

Lucas da Silva Cunha

**ESTUDO DO COMPORTAMENTO DE
UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA NA PRESENÇA
DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA VIA
OPENDSS**

Trabalho de Conclusão de Curso Apresentado
à Escola de Engenharia de São Carlos, da
Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em
Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada

São Carlos

2010

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

C972e Cunha, Lucas da Silva
Estudo do comportamento de um sistema de distribuição
de energia elétrica na presença de geração distribuída
via OPENDSS / Lucas da Silva Cunha ; orientador Eduardo
Nobuhiko Asada. -- São Carlos, 2010.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em
Engenharia Elétrica com Enfase em Sistemas de Energia e
Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da
Universidade de São Paulo, 2010.

1. Distribuição de energia elétrica. 2. Geração
distribuída. 3. Bancos de capacitores. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Lucas da Silva Cunha

Título: "Estudo do Comportamento de um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geração Distribuída Via OPENDSS"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 30 / 11 / 2010,

com NOTA 9,5 (muito bom), pela comissão julgadora:


Prof. Dr. Mário Oleskovicz - EESC/USP


Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Jr. - EESC/USP


Prof. Associado Homero Schiabel
Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica
EESC/USP

Agradecimentos

Agradeço a Deus, em primeiro lugar, por minha vida e saúde, pois sem elas não seria capaz de realizar o curso de Engenharia Elétrica nesta instituição e obter todo o conhecimento que adquiri até o presente momento.

Aos meus pais, José Donizete da Cunha e Lucimar T. da Silva Cunha e ao meu irmão Fernando, por todo apoio, amor e estrutura que me deram e incentivo que me fizeram chegar até aqui neste momento de minha vida.

Aos meus amigos e minha namorada, pelo apoio e ótimos momentos que pude passar com eles durante esses anos de estudo. Em especial ao Sillas pelo grande apoio no desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu orientador Eduardo Nobuhiro Asada, pelos ensinamentos que me transmitiu como professor e como orientador ao longo do tempo em que pude conviver com ele no desenvolvimento deste Trabalho de Conclusão de Curso.

Sumário

Agradecimentos.....	i
Sumário	ii
Resumo.....	iii
Abstract.....	iv
1. Introdução.....	5
2. Objetivos	9
3. Descrição do Caso.....	11
3.1. Sistema Físico	11
3.2. Programa <i>OpenDSS</i>	20
3.2.1 Funcionalidades Básicas	21
3.2.1 Conceitos Básicos	24
3.2.3 Sintaxe dos Comandos	28
4. Análise do Sistema	33
4.1. Condições Normais	34
4.2. Ausência de Bancos de Capacitores	42
4.3. Ausência de Geração Distribuída.....	46
4.4. Resumo das Operações	52
5. Crescimento da Carga em Dez Anos	55
5.1. Operação Após o Crescimento – Correntes	56
5.2. Recondutoramento	58
5.3. Operação Após o Crescimento – Tensões	60
5.4. Potências e Perdas Após o Crescimento	64
6. Identificação do Ano da Violation de Tensão	65
7. Conclusões.....	67
Referências Bibliográficas	71
Anexo	73

Cunha, Lucas da Silva. **Estudo do comportamento de um sistema de distribuição de energia elétrica na presença de geração distribuída via OPENDSS.** 2010. 83p. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2010

Resumo

Este presente trabalho de conclusão de curso tem como objetivo principal a análise de um sistema de distribuição de energia elétrica na presença de bancos de capacitores e geração distribuída. O sistema aqui estudado apresenta características de um sistema real de distribuição juntamente com geração de energia elétrica. As análises foram efetuadas no intuito de verificar as tensões, perdas e fluxo de potência na subestação principal para o sistema operando em três cenários, operação normal, operação na ausência dos bancos de capacitores e a operação na ausência de geração distribuída. Também será mostrado o comportamento do mesmo sistema após previsão de crescimento de carga em dez anos. É proposto o recondutoramento das linhas de distribuição após a previsão de crescimento de carga para que os níveis de tensão continuem a ser classificados como adequados segundo regulamentação nacional vigente. Foi visto que para a operação normal do sistema as tensões puderam ser classificadas como adequadas e para os outros dois cenários, a menos do período de maior carga, a classificação de tensão adequada também foi encontrada. As simulações foram feitas com o software OpenDSS.

Palavras Chave: Distribuição de energia elétrica, Geração distribuída, Bancos de capacitores.

Cunha, Lucas da Silva. **Study of the performance of an electrical energy distribution system in the presence of distributed generator via OPENDSS.** 2010. 83p. Course Final Paper – Engineering School of São Carlos, University of São Paulo, 2010

Abstract

This graduation project has as its main objective the analysis of a power distribution system in the presence of capacitor banks and distributed generators. The system shows characteristics of a real distribution system together with electric power generation. The analysis were performed in order to examine the voltage levels, losses and power flow in a substation considering the system operating normally, without capacitor banks and without generators. It also shows the behavior of the system after its load growth forecast in ten years. It is proposed the change of conductors of distribution lines after load growth in order to keep voltage levels adequate, according to national regulations. It was observed that for a normal operation of the system, voltages were classified as adequate and in the other two scenarios, with the exception of the highest load period, the classification of adequate voltage was also observed. The simulations were performed using the OpenDSS software.

Keywords: Energy distribution, Distributed generation, Capacitor banks.

1. Introdução

Em se tratando de sistemas responsáveis por geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, de grandes magnitudes, tem-se logo o termo associado sistemas elétricos de potência (SEPs). Estes sistemas têm como função principal, além de muitas outras funções e papéis do sistema elétrico como um todo, fornecer energia elétrica aos usuários com qualidade e no instante em que a energia é solicitada. Enquadram-se dentre esses usuários pequenos, médios ou grandes consumidores de energia elétrica [1].

No Brasil, devido ao predomínio da geração de energia elétrica provinda de usinas hidroelétricas, justificada pelo potencial hídrico existente e, estando os centros de cargas distantes das zonas geradoras, tornam-se imprescindíveis os elementos de ligação, os sistemas de transmissão.

