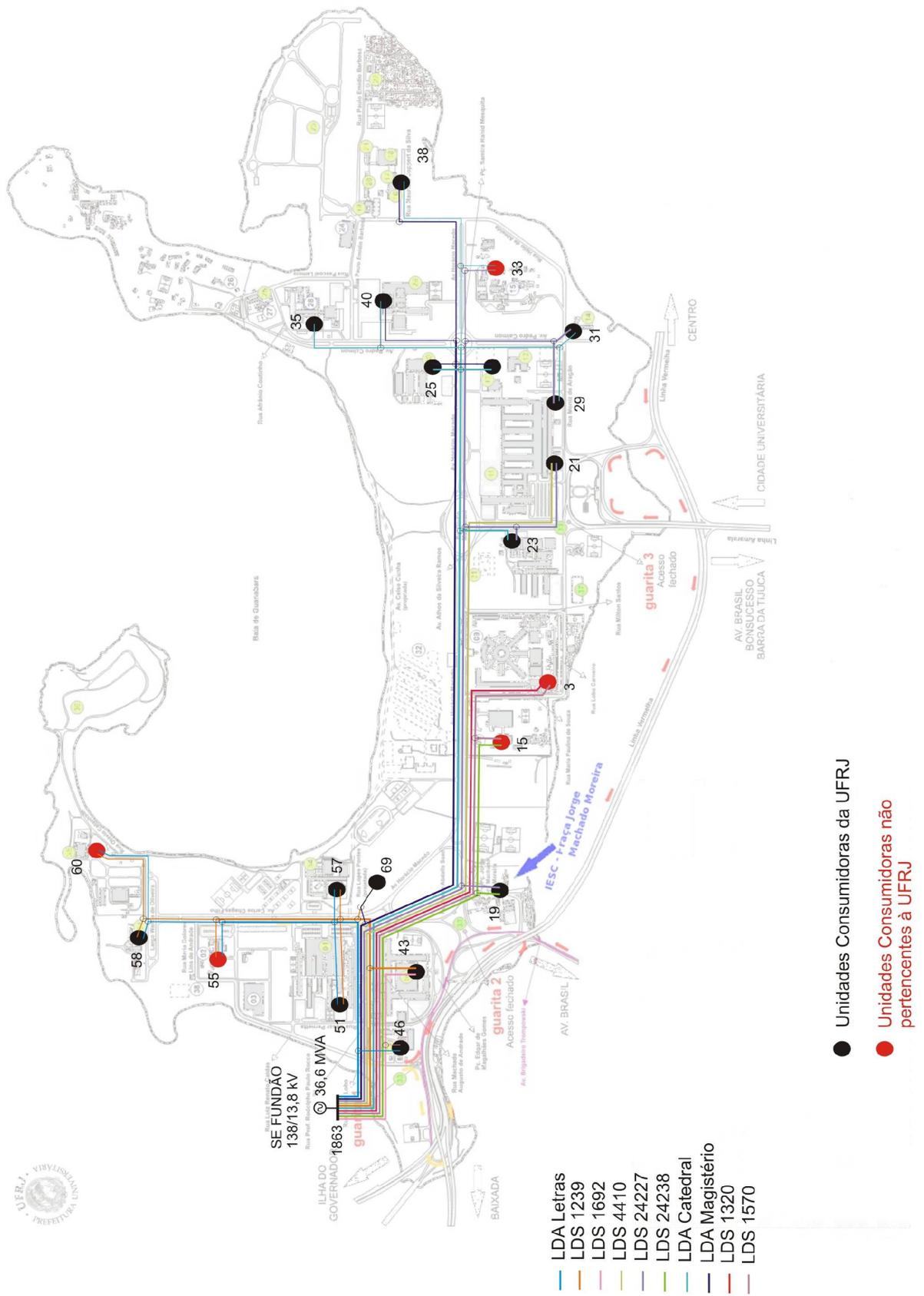


Figura 6: Mapa georeferencial do sistema de distribuição da Ilha do Fundão

2.2. Modelagem no ANAREDE

Com base nas informações levantadas e as considerações realizadas pôde-se construir o modelo representado na Figura 6 utilizando-se a versão 9.3.1 do ANAREDE.

O diagrama unifilar representa a rede completa, com o disjuntor de amarre entre as barras da subestação em aberto. Os elementos em cinza claros no diagrama significam que estes estão desligados, desta maneira mostrando claramente a característica da rede em anel operando na configuração radial, como citado no item 1.3.

O sistema existente com esta topologia foi considerado como caso de referência para os estudos do sistema.

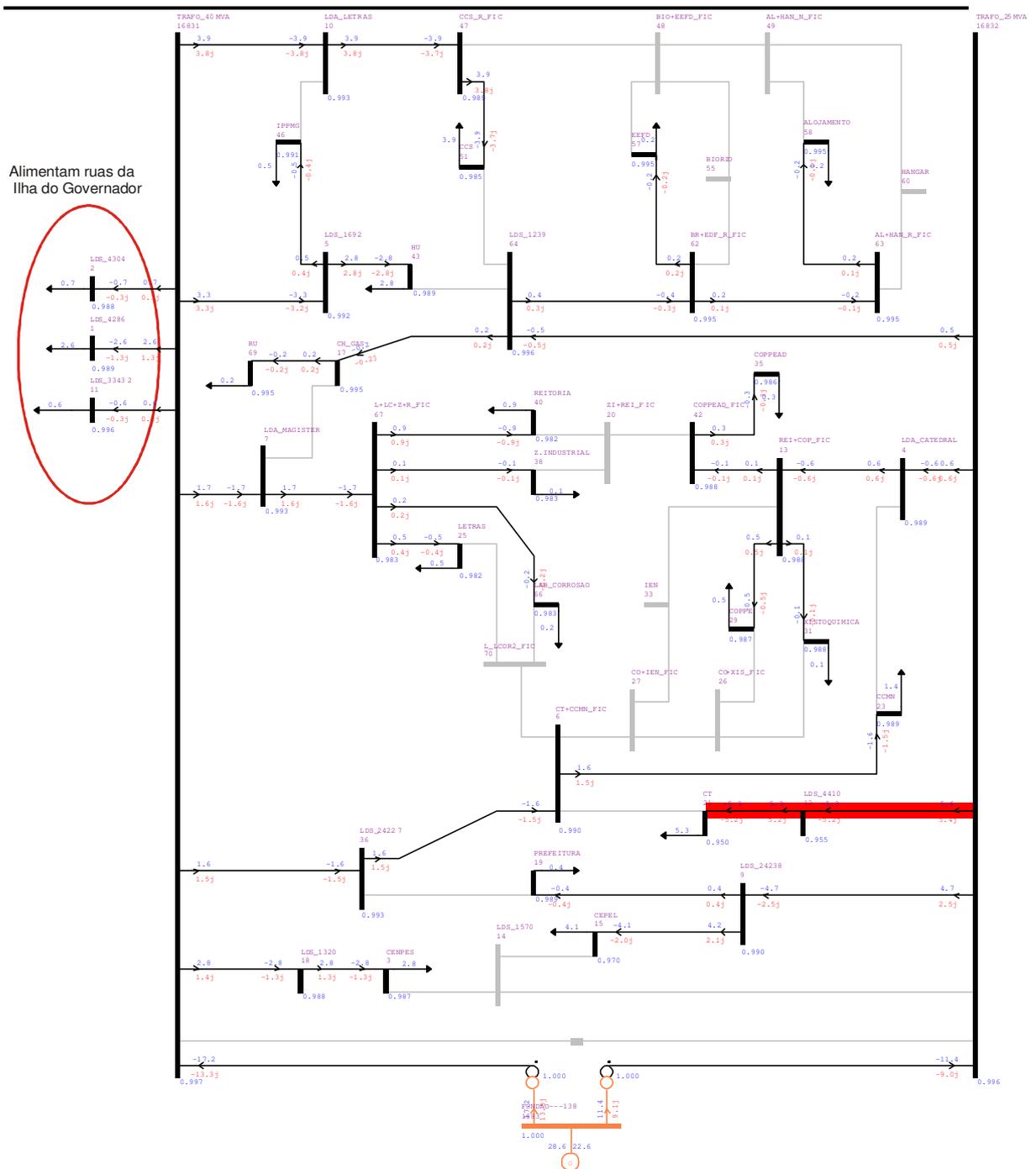


Figura 7: Diagrama unifilar do sistema de distribuição da Ilha do Fundão representado no ANAREDE

Capítulo 3

Análises e Resultados

3.1. Metodologia para Análise do Sistema da Ilha do Fundão

O desempenho do sistema foi avaliado com base na análise das seguintes variáveis do modelo:

- Níveis de tensão;
- Carregamento nos circuitos, e;
- Perdas elétricas no sistema.

Os estudos de fluxo de potência foram realizados com o objetivo de observar o desempenho nos seguintes casos:

- Rede completa;
- Contingência no transformador de 25 MVA, e;
- Contingência no transformador de 40 MVA.

Foram criados quatro (4) patamares de carregamento para avaliar as condições em que estes circuitos estão operando, sendo:

- Condição de atenção – carregamento acima de 70% do limite normal
- Condição de alerta – carregamento acima de 80% do limite normal
- Condição crítica – carregamento acima de 90% do limite normal
- Condição de emergência – carregamento acima de 100% do limite normal

As análises foram realizadas em três etapas: primeiramente avaliou-se o desempenho do sistema existente, representado pelo caso de referência, em segundo realizou-se a mesma avaliação para o sistema existente com a inserção de unidades de geração de energia distribuídas junto às principais cargas e, por fim, foram comparados os desempenhos de cada variável avaliada em cada situação.