Devido à diversidade da natureza das cargas nos centros consumidores, estes acabam não sendo atendidos no mesmo nível de tensão. Como um exemplo, podem-se citar consumidores residenciais, considerados como pequenos consumidores ou pequenas cargas até grandes indústrias, adequadas como grandes consumidores ou grandes cargas.

As mudanças na estrutura do setor elétrico brasileiro, com grande parte das empresas distribuidoras passando pelo processo de privatização, levam à necessidade de um maior controle da qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores finais. No cenário atual, cabe a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) prezar por esse controle, estabelecendo normas e limites para tal fim [2].

Dentro do contexto apresentado anteriormente, este trabalho de conclusão de curso propõe a análise do comportamento de sistemas de distribuição de energia elétrica, análise dos níveis de tensão nas barras do sistema com geração distribuída e também a análise de melhorias que podem ser implementadas para adequar a qualidade da energia elétrica fornecida pela distribuidora. Também neste trabalho será estimado um cenário futuro para a região de análise de acordo com a previsão de crescimento da carga do sistema.

Além disso, será verificado o comportamento de sistemas de geração distribuída (GD) que nada mais são do que geração de energia elétrica localizada junto ou próxima da carga. Acredita-se que esse tipo de geração de energia elétrica apresenta vantagens em relação a centrais geradoras, pois podem representar economia para o sistema e redução das perdas [3].

O objetivo primordial a ser alcançado durante o desenvolvimento deste trabalho de conclusão de curso é a verificação do comportamento de um sistema de distribuição de energia elétrica na presença de geração distribuída.

Levando em consideração todos os aspectos relevantes à representação mais realista possível de um sistema de distribuição de energia de porte real, como variação de cargas ao longo do dia, ajustes de transformadores, tipos diferentes de condutores, bancos de capacitores, geradores distribuídos, entre outros, serão propostas e analisadas, de maneira dinâmica e eficiente, ações praticáveis para melhoramento de parâmetros como perfis de tensão, qualidade de energia, estimativa de crescimento do sistema e etc.

Para a realização dos objetivos propostos, utilizar-se-á um *software* livre voltado para a simulação de sistemas de distribuição de energia elétrica, *The Open Distribution System Simulator*, o *OpenDSS*. A utilização deste software permitirá, de forma simples e eficaz, elaborar estudos e análises de maneira dinâmica e com resultados satisfatórios sendo, portanto, parte também integrante deste trabalho de conclusão de curso, o aprendizado e utilização eficiente desta ferramenta computacional, o que se dará pela comparação dos resultados das simulações feitas no software com dados observados empiricamente em redes de distribuição já instaladas.

As necessidades e vantagens de um *software* livre de simulação de sistemas de distribuição de energia elétrica são claras e pesquisadores e usuários finais são os maiores beneficiados [4].

A partir da representação no ambiente do software *OpenDSS*, proceder-se-á a análise do desempenho de sistemas reais de distribuição de energia frente a alguns aspectos específicos. Dentre eles pode-se destacar análise do nível de tensão nas barras do sistema, perdas nas linhas e transformadores do sistema e recondutoramento do sistema após estimativa de crescimento da carga.

Em sistemas onde se observa a atuação de geradores distribuídos é importante conhecer o fluxo de carga, pois este revela, além do perfil de carga de cada alimentador, as perdas e também a direção do fluxo de potência, determinado pelos níveis de carga em determinado período e a potência gerada. Fluxo de potência bidirecional pode provocar maiores perdas e problemas na seletividade e coordenação dos equipamentos de proteção. Durante o período de carga leve, por exemplo, a presença de geradores em sistemas de distribuição pode promover um aumento das tensões nas barras do sistema, as quais podem atingir valores que excedem os limites estabelecidos pelas normas, logo, percebe-se que é imprescindível determinar essas condições proibitivas de operação e propor medidas para que as mesmas não sejam atingidas. Assim como no período de carga pesada, os limites inferiores de tensão estabelecidos pelo órgão regulador nacional podem ser violados e significar em multas a serem pagas pela distribuidora aos consumidores.

Este trabalho de conclusão de curso está estruturado em sete capítulos. No capítulo 1 é apresentada a Introdução do trabalho. Neste, é descrito o contexto do trabalho bem como algumas definições e a estrutura do mesmo. No capítulo 2, são descritos os objetivos propostos neste trabalho. No capítulo 3, Descrição do Caso, é apresentado o sistema que será abordado neste trabalho, juntamente com a

ferramenta a ser utilizada com alguns detalhamentos. Em seguida, no capítulo 4, Análise do Sistema, são apresentados os resultados obtidos no trabalho. Neste capítulo encontram-se os resultados que descrevem a operação do sistema em si. No capítulo 5, Crescimento da Carga em Dez Anos, é feita uma projeção do comportamento do sistema para os próximos dez anos, de acordo com fundamentos específicos. Neste capítulo, além da projeção do crescimento e do comportamento do sistema, é proposto um método para melhoria da qualidade da energia. No capítulo 6, Identificação do Ano da Violação de Tensão, é feito o estudo do ano no qual o sistema começaria a violar os níveis de tensão estabelecidos pelo órgão regulador nacional, de acordo com a projeção de crescimento da carga do sistema. Por fim, no capítulo 7, são apresentadas as conclusões obtidas deste trabalho de conclusão de curso.

Finalizando o trabalho, tem-se o Anexo, no qual está o código fonte utilizado no *OpenDSS* com os devidos comentários e explicação de sua utilização e as Referências Bibliográficas com os trabalhos e documentos utilizados na confecção do trabalho.

Ressalta-se que, como este trabalho consiste em simulação de um sistema de distribuição de energia elétrica através de um *software* livre, o código fonte utilizado para tal finalidade encontra-se no Anexo estruturado na mesma ordem no qual foi redigido para a simulação e com comentários incluídos para um melhor entendimento.

No capítulo seguinte deste trabalho, serão apresentados os objetivos gerais deste trabalho de conclusão de curso, bem como um objetivo de aprendizado de utilização da ferramenta proposta, o *OpenDSS*.

2. Objetivos

O presente trabalho de conclusão de curso consiste em apresentar opções de melhorias de operação em um sistema de distribuição de energia elétrica bem como estudos de comportamento desse sistema e projeções futuras de acordo com o crescimento da carga.

Propõe-se também a análise do comportamento do sistema em operação denominada normal, com geração distribuída e bancos de capacitores conectados e funcionando normalmente no sistema em confronto com operações desse mesmo sistema em situação sem a geração distribuída ou sem a presença dos bancos de capacitores.

Para estas operações será realizado um estudo em relação às perdas no sistema, sejam estas perdas nas linhas de distribuição ou nos transformadores presentes, e também um estudo em relação ao fluxo de potência na subestação principal influenciado pela geração distribuída.

Com a estimativa do crescimento anual da carga do sistema, baseado em estudos realizados e apresentados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), será verificado se o atual sistema suportaria o crescimento da carga em dez anos.

Para todos os tipos de operação e simulações, a qualidade da energia distribuída pelo sistema em relação aos níveis de tensão será comparada com padrões estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em seus Procedimentos de Distribuição (PRODIST).

Para a realização dos estudos propostos, foi utilizado um programa de simulação exclusivo para sistemas de distribuição de energia elétrica, o *OpenDSS*. Trata-se de um programa executável e livre, disponível para *download* na página <http://sourceforge.net>, com o link de pesquisa sendo *OpenDSS*.

O *OpenDSS* foi desenvolvido pela *Electric Power Research Institute* (EPRI) empresa norte americana sem fins lucrativos voltada a estudos em sistemas de energia. Trata-se de um *software* específico para análises de sistemas de distribuição em regime permanente, porém não limitado a cálculos de fluxo de potência e análise dos níveis de tensão. Dentre suas aplicações estão a análise de harmônicos, estudo de faltas, alocação de banco de capacitores e geração distribuída, entre outros.

Esse *software* é relativamente novo, com menos de três anos de seu lançamento e encontra-se em sua sétima versão. Seu manuseio nas simulações é totalmente em linhas de comandos, com interface gráfica apenas nas exibições de resultados.

Devido ao fato de ser um programa lançado recentemente, ainda há poucos trabalhos desenvolvidos com esta ferramenta. Assim, um objetivo também a ser alcançado com este trabalho de conclusão de curso é desenvolver um maior aprendizado neste programa e exemplificar seu funcionamento com a simulação de um sistema de distribuição.

No próximo capítulo deste trabalho, Descrição do Caso, será abordado o sistema a ser estudado com suas especificações tais como potências dos grupos geradores, da geração distribuída, dados dos condutores do sistema de distribuição, parâmetros dos bancos de capacitores e disposições das cargas e também será descrita uma breve explicação de funcionamento do *OpenDSS* com suas sintaxes de comando e parâmetros de entrada para as simulações.

3. Descrição do Caso

O sistema de distribuição a ser abordado neste trabalho, trata de um sistema simplificado, no qual as cargas conectadas foram concentradas em diversos pontos nos respectivos ramais de alimentação das mesmas. O sistema consiste de cargas equilibradas nas três fases, presença de geração distribuída e banco de capacitores para o controle do nível de tensão. Nos tópicos a seguir serão descritos os parâmetros de composição do sistema físico e também do *OpenDSS*.

3.1. Sistema Físico

O sistema de distribuição a ser abordado neste presente trabalho de conclusão de curso é mostrado na Figura 3.1, através de seu diagrama unifilar no qual se podem observar as barras do sistema, a subestação principal, denominada no diagrama unifilar como sendo a SUBESTAÇÃO PRINCIPAL, as barras de conexão dos grupos geradores, a localização das cargas e dos bancos de capacitores atuais presentes no sistema.

Na Figura 3.1, do diagrama unifilar, é possível identificar os condutores presentes em cada trecho do circuito de acordo com seu código descrito. Na Tabela 3.1, são apresentados os parâmetros de cada um dos condutores utilizados por unidade de comprimento, assim como a máxima corrente admissível no condutor para o sistema operando na frequência de 60 Hz e tensão de 13,8 kV (tensão do primário da rede de distribuição).