Foi considerado como condição satisfatória para o desempenho do sistema o atendimento aos seguintes critérios:

- O nível de tensão nas barras de carga deve estar dentro dos limites estabelecidos no Procedimento de Rede do ONS ², que define as diretrizes e critérios para estudos elétricos em sistemas de corrente alternada (CA) para o SIN;
- O carregamento dos transformadores deve estar abaixo do limite da faixa para condição de emergência de 100%, e;
- O carregamento dos alimentadores deve estar abaixo do limite da faixa de condição crítica de 90%.

A característica da rede em anel sugere maior confiabilidade a esse sistema, por conta da possibilidade de suprimento às cargas mesmo com a perda de um dos alimentadores, e devido a isto não foram consideradas no escopo desse trabalho as análises para as contingências dos circuitos alimentadores.

Foi respeitada a filosofia de operação do sistema de distribuição, com suprimento de energia nas UCs apenas pelo ramal normal, estando o ramal reserva automaticamente desligado, configurando-se como sistema de operação radial.

Como a rede não possui inicialmente geração interna, não foi necessário realizar qualquer análise de estabilidade. Para uma próxima etapa do projeto, já considerando o modelo com a implementação das unidades de geração distribuídas, será certamente necessário estudar o comportamento transitório do sistema.

² O Procedimento de Rede do ONS, no submódulo 23.3, página 10, tabela 1, estipula os limites de tensão de 0,95 – 1,05 p.u em condições operativas normais, e de 0,90 – 1,05, como a faixa em condições operativas de emergência, como os mais adequados para sistemas de tensão nominal de operação inferior a 138 kV.

3.2. Análise das Variáveis do Sistema

3.2.1. Quanto aos Níveis de Tensão

No gráfico da figura 7 são mostradas as curvas com o nível de tensão nos barramentos das UCs e nos dois barramentos de 13,8 kV da subestação, para cada caso analisado.

Pode ser verificada uma sub-tensão no barramento do CT, tanto na perda do transformador de 25 MVA quanto no de 40 MVA. Estas tensões são aceitáveis apenas em caráter de emergência e por um curto intervalo de tempo.

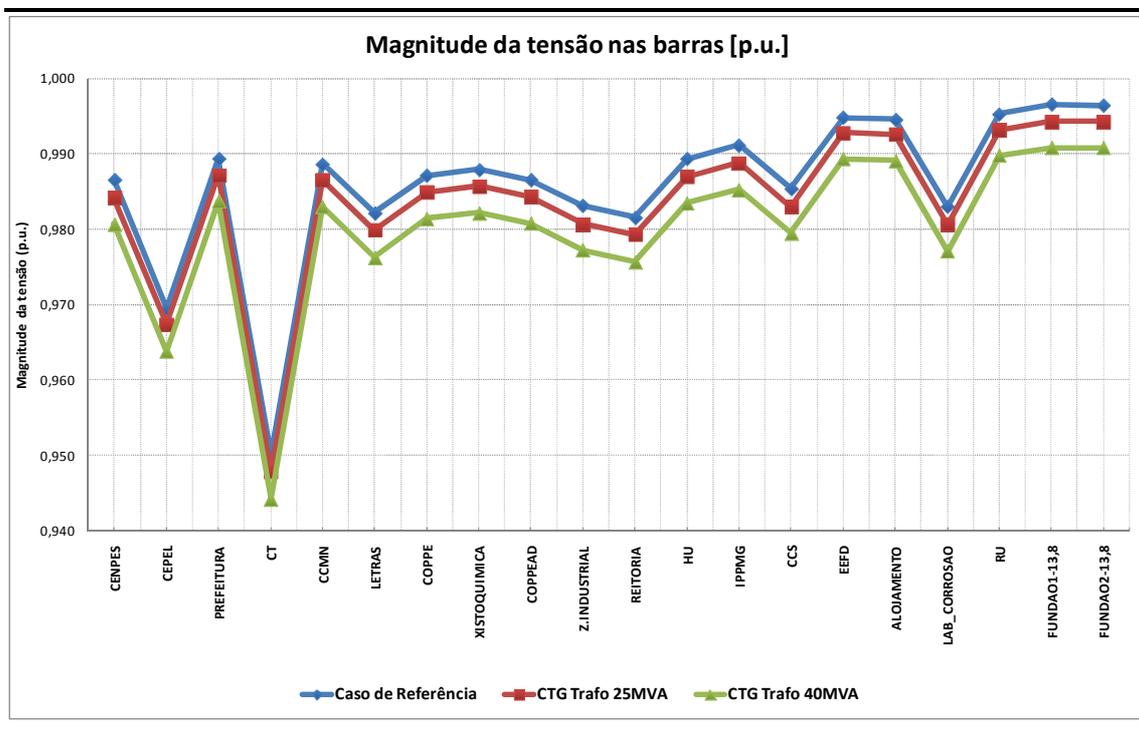


Figura 8: Tensão nas barras de carga do sistema

A queda acentuada no perfil de tensão nas barras de maior carga e nas barras de 13,8 kV da subestação, na comparação dos casos de contingência com o caso de referência é mais claramente mostrada no gráfico da Figura 9.

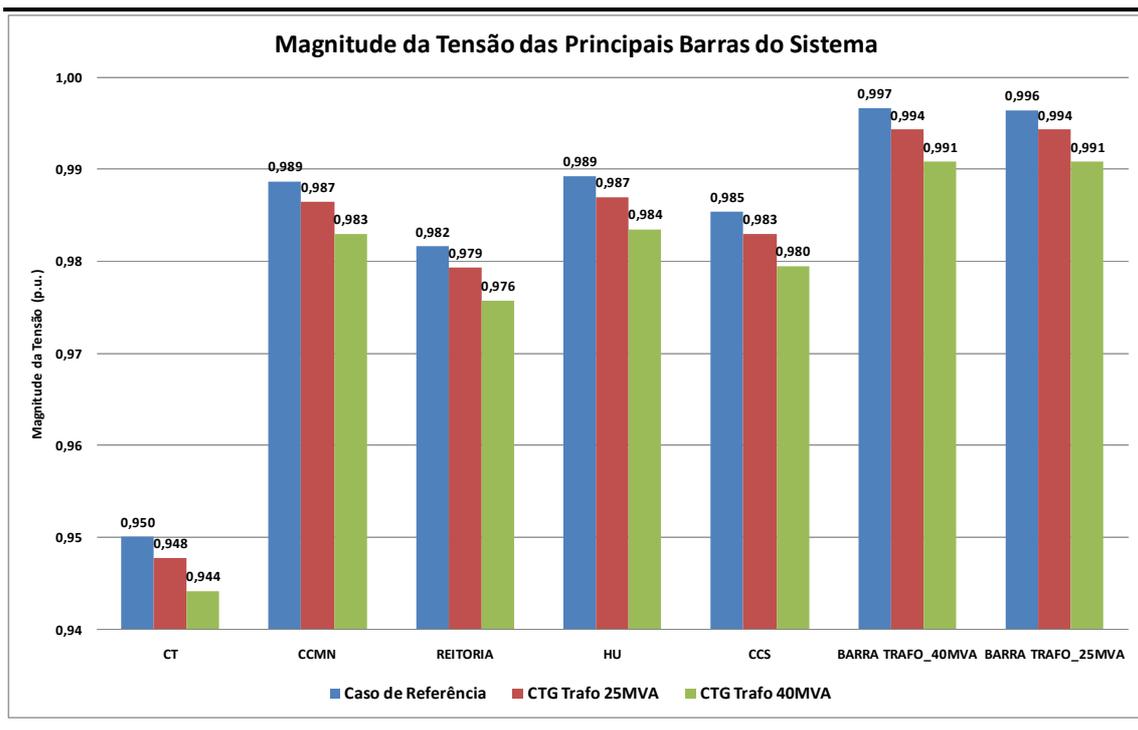


Figura 9: Tensão nas principais barras de carga do sistema

3.2.2. Quanto aos Carregamentos

É possível identificar diretamente pelo diagrama da Figura 7 uma sobrecarga no circuito LDS 4410 que alimenta a UC do CT. Pela Tabela 2 e 3 verifica-se que esta sobrecarga atinge cerca de 30% acima do limite de carregamento normal de operação, e 11% acima do limite de carregamento em caráter de emergência, da linha, respectivamente, o que caracteriza uma condição de emergência, conforme o critério estipulado, e esta condição é inadmissível. Essa violação poderá acarretar em corte de carga de cerca de 1 MW da unidade.

No caso de realizar o suprimento pelo ramal reserva, a LDS 24227, a sobrecarga é ainda maior, visto que este alimentador possui os mesmos limites de carregamento e ainda abastece ao CCMN.

Caso não haja um intertravamento entre as chaves seccionadoras que conectam os ramais ao barramento do CT, seria possível uma dupla alimentação deste barramento, tanto pela LDS 4410 quanto pela LDS 24227, para sanar esta sobrecarga (Figura 10) contudo esta medida poderia acarretar um distúrbio transitório e ser extremamente danosa ao sistema numa situação de falta de sincronismo entre as tensões nas fases de cada

alimentador. Seria necessário um equipamento sincronizador para realização desta manobra, o que a unidade não dispõe, e, além disso, esta operação fugiria da filosofia de operação radial do sistema. Por estas razões esta solução não foi considerada.