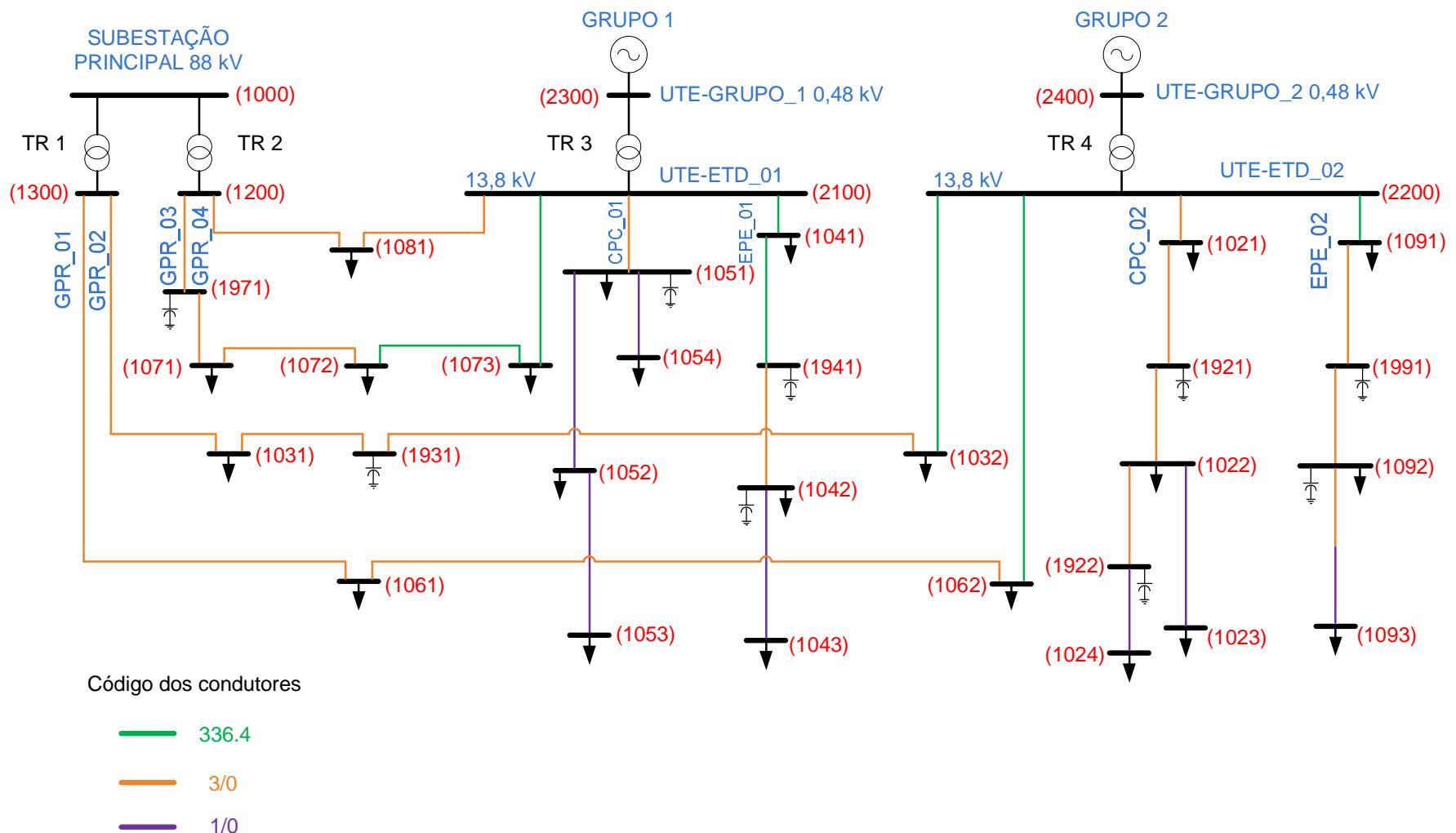


Figura 3.1: Diagrama unifilar do sistema estudado.

Tabela 3.1: Parâmetros dos Condutores.

Condutor	Sequência Positiva		Sequência Zero		Máxima Corrente
	r (Ω/m)	x (Ω/m)	r (Ω/m)	x (Ω/m)	Admissível (A)
336.4	0,222	0,369	0,402	1,87	429
3/0	0,443	0,428	0,616	1,89	272
1/0	0,705	0,459	0,879	1,92	202

As cargas apresentadas no diagrama unifilar têm um comportamento variável, de acordo com períodos do dia. As informações referentes a essa variação da carga ao longo do dia e a localização da carga na barra na qual é conectada são mostradas na Tabela 3.2, cujos períodos estão separados em Madrugada, Manhã, Tarde e Noite, sendo o período da Noite o mais carregado do sistema todo.

Tabela 3.2: Cargas nos períodos da Manhã, Tarde, Noite e Madrugada.

Barra	Manhã		Tarde		Noite		Madrugada	
	(MW)	(Mvar)	(MW)	(Mvar)	(MW)	(Mvar)	(MW)	(Mvar)
1031	0,02	0,01	0,02	0,01	0,03	0,01	0,02	0,01
1032	0,43	0,14	0,38	0,13	0,62	0,20	0,30	0,10
1061	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,01	0,00
1062	0,10	0,03	0,09	0,03	0,13	0,04	0,06	0,02
1071	0,14	0,05	0,13	0,04	0,21	0,07	0,11	0,04
1072	0,50	0,16	0,45	0,15	0,79	0,26	0,37	0,12
1073	0,03	0,02	0,06	0,02	0,09	0,03	0,05	0,02
1081	0,55	0,18	0,49	0,16	0,91	0,30	0,44	0,15
1021	0,18	0,06	0,16	0,05	0,26	0,09	0,14	0,05
1022	1,09	0,36	0,97	0,32	1,59	0,52	0,78	0,25
1023	0,59	0,19	0,52	0,17	0,82	0,27	0,40	0,13
1024	1,39	0,46	1,23	0,40	1,99	0,65	0,98	0,32
1041	0,32	0,10	0,30	0,10	0,34	0,11	0,17	0,06
1042	1,58	0,52	1,43	0,47	2,21	0,73	1,09	0,36
1043	1,02	0,34	0,94	0,31	1,68	0,55	0,75	0,25
1051	0,47	0,16	0,43	0,14	0,64	0,21	0,33	0,11
1052	0,27	0,09	0,25	0,08	0,45	0,15	0,20	0,07
1053	0,05	0,02	0,05	0,02	0,09	0,04	0,04	0,01

Tabela 3.2 (Continuação): Cargas nos períodos da Manhã, Tarde, Noite e Madrugada.

Barra	Manhã		Tarde		Noite		Madrugada	
	(MW)	(MVAr)	(MW)	(MVAr)	(MW)	(MVAr)	(MW)	(MVAr)
1054	0,64	0,21	0,58	0,19	1,03	0,34	0,47	0,15
1091	1,61	0,53	1,48	0,49	2,11	0,69	1,03	0,34
1092	1,71	0,56	1,53	0,50	2,48	0,81	1,23	0,40
1093	0,26	0,08	0,24	0,08	0,33	0,11	0,18	0,06

Na Tabela 3.3 são apresentados os comprimentos de cada tipo de cabo que interliga as barras com seus respectivos alimentadores. O comprimento total do sistema é de 51,42 km, sendo que 24,98 km correspondem ao comprimento dos circuitos em anel e 26,44 km aos circuitos radiais.

Tabela 3.3: Comprimentos dos Cabos que Interligam as Barras.

Barras	Comprimento dos Cabos (km)			Alimentador
	336.4	3/0	1/0	
2200-1021		0,24		CPC_02
1021-1921		2,14		CPC_02
1921-1022		0,36		CPC_02
1022-1023			3,00	CPC_02
1022-1922		0,46		CPC_02
1922-1024			1,86	CPC_02
2100-1041		2,98		EPE_01
1041-1941		1,86		EPE_01
1941-1042		2,06		EPE_01
1042-1043			1,75	EPE_01
2100-1051		1,24		CPC_01
1051-1052			0,55	CPC_01
1052-1053			0,92	CPC_01
1051-1054			0,80	CPC_01
2200-1091	1,86			EPE_02
1091-1991		0,36		EPE_02
1991-1092		1,25		EPE_02
1092-1093		3,61	3,61	EPE_02

Tabela 3.3 (Continuação): Comprimentos dos Cabos que Interligam as Barras.

Barras	Comprimento dos Cabos (km)			Alimentador
	336.4	3/0	1/0	
1941-1042		2,06		EPE_01
1042-1043			1,75	EPE_01
1300-1031		1,26		GPR_02
1031-1931		1,78		GPR_02
1931-1032		0,68		GPR_02
1032-2200	2,96			GPR_02
1300-1061		1,22		GPR_01
1061-1062		2,06		GPR_01
1062-2200	1,46			GPR_01
1200-1971		1,08		GPR_03
1971-1071		0,47		GPR_03
1071-1072		0,87		GPR_03
1072-1073	2,04			GPR_03
1073-2100	4,12			GPR_03
1200-1081		3,87		GPR_04
1081-2100		1,11		GPR_04

Assim como as cargas foram descritas na Tabela 3.2, na Tabela 3.4 são apresentados o parâmetro e as localidades dos bancos de capacitores apresentados no diagrama unifilar do sistema mostrado na Figura 3.1. Todos os bancos presentes no sistema são trifásicos e são conectados em tensão de 13,8 kV e frequência de 60 Hz.

Tabela 3.4: Parâmetro e Ponto de Conexão
dos Bancos de Capacitores.

Barra	Q (kVAr)
1931	1200
1971	600
1921	600
1922	600

Tabela 3.4 (Continuação): Parâmetro e Ponto de Conexão dos Bancos de Capacitores.

Barra	Q (kVAr)
1941	1200
1042	1200
1051	600
1991	1200
1092	600

Os grupos geradores mostrados na Figura 3.1, do diagrama unifilar, Grupo 1 e Grupo 2 são compostos por 12 máquinas cada uma com mesmas características. Os parâmetros de cada uma das máquinas são mostrados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5: Parâmetros das Máquinas dos Grupos Geradores.

Parâmetro	Grupos 1 e 2
Potência Nominal (MVA)	1,156
Potência Nominal (MW)	0,875
Número de Unidades	12
Fator de Potência Nominal	0,85
Tensão Nominal (kV)	0,48

O barramento 1000, que pode ser observado no diagrama unifilar da Figura 3.1 representa a subestação principal e, como esta está conectada ao restante do sistema (neste caso no Sistema Interligado Nacional, SIN) um pré-estudo foi realizado fora do mérito deste trabalho de conclusão de curso para obter-se os parâmetros do equivalente do sistema. Após este estudo, foram encontradas a de potência de curto-círcuito monofásico e curto-círcuito trifásico, dados a seguir em MVA.

$MVAsc1 = 224,50$ (potência de curto monofásico do barramento 1000); e

$MVAsc3 = 409,25$ (potência de curto trifásico do barramento 1000).

A Tabela 3.6 a seguir apresenta os parâmetros dos transformadores presentes no sistema, identificados por TR 1, TR 2, TR 3 e TR 4 no diagrama unifilar da Figura 3.1. São apresentados os tipos de conexão, as barras nas quais estão conectados, impedâncias e potências nominais. Cabe ressaltar que os quatro transformadores são do tipo Delta – Estrela aterrados e que ao total, são conectados ao

sistema 12 transformadores TR 3 e 12 TR 4 devido à presença de 12 máquinas geradoras em cada grupo de geradores.

Tabela 3.6: Parâmetros dos Transformadores.

Parâmetro	Transformador			
	TR 1	TR 2	TR 3	TR 4
Tensão (kV)	88/13,8	88/13,8	0,48/13,8	0,48/13,8
Impedância (pu)	14,03	14,84	5,75	5,75
Potência (MW)	15/20	15/20	1,25	1,25
Conexão	Delta/Yat	Delta/Yat	Yat/Delta	Yat/Delta

Para este caso específico de conexão desse tipo de geradores, de acordo com [5] (página 97), as análises de fluxo de potência podem não convergir para a conexão estrela aterrada. Para solução deste problema o próprio desenvolvedor sugere agrupar os geradores e declará-los ao programa como geradores conectados em delta acoplados eletricamente com transformadores com conexão delta no primário (onde se ligará o gerador) e estrela aterrada no secundário (que segue normalmente para o restante do circuito). A Figura 3.2 mostra como a modelagem deve ser realizada.

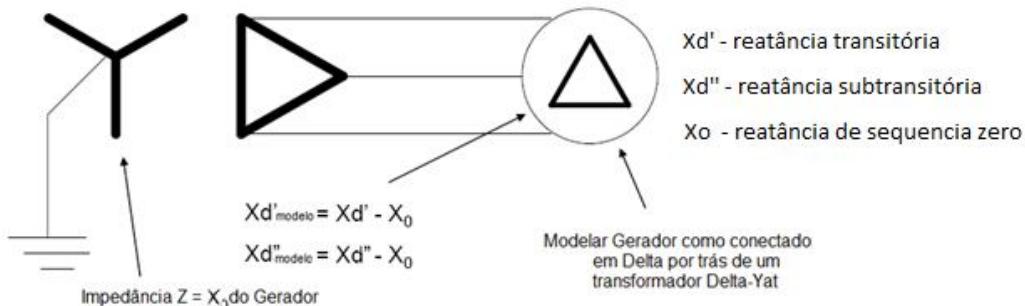


Figura 3.2: Modelagem a ser utilizada na conexão.

Por se tratar de um modelo de cargas concentradas, um esquemático do sistema foi elaborado em um programa CAD com o intuito de se obter as coordenadas x e y das barras. O objetivo desse procedimento foi obter as coordenadas para serem fornecidas ao *OpenDSS* para a utilização da função “plot” desse programa [6]. As coordenadas das barras encontram-se na Tabela 3.7. Para a implementação desse sistema físico obedeceu-se as distâncias das barras e comprimentos dos condutores obtidos através da concentração das cargas.

Uma melhor visão do distanciamento das barras pode ser visto no Anexo deste trabalho no qual é descrito detalhadamente o programa implementado no *OpenDSS*, assim como todos os demais parâmetros e equipamentos do sistema.

Tabela 3.7: Coordenadas das Barras.