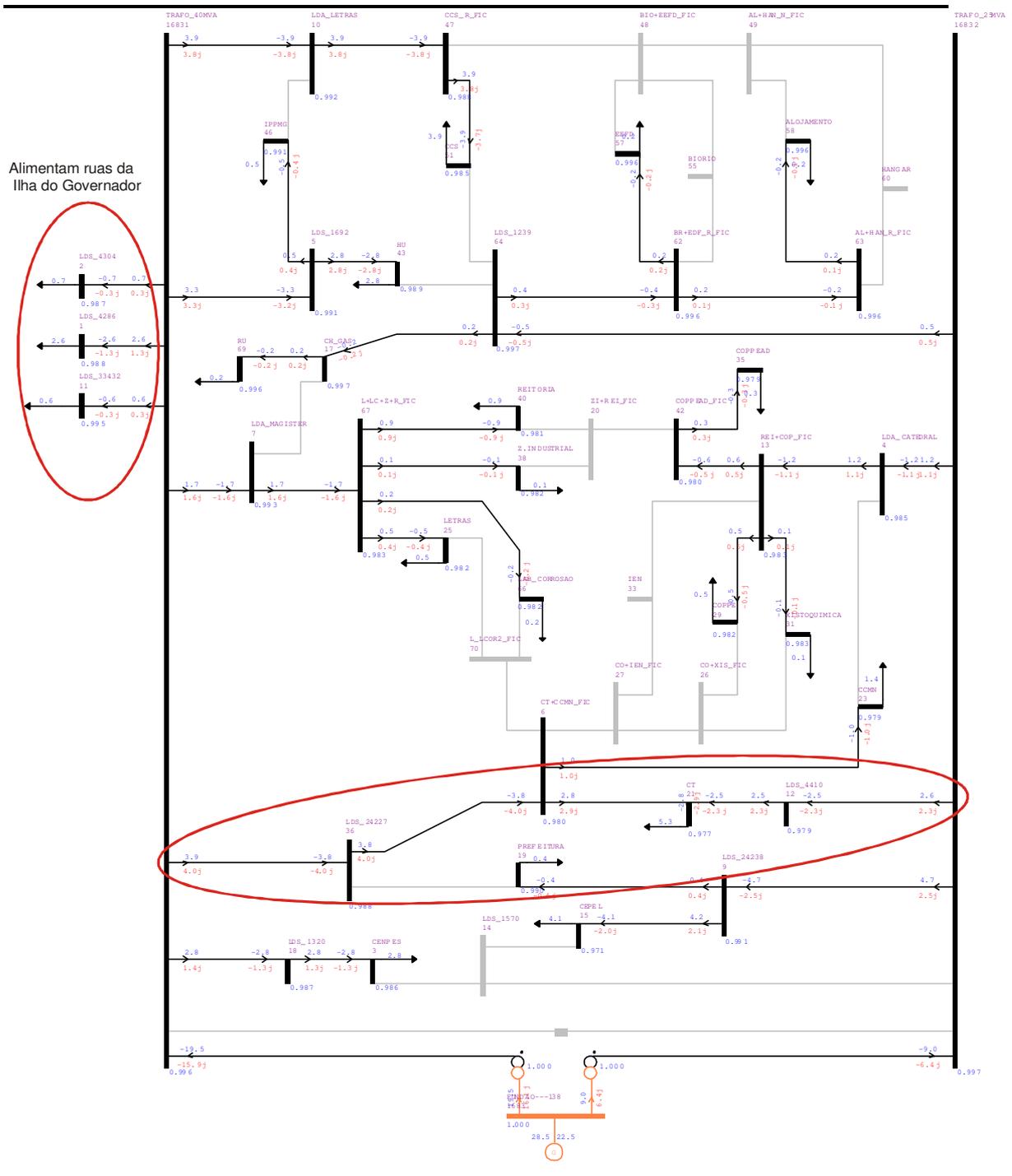


Figura 10: Sistema de distribuição com dupla alimentação no barramento do CT

Na perda do transformador de 40 MVA, é verificado pela Tabela 2 que o transformador remanescente apresenta uma sobrecarga de 47% acima do limite normal de

carregamento, o que também configura condição de emergência no transformador. Estes transformadores não admitem limites maiores para condições de emergência.

Tabela 2: Percentual do carregamento no limite normal nos alimentadores

	Caso de Referência (%)	Perda Trafo 25MVA (%)	Perda Trafo 40MVA (%)
LDA_CATEDRAL	15,04	15,26	15,26
LDS_1692	77,08 ³	77,09 ³	77,10 ³
LDA_MAGISTER	39,58	39,60	39,60
LDS_24238	88,26 ⁴	88,38 ⁴	88,39 ⁴
LDA_LETRAS	78,07 ³	78,18 ³	78,19 ³
LDS_4410	129,54 ⁶	129,94 ⁶	129,98 ⁶
LDS_1570	0,00	0,00	0,00
LDS_1320	51,66	51,69	51,70
LDS_24227	35,85	35,64	35,64
LDS_1239	12,36	12,36	12,36
TRAFO_40MVA	54,62	91,55 ⁵	0,00
TRAFO_25MVA	58,43	0,00	147,01 ⁶

Como definido no item 1.4 os alimentadores apresentam um limite de carregamento de 6 MVA para o regime normal de operação e de 7 MVA para o regime de operação em caráter de emergência. As Tabelas 2 e 3 apresentam os percentuais de carregamento com base nos limites de operação normal e de emergência, respectivamente.

Tabela 3: Percentual do carregamento no limite de emergência nos alimentadores

	Caso de Referência (%)	Perda Trafo 25MVA (%)	Perda Trafo 40MVA (%)
LDA_CATEDRAL	12,9	13,1	13,1
LDS_1692	66,1	66,1	66,1
LDA_MAGISTER	33,9	33,9	33,9
LDS_24238	75,6 ³	75,8 ³	75,8 ³
LDA_LETRAS	78,1 ³	78,2 ³	78,2 ³
LDS_4410	111,0 ⁶	111,4 ⁶	111,4 ⁶
LDS_1570	0,0	0,0	0,0
LDS_1320	44,3	44,3	44,3
LDS_24227	30,7	30,6	30,6
LDS_1239	10,6	10,6	10,6
TRAFO_40MVA	54,6	91,5 ⁵	0,0
TRAFO_25MVA	58,4	0,0	147,0 ⁶

³ Condição de atenção – carregamento acima de 70%

⁴ Condição de alerta – carregamento acima de 80%

⁵ Condição crítica – carregamento acima de 90%

⁶ Condição de emergência – carregamento acima de 100%

As consequências destas violações para o sistema existente poderá ser desde o corte de cargas da ordem de 10 MW nas UCs, que é equivalente a perda de toda a carga do CT e do CEPTEL juntas, até um blecaute completo, caso a proteção não possa atuar de forma a realizar o corte seletivo de cargas.

É interessante perceber que o carregamento dos alimentadores não varia significativamente da condição de rede completa para as condições de contingência nos alimentadores, porém observa-se que o carregamento nos seguintes alimentadores está muito alto, podendo comprometer o atendimento às cargas na perda de um destes.

- Transformador de 40 MVA – condição crítica na perda do transformador de 25 MVA;
- LDS 24238 – Condição de alerta nos três casos;
- LDS 1692 – Condição de atenção nos três casos, e;
- LDA LETRAS – Condição de atenção nos três casos.

3.2.3. Quanto às Perdas Elétricas do Sistema

A Tabela 4 mostra o valor das perdas ativas e reativas no sistema e o percentual correspondente às perdas na carga total.

Tabela 4: Perdas ativas e reativas do sistema

	Perda Ativa [MW]	Percentual da Perda Ativa na Carga do Sistema (%)	Perda Reativa [Mvar]	Percentual da Perda Reativa na Carga do Sistema (%)
Caso de Referência	0,536	1,91%	0,679	3,08%
Perda Trafo 25MVA	0,540	1,92%	0,814	3,70%
Perda Trafo 40MVA	0,544	1,94%	1,023	4,64%

É possível observar que as perdas ativas variam muito pouco se comparados os três casos. Estes pequenos aumentos nas perdas são devidos ao aumento da corrente passante nos circuitos por conta do aumento da queda de tensão no transformador e refletido nos barramentos de carga. Enquanto que as perdas reativas apresentam uma variação positiva de até 50% com relação ao caso de referência (Tabela 4). Este

aumento acontece quase que exclusivamente no transformador remanescente, devido ao aumento significativo da sua corrente passante.

Nesta análise verifica-se como o comportamento da tensão nos barramentos (Figura 8) está muito associado ao fluxo de potência reativa no sistema, posto que a variação do fluxo de potência ativa praticamente nula entre os casos.

Tabela 5: Perdas ativa e reativa em comparação com o caso de referência

	Varição da perda ativa com relação ao Caso de Referência (%)	Varição da perda reativa com relação ao Caso de Referência (%)
Caso de Referência	0,0%	0,0%
Perda Trafo 25MVA	0,9%	19,8%
Perda Trafo 40MVA	1,6%	50,6%

Com esta avaliação do sistema foi possível identificar que há necessidade de reforços estruturais no sistema para adequá-lo para o atendimento à carga tanto a capacidade de carregamento dos circuitos e quanto à adequação ao critério de tensão. Os principais pontos críticos identificados estão nas LDS 4410 e LDS 24238, e no trafo de 25 MVA. A medida mais comumente aplicada aos sistemas de distribuição, no planejamento de sua expansão, é a recapacitação dos circuitos e a substituição dos equipamentos com a capacidade superada. O item 3.3 apresenta a implementação de unidades de GDs como reforços suficientes para mitigar os pontos críticos do sistema.

Capítulo 4

Implementação das unidades de GDs

4.1. Análise das Variáveis do Sistema com a Implementação de GDs

A implantação destas unidades ao longo da rede foi realizada com base na identificação dos pontos críticos da rede e no conhecimento das características das cargas de cada UC. Definiu-se também a conexão destas junto às UCs pela possibilidade de serem utilizados sistemas de co-geração aliados à fontes de energia renováveis, lembrando que está fora do escopo deste trabalho definir qual o tipo de geração deve ser instalada e, tão menos, analisar a forma de conexão destas com a rede.