Barra	x	y	Barra	x	y	Barra	x	y
1000	2470,75	2131,63	1062	5837,38	2036,53	2400	7055,27	1131,32
1300	2570,75	2131,63	2100	7030,40	696,89	1021	7287,42	1170,44
1200	2570,75	2131,63	2300	7030,65	796,56	1921	9427,42	1170,44
1971	2645,39	1054,21	1051	7030,40	-543,12	1022	9646,27	1456,44
1071	2611,78	585,40	1054	7661,27	-1035,04	1023	12379,19	2693,84
1072	3139,91	-106,11	1052	6787,63	-1036,64	1922	10075,49	1291,00
1073	3921,46	-1990,46	1053	6787,63	-1956,64	1024	11935,49	1291,00
1081	5988,04	315,32	1041	9994,71	3887,80	1091	8451,74	2459,92
1031	3192,87	3226,64	1941	9996,28	-1469,36	1991	8642,83	2765,02
1931	4819,41	3950,85	1042	12054,71	-1471,22	1092	9854,32	3072,91
1032	5460,57	3724,31	1043	13430,44	-389,62	1093	3179,90	5826,19
1061	3786,64	2231,65	2200	7055,27	1231,32			

Com as coordenadas x e y das barras do sistema, que respeitam as distâncias declaradas após o modelo de concentração das cargas, obteve-se o sistema descrito na Figura 3.3. Ressalta-se que esta representação do sistema físico foi elaborada com o intuito de se ter os parâmetros de entrada para a utilização do comando *plot* do *OpenDSS*.

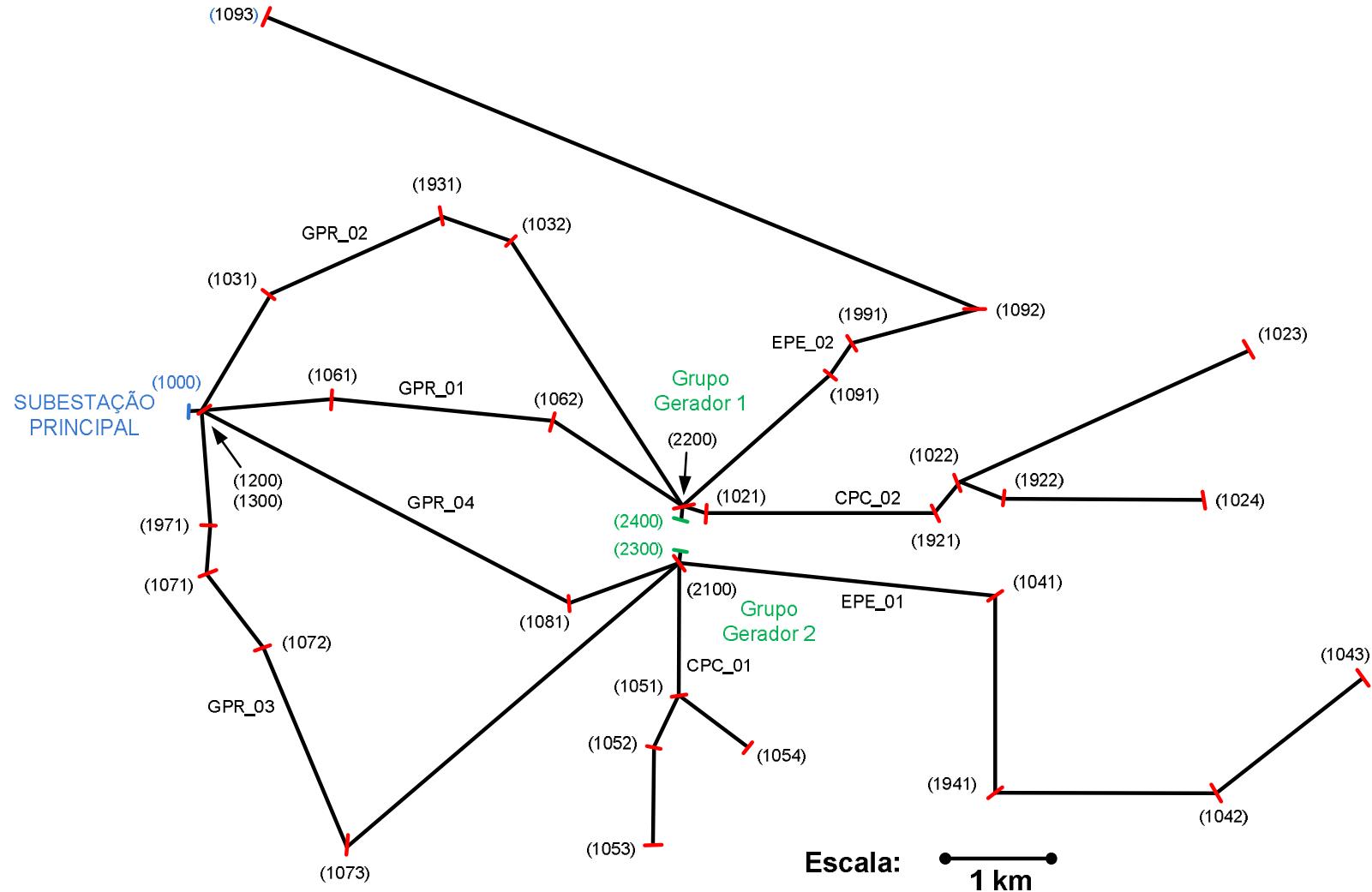


Figura 3.3: Sistema físico do sistema a ser estudado.

3.2. Programa *OpenDSS*

O programa *OpenDSS* (*The Distribution System Simulator*, desenvolvido pela empresa EPRI, *Electric Power Research Institute*) é um *software* livre (*open source*) que pode, portanto, ser utilizado e modificado por qualquer usuário sem nenhum ônus ou qualquer tipo de obrigação para com o desenvolvedor. Seu desenvolvimento iniciou-se em 1997 com o intuito de criar uma ferramenta que fosse capaz de modelar subestações e circuitos de distribuição de energia elétrica em uma linguagem orientada a objetos, fato que possibilita a diminuição do trabalho de complexas linguagens e sistemas de conversão existentes na época.