Os valores de geração obedeceram a um critério generalista de divisão entre as GD, mas de forma que o somatório destas gerações seja suficiente para atender os critérios de desempenho definidos no item 3.1. A Tabela 6 apresenta o rateio da geração entre as GDs a serem implantadas no sistema junto às UCs.

Tabela 6: Potência a ser instalada pelas GD

<i>Unidade</i>	<i>Potência Instalada (MW)</i>
ALOJAMENTO ESTUDANTIL	0,4 MW
REITORIA E CLA	0,4 MW
CENTRO DE CIÊNCIAS DA SAÚDE	2,5 MW
HOSPITAL UNIVERSITÁRIO	2,6 MW
CENTRO DE TECNOLOGIA	2,6 MW
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS E NCE	1,3 MW
CEPEL	1,3 MW

Desta forma, é mostrado na Figura 11 o diagrama georeferencial da Ilha do Fundão indicando a localização das GDs, com os valores de geração a serem utilizados no modelo.

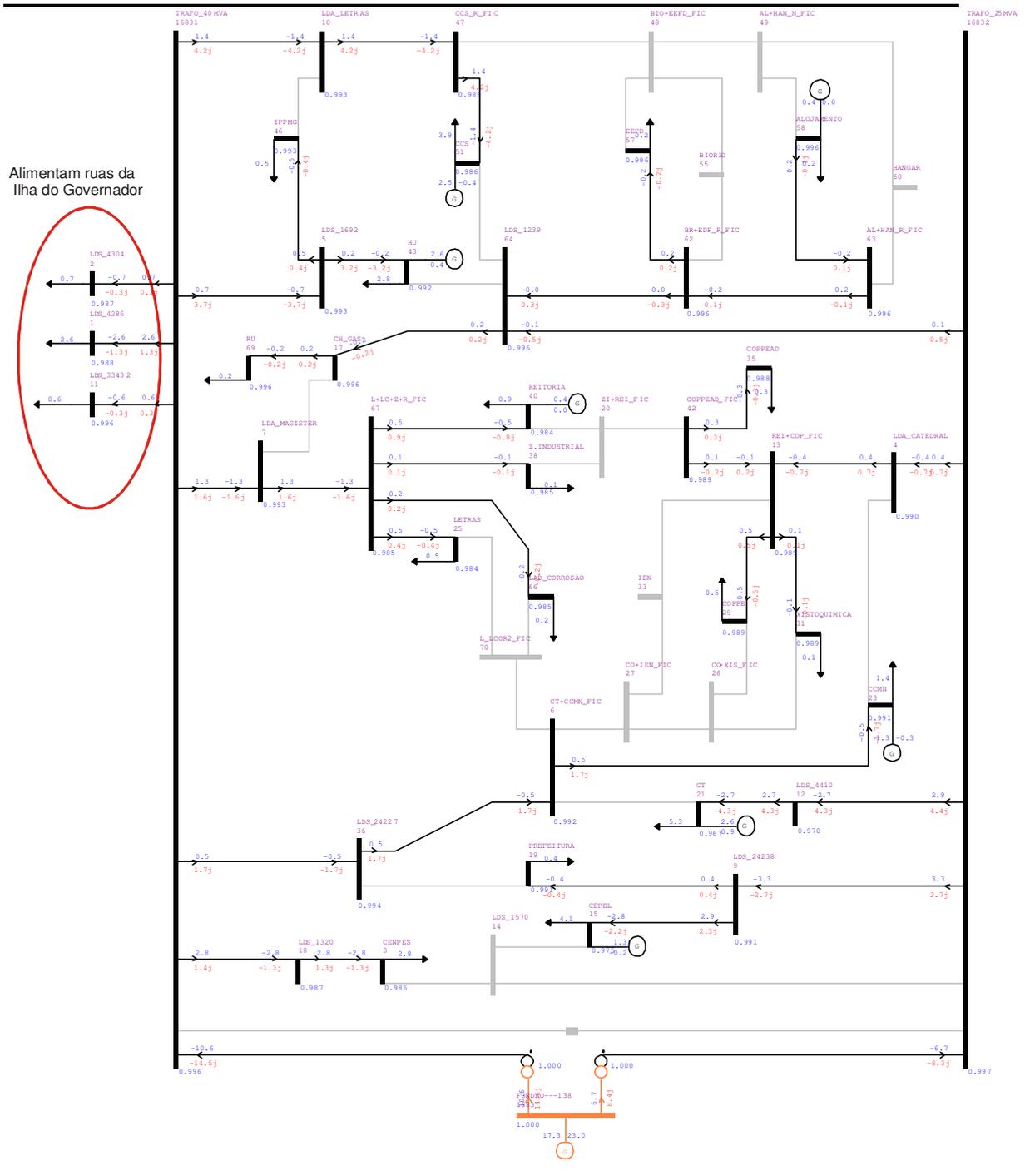


Figura 12: Sistema de distribuição da Ilha do Fundão com implementação das GDs

As análises obedeceram aos mesmos critérios e avaliaram às mesmas variáveis do sistema existente. O diagrama unifilar da Figura 12 mostra o modelo do sistema com a implementação das unidades de GDs.

4.1.1. Quanto aos Níveis de Tensão

No gráfico da Figura 13 são mostradas as curvas do nível de tensão nos barramentos das UCs e nos dois barramentos de 13,8 kV da subestação, para cada caso analisado. É possível observar que todas as tensões estão dentro da faixa normal de operação.

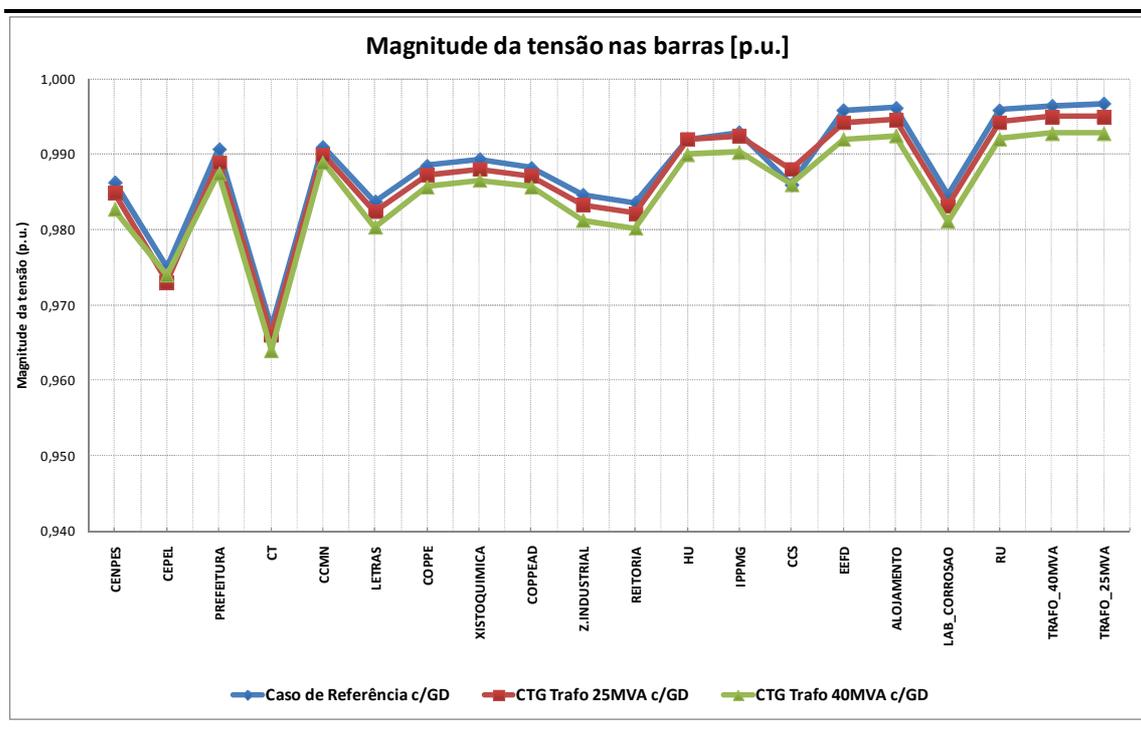


Figura 13: Tensão nas barras de carga do sistema com GD

O gráfico da Figura 13 apresenta uma visão quantitativa do nível da tensão nas principais barras do sistema e mostra pequenas variações entre os casos.

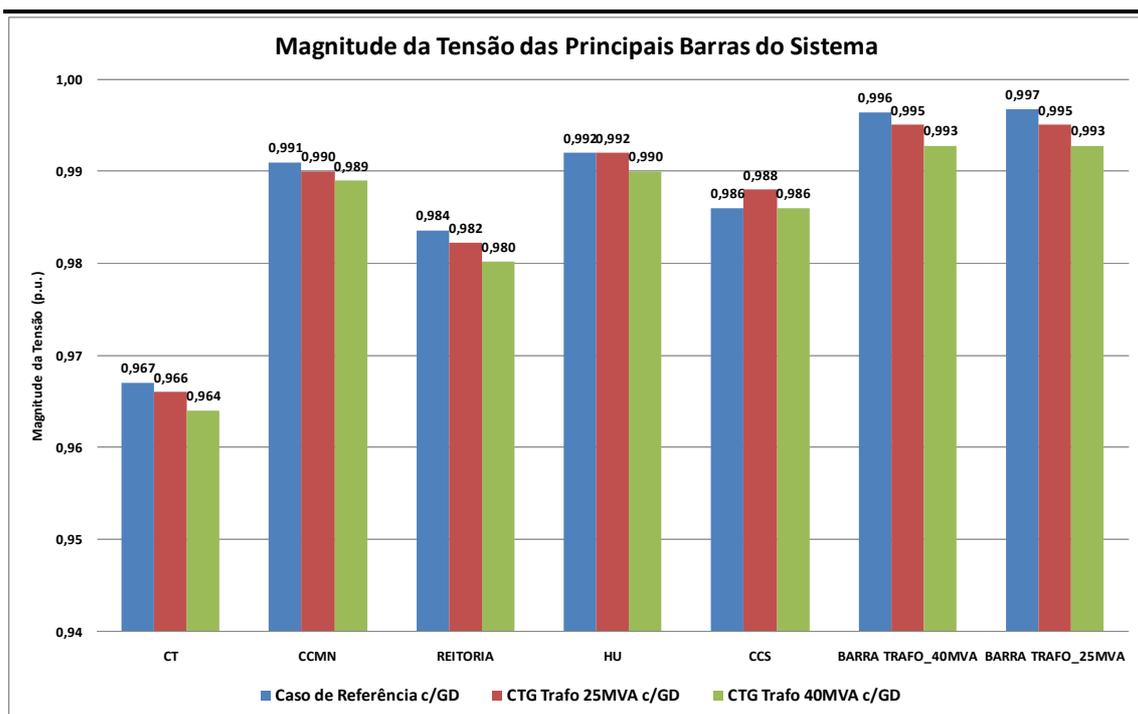


Figura 14: Tensão nas principais barras de carga do sistema com as GDs

4.1.2. Quanto aos Carregamentos

A Tabela 7 mostra o percentual do carregamento em cada alimentador e dos transformadores.