Sabendo que a automação dos sistemas de distribuição era eminente e se tornaria cada vez mais importante, foi dado grande valor ao impacto dos algoritmos na operação dos sistemas. Outro objetivo no desenvolvimento deste programa foi a inclusão de análises de harmônicos nos estudos de fluxo de potência sem a necessidade de modelos não lineares dos equipamentos.

Até o presente momento, o *OpenDSS* tem atingido os objetivos inicialmente propostos e adquirido muitas outras funcionalidades que não são facilmente encontradas em outras ferramentas de análise de sistemas de distribuição. O programa encontra-se em sua sétima versão nesse momento, versão esta utilizada nas simulações deste trabalho de conclusão de curso.

O sistema suporta basicamente todo tipo de análise em regime permanente (no domínio da frequência, não limitado a 60 Hz) utilizados em sistemas de distribuição de energia elétrica. Adicionalmente, suporta vários tipos de análises desenvolvidas para necessidades futuras na formação de sistemas de distribuição em todo mundo. Dentre suas funcionalidades estão a inserção de geração distribuída, a análise de harmônicos, voltada à qualidade de energia e estudo de faltas no sistema. O *OpenDSS* foi desenvolvido para ser indefinidamente expansível, dessa forma pode ser facilmente adaptado para necessidades futuras, seja até mesmo com interface gráfica, não encontrada até o momento.

O *OpenDSS* pode ser usado para planejamento, expansão e análise de sistemas de distribuição de energia, análise de circuitos polifásicos, análise de sistemas com geração distribuída, simulações de variação anual e diária de cargas e geradores, simulações de plantas geradoras eólicas, análises de configurações incomuns de transformadores, análises de harmônicos e inter harmônicos, estudo de tensão entre neutro e terra, desenvolvimento de testes IEEE e etc.

Dentre os diversos modos de solução pode-se destacar: fluxo de potência instantâneo (*Snapshot Power Flow*); fluxo de potência anual ou diário (*Daily/Yearly Power Flow*); harmônicos (*Harmonics*); dinâmico (*Dynamic*); estudo de faltas (*Faultstudy*) e o modo *Autoadd*, que automaticamente escolhe

lugares ótimos para instalação de geradores ou bancos de capacitores, com base nas tensões das barras [6].

O comportamento do algoritmo deste programa se aproxima mais ao de um algoritmo de análise de fluxo de harmônicos do que ao de um algoritmo típico para análise de fluxo de potência. Isso pode parecer estranho, visto que o *OpenDSS* é uma ótima ferramenta para o estudo de fluxos de potência, porém dá ao programa uma enorme flexibilidade para modelagem de elementos na mais diversas configurações de circuitos.

A estrutura de mais alto nível do algoritmo, que mantém as definições dos elementos do circuito, foi desenvolvida em ambiente *Delphi*. Já as estruturas secundárias foram escritas em *C* e *C++*. O compilador é extremamente rápido, permitindo ciclos iterativos em tempos mais que satisfatórios. Todo o programa é executado a partir de um único arquivo do tipo executável (*.*EXE*) que não necessita instalação e funciona diretamente de sua localização. A velocidade de processamento dos scripts superou as expectativas dos desenvolvedores, provando ser mais do que adequadas para seu propósito.

3.2.1. Funcionalidades Básicas

O executável permite ao usuário trabalhar simultaneamente com várias janelas e executar um comando (ou *script*) ou uma porção de um *script* em qualquer das janelas que estiverem abertas, possibilitando a organização dos *scripts* de forma lógica e deixá-los disponíveis a qualquer momento. Todos os *scripts* operam no circuito que estiver ativo ou podem definir um novo circuito que se torne ativo. Também se tem a funcionalidade de invocar um circuito que esteja definido e salvo no diretório do programa sem mesmo sua janela estar aberta.

Scripts ou fragmentos de *scripts* podem ser executados selecionando-se suas linhas, clicando com o botão direito do *mouse* e escolhendo-se a opção “*Do Selected*” ou também utilizando o atalho “*Ctrl+D*”. Este comando também pode ser feito escolhendo-se o menu “*Do*” e em seguida a opção “*Selected Line(s) CTRL + D*”. O exemplo desse tipo de operação pode ser visto na Figura 3.4.