Tabela 7: Percentual do carregamento no limite normal dos alimentadores para o sistema com as GDs

	Caso de Referência (%)	Perda Trafo 25MVA (%)	Perda Trafo 40MVA (%)
LDA_CATEDRAL	13,8	13,0	11,4
LDS_1692	62,3	41,6	38,3
LDA_MAGISTER	34,9	34,9	34,4
LDS_24238	71,5	72,5	63,7
LDA_LETRAS	63,6	43,6	42,3
LDS_4410	87,4	84,9	83,8
LDS_1570	0,0	0,0	0,0
LDS_1320	51,7	51,7	51,6
LDS_24227	30,0	27,5	19,3
LDS_1239	8,8	8,8	8,8
TRAF0_40MVA	45,0	65,9	0,0
TRAF0_25MVA	43,0	0,0	99,8

Nesta tabela constata-se que o carregamento de todos alimentadores está abaixo do limite 90% estabelecido para condição crítica, e também que ambos os transformadores estão abaixo do limite de 100% estipulado para a condição de emergência, alcançando o que era o objetivo, com este montante de potência instalada pelas unidades de GDs.

4.1.3. Quanto às Perdas Elétricas do Sistema

A Tabela 8 mostra o valor das perdas ativas e reativas e o percentual correspondente às perdas na carga total no sistema, agora se considerando a implementação das GDs.

Desta vez é possível observar uma redução das perdas ativas entre os casos de contingência e o caso de referência. Esta variação negativa das perdas ativas nos casos de contingência quando comparados ao caso de referência se dá por conta da redução da corrente nos circuitos.

Tabela 8: Perdas ativas e reativas do sistema com as GDs

	Perda Ativa [MW]	Percentual da Perda Ativa na Carga do Sistema (%)	Perda Reativa [Mvar]	Percentual da Perda Reativa na Carga do Sistema (%)
Caso de Referência c/GDs	0,314	1,12%	0,410	1,86%
CTG Trafo 25MVA c/GDs	0,290	1,03%	0,421	1,91%
CTG Trafo 40MVA c/GDs	0,265	0,94%	0,475	2,16%

A tabela 9 mostra a variação relativa destas perdas em relação ao caso de referência.

Tabela 9: Perdas ativa e reativa em comparação com o caso de referência com as GDs

	Varição da perda ativa com relação ao Caso de Referência (%)	Varição da perda reativa com relação ao Caso de Referência (%)
Caso de Referência c/GDs	0,0%	0,0%
CTG Trafo 25MVA c/GDs	-7,6%	2,6%
CTG Trafo 40MVA c/GDs	-15,7%	15,8%

Em contraposição, as perdas reativas apresentam uma variação positiva nos casos de contingência. Este fenômeno é devido quase que exclusivamente ao aumento da corrente passante no transformador remanescente, causado pela característica somente indutiva dos trafos, modelados como apenas uma reatância.

4.2. Comparação entre as Variáveis do Sistema Existente e do Sistema Considerando a Implementação das GDs

4.2.1. Comparação entre os Níveis de Tensão

Os gráficos das Figura 15, Figura 16 e Figura 17 mostram as curvas para as tensões nas barras de carga do sistema.

Em todos os casos com implementação de GDs ouve um ganho considerável no perfil destas tensões, inclusive retirando a subtensão no barramento do CT nos casos de contingências. Esta observação poderia ser considerada óbvia por se tratar de um estudo de fluxo de potência em regime permanente mas permite ao operador do sistema ter maior sensibilidade dos pontos da rede com maior impacto sistêmico.

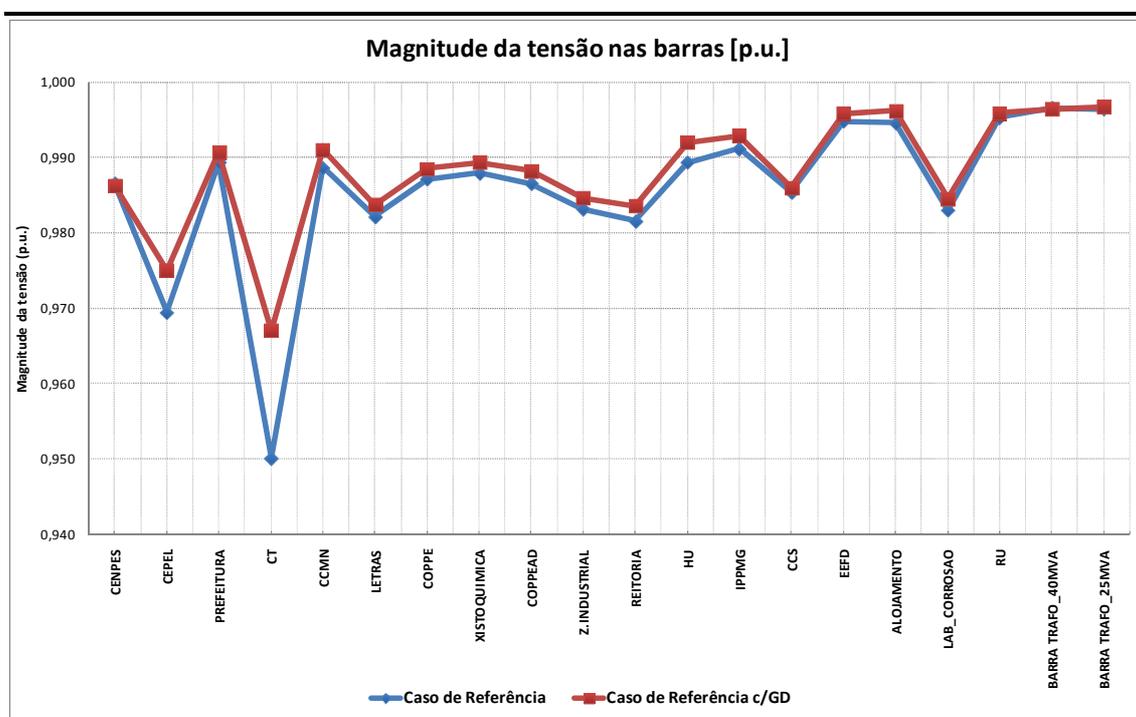


Figura 15: Gráfico comparativo entre os casos de referência sem e com GDs

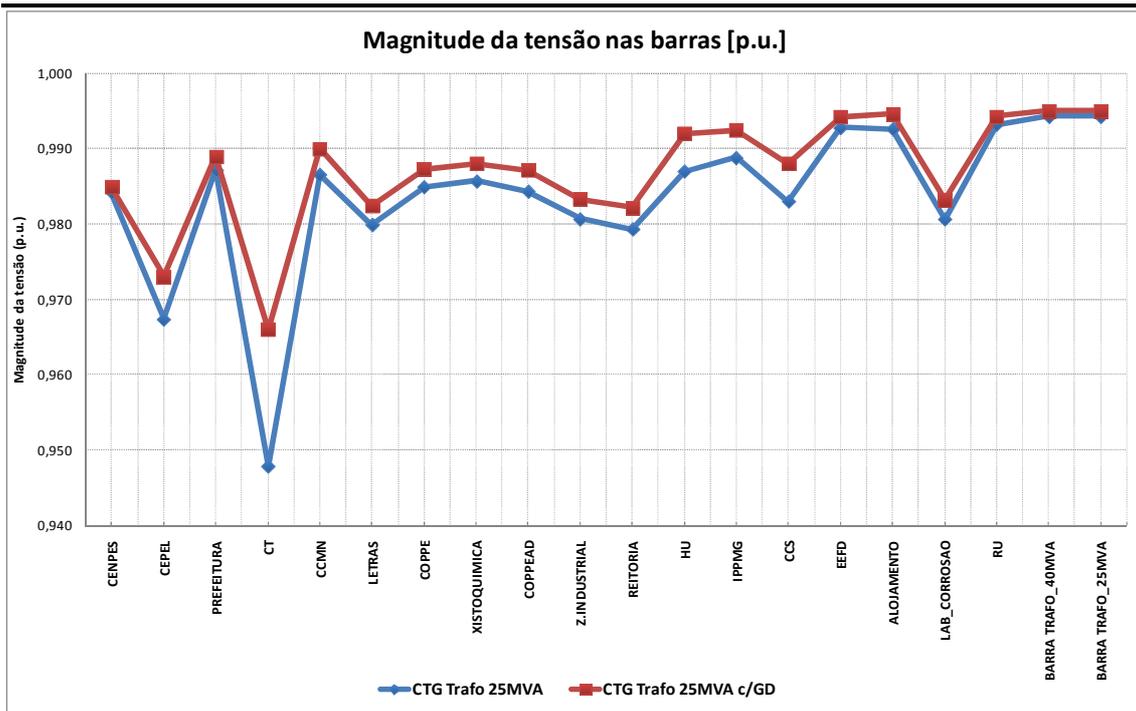


Figura 16: Gráfico comparativo entre os casos de contingência no trafo de 25 MVA sem e com GDs

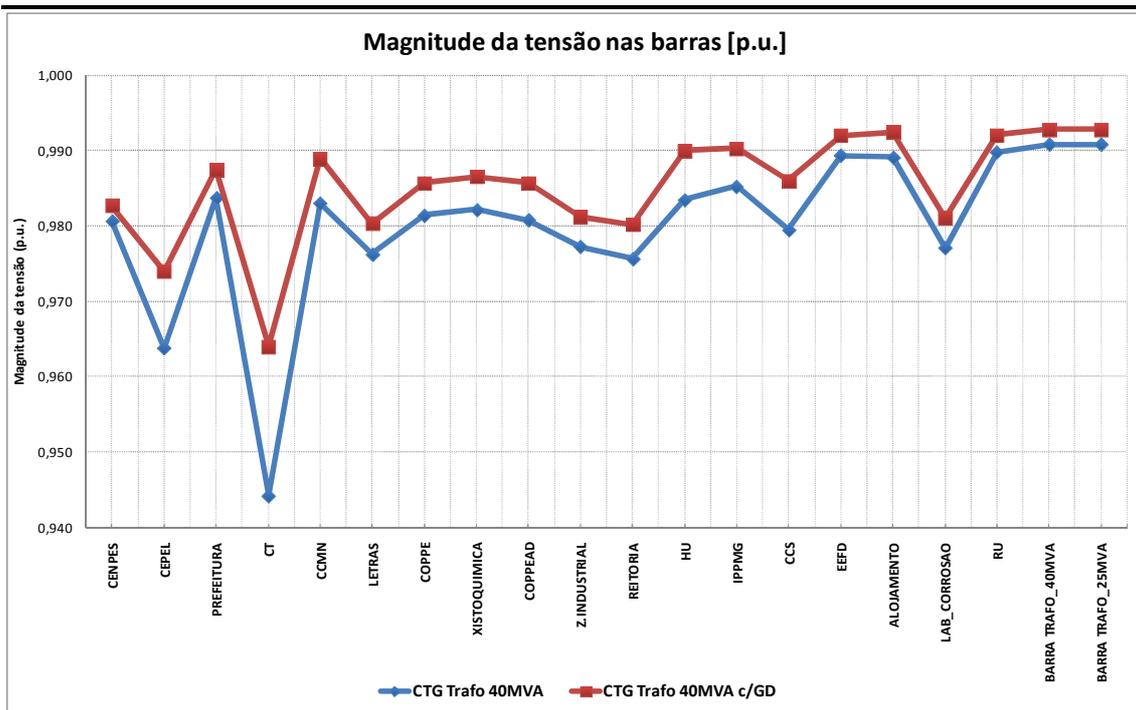


Figura 17: Gráfico comparativo entre os casos de contingência no trafo de 40 MVA sem e com GDs

4.2.2. Comparação entre os Carregamentos

O gráfico da Figura 17 mostra, para os dois transformadores, a comparação de todos os casos da variação de seus carregamentos.

Para os casos em rede completa, mostrados em azul, observa-se uma redução de 3,83 MVA no carregamento do trafo de 40 MVA e de 3,85 MVA no trafo de 25 MVA, o que representa cerca 10% e 15% de suas capacidades nominais, respectivamente.

Do mesmo modo, na perda do trafo de 25 MVA a redução do carregamento no trafo remanescente é de 10 MVA, cerca de 25% da capacidade nominal, e na perda do trafo de 40 MVA, a redução do carregamento no trafo remanescente é de 12 MVA, o que significa redução de 46% em relação à capacidade nominal.

Fato interessante é da redução mais acentuada do carregamento no trafo de 25 MVA quando da perda do outro trafo. Isto acontece porque a reatância deste trafo de 25 MVA é maior, e como as perdas no trafo são proporcionais impedância e ao quadrado da corrente, então reduzindo-se a corrente igualmente em ambos os transformadores a diminuição das perdas no trafo de 25 MVA será mais forte.

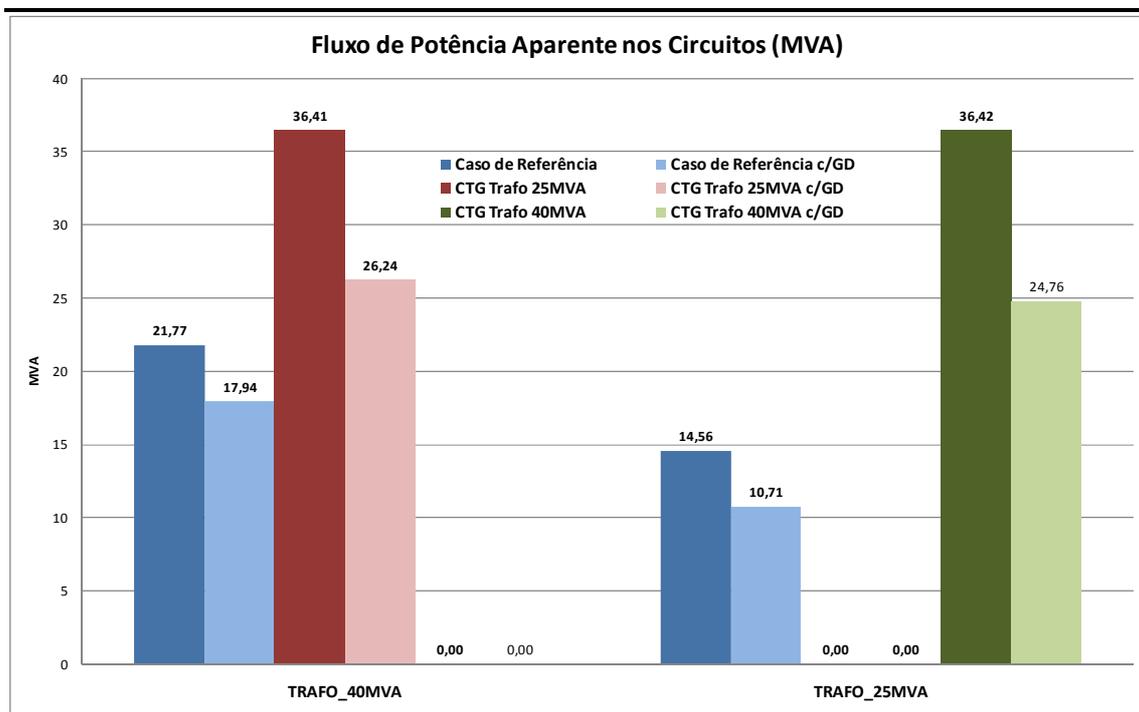


Figura 18: Comparação do carregamento nos transformadores em todos os casos

As variações de carregamento nos alimentadores para o caso de referência e para os casos de contingência no trafo de 25 MVA e no trafo de 40 MVA estão representadas nos gráficos da Figura 19, Figura 20 e Figura 21, respectivamente.

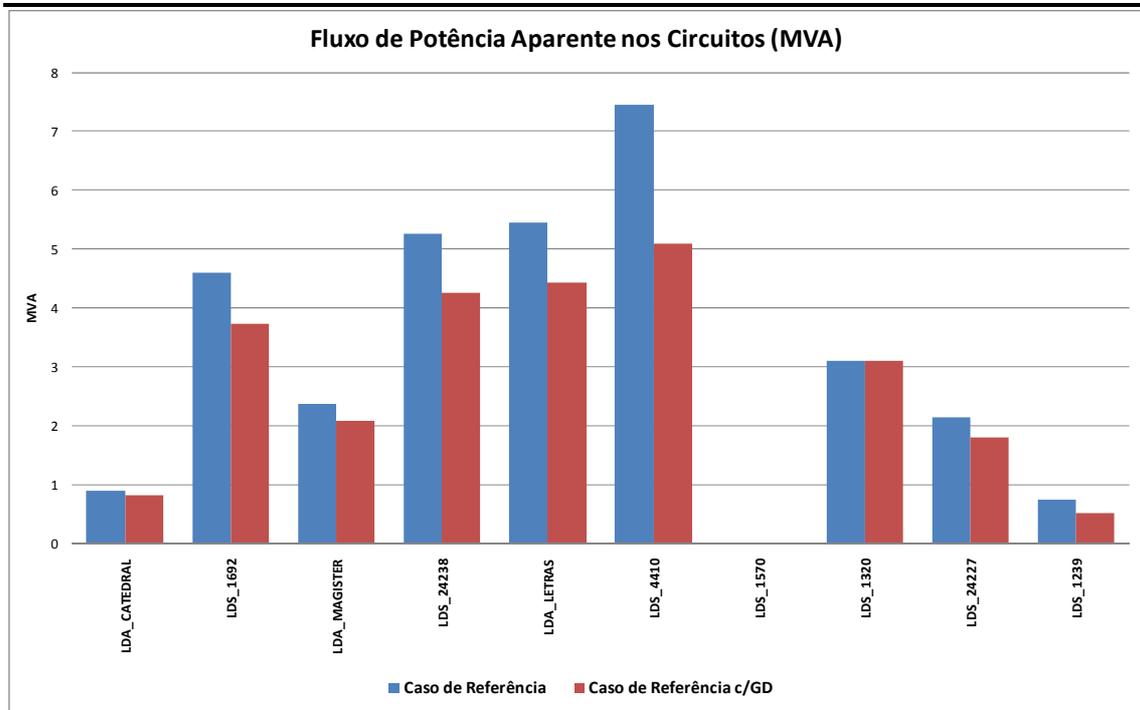


Figura 19: Comparação do carregamento nos alimentadores para os casos de referência

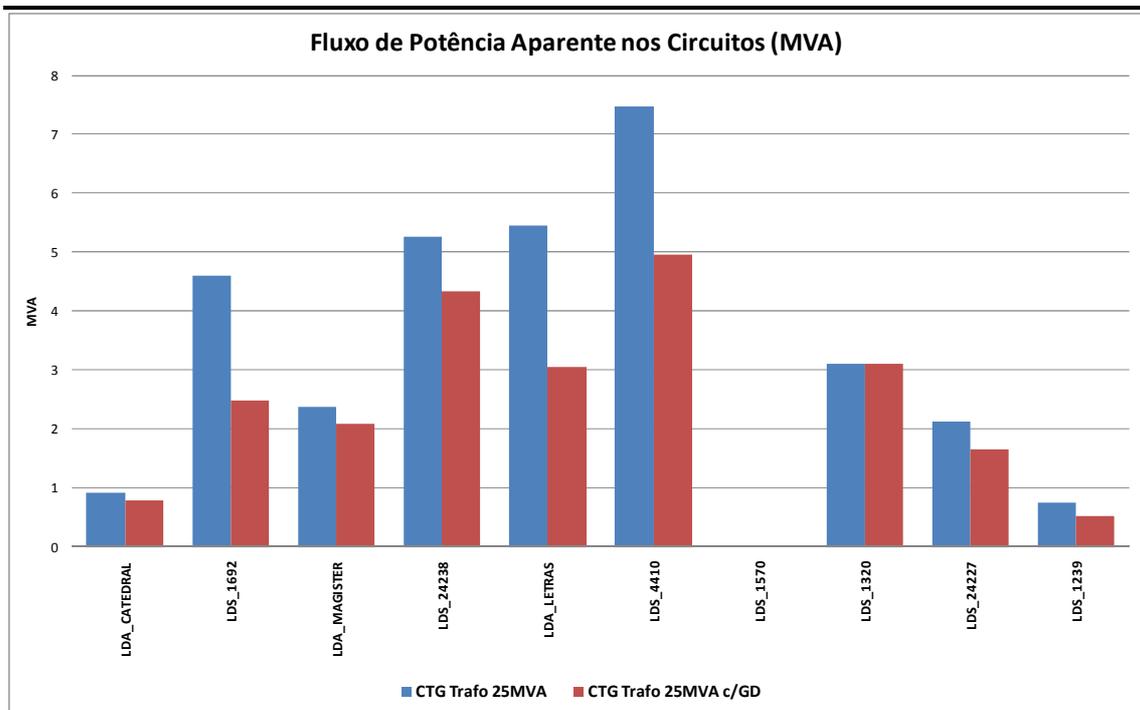


Figura 20: Comparação do carregamento nos alimentadores para os casos de perda do trafo de 25 MVA

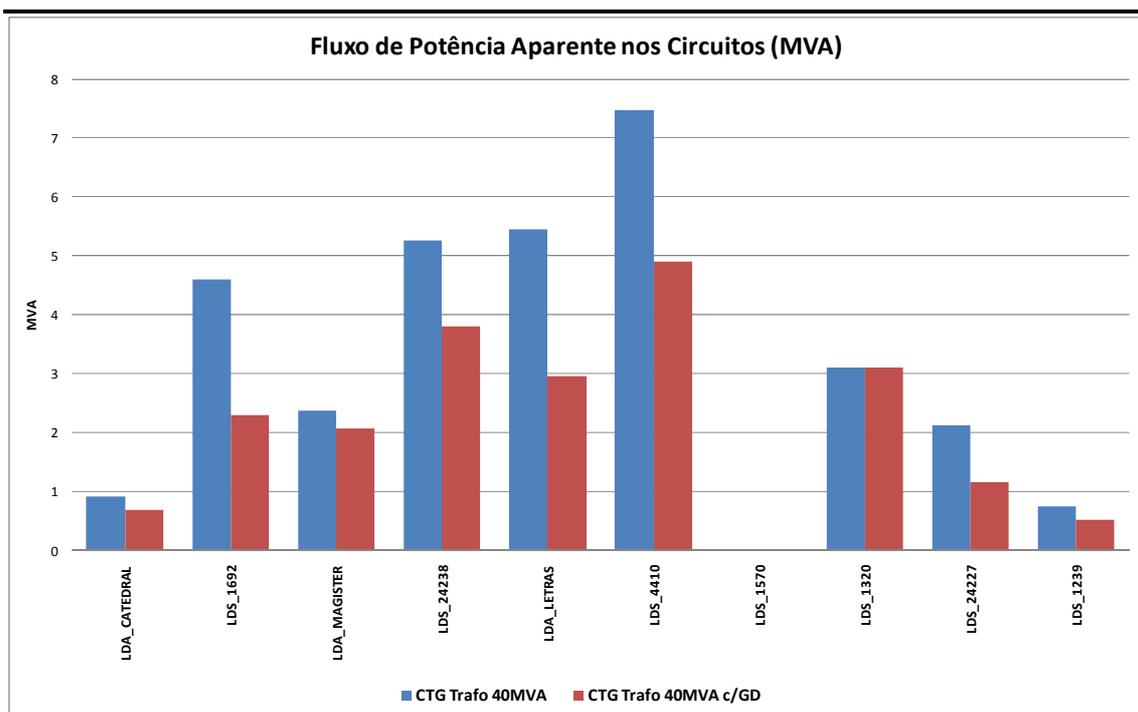


Figura 21: Comparação do carregamento nos alimentadores para os casos de perda do trafo de 40 MVA

Em todos os circuitos houve redução considerável de carregamento, salvo as LDS 1320 e LDS 1570, que conectam o CEPEL e o CENPES, sendo que a primeira é o alimentador principal do CEPEL nesta configuração está alimentando somente esta unidade e a segunda é o ramal reserva para ambas as unidades, o que pela filosofia de operação adotada deve estar desligado.

4.2.3. Quanto às Perdas Elétricas do Sistema

A Tabela 10 mostra que as perdas nos casos com GDs reduziram significativamente as perdas, tanto ativa como reativa, no sistema. Na perda do trafo de 40 MVA esta queda foi acima de 50% quando comparada com o mesmo caso sem as GDs.

Tabela 10: Perdas ativa e reativa em comparação com os caso de mesma topologia

	Varição da perda ativa com relação ao caso de mesma topologia sem GDs (%)	Varição da perda reativa com relação ao caso de mesma topologia sem GDs (%)
Caso de Referência c/GDs	-41,4%	-39,6%
CTG Trafo 25MVA c/GDs	-46,3%	-48,3%
CTG Trafo 40MVA c/GDs	-51,4%	-53,6%

Neste pequeno sistema como o da Ilha do Fundão, que possui uma carga de cerca de 36 MVA, esta redução nas perdas pode chegar a $(280 + j550)$ kVA, na contingência do transformador de 40 MVA, o que representa 1,7% da carga total. Esta potência é maior do que a carga da COPPEAD é quase duas vezes a carga do Alojamento Estudantil e mais de três vezes maior do que a carga do Pólo de Xistoquímica.

Considerando-se o caso de referência, que representa a rede completa, a redução nas perdas pode chegar a $(222 + j269)$ kVA, o que representa 1,0% da carga total.

Numa análise técnico-econômica superficial, para se ter uma ordem de grandeza, é mostrado abaixo o que seria o custo anual destas perdas.

$$\text{Custo Demanda (R\$/kW)} = 18,00$$

$$\text{Custo Consumo Ponta (R\$/kWh)} = 1,94$$

$$\text{Custo Consumo Fora de Ponta (R\$/kWh)} = 0,21$$

Analisando somente a redução das perdas na demanda, teríamos uma economia de:

$$\begin{array}{l} \text{(perda) (custo) (meses)} \\ 222 * 18 * 12 = \text{R\$ } 47.952 \text{ por ano.} \end{array}$$

Agora considerando a redução desta perda no consumo, como se esta fosse uma carga ligada de 6h até as 22h, somente durante a semana (264 dias no ano), com o horário de ponta entre às 18h e 21h, teríamos uma economia de:

$$\begin{array}{l} \text{(perda) (horas) (dias) (custo)} \\ \text{(fora de ponta)} \quad 222 * 15 * 264 * 0,21 = \text{R\$ } 184.615,20 \text{ por ano} \end{array}$$

$$\begin{array}{l} \text{(perda) (horas) (dias) (custo)} \\ \text{(ponta)} \quad 222 * 3 * 264 * 1,94 = 341.098,56 \text{ por ano} \end{array}$$

No total, teríamos um montante de aproximadamente R\$ 573.665,76 anuais de economia somente com a mitigação destas perdas. Muitos outros fatores devem ser considerados para a realização desta análise técnico-econômica, porém este número dá uma indicação bastante importante do custo destas perdas para o sistema.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalhos Futuros

O modelo desenvolvido com base nos dados disponíveis e considerando as aproximações realizadas apresentou resultados bastante coerentes com as fontes de informação. As impedâncias da rede, que seriam objeto principal de incertezas do sistema, dado a impossibilidade de levantamento de informações precisas, apresentou um comportamento dentro do esperado, haja visto as tensões nos barramentos.

Pela avaliação do desempenho, quanto as análise dos carregamentos dos circuitos e transformadores, e nível de tensão nas barras de carga, tanto para a rede completa quanto para situação de contingência dos transformadores, foi possível concluir que para o cenário apresentado, o sistema precisa de reforços. Os principais pontos críticos identificados no sistema estão nas LDS 4410 e LDS 24238, mesmo com rede completa, e o trafo de 25 MVA, na perda do trafo de 40 MVA.

Ao invés de se sugerir a recapacitação dos circuitos e a substituição dos equipamentos que apresentam risco de sobrecarga, o que seria a medida trivial para atender a ampliação necessária, de acordo com a filosofia do sistema atual, foram propostas algumas soluções de geração distribuída como uma solução que proporcionará ao sistema maior eficiência na carga, redução das perdas elétricas e o aumento na confiabilidade ao sistema. O Capítulo 4 apresentou a implementação de unidades de GDs como reforços suficientes para mitigar os pontos críticos do sistema.

As análises sobre o modelo considerando estas soluções de geração distribuída apresentaram resultados muito satisfatórios para o proposto, o que confirma a possibilidade de implantação da geração distribuída como solução viável.

O item 4.2 apresentou, pela comparação entre as situações com e sem as unidades de GDs, quantitativamente a melhoria das variáveis avaliadas para o desempenho do sistema.

Certamente este modelo ainda carece de ser aperfeiçoado, é necessário um levantamento mais profundo das cargas de cada unidade consumidora, uma metodologia mais acurada para determinação das impedâncias de cada alimentador, a definição de quais os tipos de unidades de GDs mais viáveis a serem implementadas, e qual a forma de interface destas com a rede. A representação do sistema como rede trifásica, ao invés do equivalente monofásico, também pode levar a resultados mais precisos.

Outras melhorias também devem ser implementadas sobre o sistema de distribuição para que estas fontes de energia possam se tornar uma realidade. Dentre estas melhorias, podem ser destacadas as seguintes como fundamentais para que o conceito de microrredes possa ser implementado:

- Implantação da medição eletrônica nas cargas e nos alimentadores;
- Automatização das subestações;
- Implantação de dispositivos de armazenamento de energia;
- Instalação de um controle coordenado e integrado das unidades de geração, de forma a responder automaticamente a variação da carga.

E, obviamente que muitos estudos ainda devem ser realizados, como: análise da estabilidade transitória e controle de frequência, esquemas de proteção e de recomposição, entre outros, para então definir que a implementação destas unidades de geração distribuídas no sistema modelado pode ser realizada, e que estas proporcionarão as melhorias previstas, porém este trabalho dá um direcionamento para estes estudos.

Contudo, este trabalho também se propõe a servir como base para outros trabalhos que visam realizar pesquisas sobre o sistema de distribuição da Ilha do Fundão e desenvolver soluções para os problemas energéticos do Campus. A implementação de

unidades de GDs como forma de mitigação das restrições encontradas e melhoria no desempenho do sistema foi apenas uma das possíveis soluções estudadas.

Uma das vertentes para continuação deste trabalho será avaliar a solução sistêmica mais adequada para proporcionar estabilidade eletromecânica ao sistema no caso da falta de ambos os transformadores ou na perda do sistema de 138 kV. Novos estudos poderão mostrar uma solução suficiente para permitir que o sistema da Ilha do Fundão opere ilhado da rede 138 kV da Light.

Referências Bibliográficas

- [1] STEVERSON, Willian D. **Elementos de análise de sistemas de potência**. 2.ed. São Paulo:McGraw-Hill, 1986.
- [2] PRISMIAN CABLES AND SYSTEMS. **Tabelas Dimensionamento Média Tensão NBR 14039/2003**. disponível em: <http://www.prysmian.com.br>. consultado em: março. 2010.
- [3] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. Planejamento e programação da operação elétrica: visão geral. **Procedimentos de Rede**. Submódulo 6.1, 2009.
- [4] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. Planejamento e programação da operação elétrica: visão geral. **Procedimentos de Rede**. Submódulo 23.2, 2009.
- [5] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. Planejamento e programação da operação elétrica: visão geral. **Procedimentos de Rede**. Submódulo 23.3, 2009.
- [6] ELETROBRÁS. Manutenção e operação de sistemas de distribuição. **Coleção Distribuição de Energia Elétrica**. v.4. Rio de Janeiro:Campus, 1982.
- [7] ELETROBRÁS. Planejamento de sistemas de distribuição. **Coleção Distribuição de Energia Elétrica**. v.1. 2.ed. Rio de Janeiro:Campus, 1986.
- [8] ELETROBRÁS. Controle de tensão de sistemas de distribuição. **Coleção Distribuição de Energia Elétrica**. v.5. Rio de Janeiro:Campus, 1985.
- [9] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE). **Níveis de Tensão Secundária por Estado** apud ELETROBRÁS, disponível em: http://www.abradee.com.br/setor_eletrico.asp. consultado em: agosto.2010.

- [10] BEL, I. *et al.* Geração Distribuída: Integração de pequenos geradores para formação de centrais virtuais. **EM: Eletricidade Moderna**, Aranda editora, ano 37, n.418, p.154, Janeiro de 2009.
- [11] YUKITA, K.; GOTO, Y.; ICHIYANAGI, K. Qualidade da energia: sistema de armazenamento de energia na geração distribuída. **EM: Eletricidade Moderna**, Aranda editora, ano 37, n.425, p.130, Agosto de 2009.
- [12] COSTA, H.S.; DINIZ, S. Toda Via: Geração elétrica nos telhados urbanos. **EM: Eletricidade Moderna**, Aranda editora, ano 38, n.427, p.210, Outubro de 2009.
- [13] GARCÍA, M.O. *et al.* Microgeração: Redução de picos de curvas de carga usando microturbinas. **EM: Eletricidade Moderna**, Aranda editora, ano 35, n.399, p.184, junho. 2007.
- [14] CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPTEL. CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SERGIO DE SALVO BRITO – CRESESB. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaica**. 2.ed. Rio de Janeiro:CRESESB, 1999.
- [15] TOLMASQUIM, Maurício Tiommo; ROSA, Luiz Pinguelli; SZKLO, Alexandre Salem. **Tendências da eficiência elétrica no Brasil: indicadores de eficiência energética**. Rio de Janeiro:COPPE/UFRJ, 1998.
- [16] SAN MATÍN DÍAZ, J.I. *et al.* Geração distribuída: Sistemas de trigeração com o uso de células a combustível. **EM: Eletricidade Moderna**, Aranda editora, ano 38, n.427, p. 176, outubro. 2009.
- [17] ALDABÓ, Ricardo. **Qualidade na energia elétrica**. São Paulo:Artliber, 2001.
- [18] FALCÃO, D.M. **Smart Grid e Microrredes: O Futuro já é Presente**. In: VIII SIMPASE, Rio de Janeiro – RJ, 9-14 Agosto de 2009.
- [19] FALCÃO, D.M. **Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid**. In: III SBSE, Belém – PA, 18-21 Maio de 2010.
- [20] LEÃO, R. P. **Geração, Transmissão e Distribuição - GTD**. *Apostila utilizada em disciplina de graduação*. p. 38. Fortaleza, Ceará, Brasil:UFC. 2009.

- [21] GASTALDO, M. M. Histórico da regulamentação do setor elétrico brasileiro. **Revista O Setor Elétrico**, p. 36-42. Jan. 2009.
- [22] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Histórico do Setor Elétrico Brasileiro**. disponível em: <http://www.ccee.org.br>. consultado em: agosto. 2010.
- [23] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. v.1. 2008.
- [24] RODRÍGUES, Carlos Roberto Cervantes. **Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 118 f. *Tese de Mestrado* – Faculdade de Engenharia Mecânica – UNICAMP. Campinas, 2002.
- [25] SOUZA, Angelo Ricardo Rodrigues. **Conexão de Geração Distribuída em Redes de Distribuição**. 107 f. *Tese de Mestrado* – Departamento de Engenharia Elétrica – UFP. Curitiba, 2009.
- [26] JÚNIOR, J. C. **Impacto da Geração Distribuída no Perfil de Tensão de Regime Permanente de Redes de Distribuição de Energia**. disponível em Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica: <http://143.107.235.69/>. consultado em: agosto. 2008.
- [27] ANDRADE, Waltencir dos Santos. **Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição e Sub-Transmissão Considerando Geração Distribuída**. 215 f. *Tese de Doutorado* – COPPE – UFRJ. Rio de Janeiro, 2007.
- [28] ARAÚJO, R. V. **Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. *Trabalho utilizado na disciplina Gestão da Energia Elétrica*. 32 f. Coimbra, Portugal, 2005.
- [29] DE SOUZA, A.R.R.; FERNANDES, T.S.P.; AOKI, A.R.; OMORI, J.S. **Utilização de Fatores de Sensibilidade para Determinação de Pontos de**

- Conexão de Geração Distribuída à Rede de Distribuição.** In: XIII ERIAC, Puerto Iguazú, Argentina, 24-28 de maio de 2009.
- [30] GUEDES, L.M.; SANTOS, E.C.; OLIVEIRA, M.A.G. **Alocação de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais Considerando Análise de Curva de Carga.** In: XIII ERIAC, Puerto Iguazú, Argentina, 24-28 de maio de 2009.
- [31] LASSETER, R.H.; PIAGI, P. **MicroGrids: A Conceptual Solution.** In: Proceedings of the IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference – PESC, Aachen, Germany, 2004.
- [32] GOMES, R. C.; PRINTES, A. L.; RAMOS, C. M. **Proposta de Sistema com Arquitetura para Implementação de uma Smart Grid na Rede de Distribuição em Baixa Tensão.** In: III SBSE, Belém – PA, 18-21 Maio de 2010.
- [33] LASSETER, R.H.; PIAGI, P. **Microgrids and Distributed Generation.** In: Journal of Energy Engineering, p. 133-144. Set. 2007.
- [34] KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.C.B. Reconfiguração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica Através de Ferramenta para Solução de Problemas de Decisão com Múltiplos Objetivos e Incertezas. **Revista Controle & Automação**, v.9. n. 1. p. 18-30. 1998.