The screenshot shows the OpenDSS Data Directory interface. The Main Script Window contains a script named 'BusCoords coordenadas.csv' which includes commands like 'solve', 'plot General 1', 'Plot circuit Max=0', 'Plot circuit quantity=100', 'plot daisy', 'set mode = faultstudy', 'make bus list', 'calc voltage bases', 'solve', and 'show fault'. The Results window displays the output of the script, specifically the configuration of lines in the system. A context menu is open over a line entry, showing options such as 'Do Selected', 'Ctrl+D', 'Save This Window', 'Close Window', 'Change to this Directory', 'Open Selected File', 'Length=2.06 Units=km', 'Length=2.06 Units=km', 'Length=1.72 Units=km', 'Length=0.32 Units=km', 'Length=0.87 Units=km', 'Length=0.47 Units=km', 'Length=0.68 Units=km', 'Length=0.40 Units=km', and 'Length=0.62 Units=km'. The status bar at the bottom indicates 'Base Frequency = 60 Hz'.

```

Main Script Window
Font...
BusCoords coordenadas.csv
solve
//solve mode=harmonic
show voltages
//show powers
export voltages
export buscoords
plot General 1 Max=1 dots=n labels=n subs=n object=eletro
//plot general Max=1 dots=y labels=n subs=y object=eletro
Plot circuit Max=0 dots=r labels=n quantity=voltages r3=.8
//Plot circuit quantity=100 Max=0.001 dots=n labels=n Obj
plot daisy dots=Y subs=Y !! Generators by default
//plot General r3=1.1 r2=0.7 100 Max=3000 dots=n labels=n
plot General 100 Max=3000 dots=r labels=n subs=y object=e
plot eletro_EXP_VOLTAGES.csv
set mode = faultstudy
make bus list
calc voltage bases
solve
show fault

G:\Iniciacao_SEL_Asada\OpenDSS_7_2_1\eletro_alm.dss
Font...
New Linecode.3/0 R1=0.443 X1=0.428 R0=0.616 X0=1.89 Units=km normamps=204 // na verda
New Linecode.1/0 R1=0.705 X1=0.450 R0=0.879 X0=1.92 Units=km normamps=151 // na verda
// Definição física das linhas e cabos que interligam as cargas
// GPR_01
New Line.LINE6 Bus1=1300 Bus2=1061 Linecode=3/0 Length=1.22 Units=km
New Line.LINE14a Bus1=1061 Bus2=106114a Linecode=3/0 Length=1.88 Units=km
New Line.LINE14b Bus1=106114a Bus2=1062 Linecode=336.4 Length=0.18 Units=km
New Line.LINE22a Bus1=1062 Bus2=106222a Linecode=336.4 Length=0.78 Units=km
New Line.LINE22b Bus1=106222a Bus2=2200 Linecode=336.4 Length=0.68 Units=km
// GPR_02
New Line.LINE28b Bus1=103228a Bus2=2200 Linecode=336.4 Length=0.16 Units=km
New Line.LINE28a Bus1=1032 Bus2=103228a Linecode=336.4 Length=2.80 Units=km
New Line.LINE21b Bus1=193121b Bus2=1062 Linecode=3/0 Length=0.44 Units=km
New Line.LINE21a Bus1=193121a Bus2=193121b Linecode=3/0 Length=0.12 Units=km
New Line.LINE13b Bus1=1931
New Line.LINE13a Bus1=1031
New Line.LINE5 Bus1=1300
// GPR_03
New Line.LINE31b Bus1=1073
New Line.LINE31a Bus1=1073
New Line.LINE29b Bus1=107222a Bus2=1073 Linecode=336.4 Length=1.72 Units=km
New Line.LINE29a Bus1=1072 Bus2=107222a Linecode=336.4 Length=0.32 Units=km
New Line.LINE23 Bus1=1071
New Line.LINE23 Bus1=1071
New Line.LINE15 Bus1=1971
New Line.LINE7b Bus1=12007a Bus2=1971 Linecode=3/0 Length=0.68 Units=km
New Line.LINE7a Bus1=1200 Bus2=12007a Linecode=3/0 Length=0.40 Units=km
// GPR_04
New Line.LINE16b Bus1=108116a Bus2=2100 Linecode=3/0 Length=0.62 Units=km

```

Figura 3.4: Exemplo de comando no *OpenDSS*.

Os resultados das simulações podem ser visualizados no próprio programa ou exportados para visualização através de interpretadores de arquivos de texto (*.TXT) e de arquivos CSV (Comma-Separated Values ou *.CSV) através dos comandos “Show” ou “Export”.

O *OpenDSS* executa análises básicas de fluxo de potência, dentre outros, em sistemas nos quais exista uma fonte principal de potência para o sistema. Trata-se de uma configuração padrão do programa, a de sempre vincular um circuito com uma fonte principal de potência. Assim, torna-se possível resolver sistemas radiais ou em anel, ideal para companhias que também tenham sistemas de transmissão e subtransmissão, bem como sistemas de pequeno e médio porte.

Quando a análise de fluxo de potência é finalizada, as perdas, tensões e outras informações tornam-se disponíveis para todo o sistema, em cada componente e em certas áreas pré-definidas. Para cada instante do tempo as perdas são mostradas em kW, por exemplo. Medidores de energia podem ser usados para mostrar os fluxos no decorrer de um intervalo de tempo estabelecido.

Existem dois tipos diferentes de fluxo de potência que podem ser empregados: o método “Normal” e o método “Newton”. O algoritmo “Normal” é mais rápido, mas pode ter problemas de convergência para

circuito grande e complexo, nos quais se recomenda a utilização do método “Newton” pelos desenvolvedores.

Estudos convencionais de força das barras e, consequentemente, de faltas podem ser realizados para todas as barras através do único comando “*Set mode=Faultstudy*” que retorna as correntes em todas as fases e o parâmetro “*X/R*” para todos os tipos de faltas, mostrando-se uma excelente ferramenta para parametrização de relés de proteção a serem inseridos no sistema.

Também há a possibilidade de criar e analisar faltas no modo “*snapshot*”. Para isto o usuário deve definir a barra em que a falta ocorre, bem como o tipo de falta e o valor da resistência de falta. Nesse caso, a falta é um elemento do circuito e pode ser manipulado como tal. A seguir, encontram-se três exemplos de faltas declaradas no *OpenDSS*, a primeira monofásica na fase 2 da barra “*loadbus*”, a segunda bifásica entre as fases 2 e 3 desta mesma barra e a terceira do tipo trifásica também nesta barra.

New Fault.F1 bus1=loadbus.2 phases=1 r=20 // falta monofásica

New Fault.F2 bus1=loadbus.2 bus2=loadbus.3 phases=2 r=2 // falta bifásica

New Fault.Fall bus1=loadbus phases=3 r=1 // falta trifásica

No modo “*Monte Carlo*” é possível aplicar faltas aleatórias em locais predefinidos pelo usuário. Assim é possível examinar o comportamento da tensão em geradores distribuídos para várias faltas ocorrentes no sistema, por exemplo.

Como o *OpenDSS* opera no domínio da frequência, é natural que uma das mais simples utilidades do programa é a análise de fluxo de harmônicos. O usuário define espectros de harmônicos de interesse para todo e qualquer elemento do circuito. O programa também traz espectros predefinidos para vários tipos de elementos.

Simulações dinâmicas de comportamento de máquinas também são possíveis no *OpenDSS*, o que pode ser útil para o estudo do comportamento de geradores distribuídos em casos de falta.

O programa também permite exportar tabelas com valores de tensão e correntes (de fase ou de sequência), sobrecarga, potências, correntes de falta, geradores, cargas, matriz de admitância e etc. É possível também gerar gráficos nos quais as espessuras das linhas do circuito variam de acordo com a potência, corrente, tensão ou perdas nelas verificadas. É permitido editar parâmetros como cores,

variação de espessuras e etc; para esta função é necessário declarar as coordenadas x e y espaciais dos barramentos em formato “*.CSV”.

É também possível trabalhar com terminais abertos de diversos tipos de elementos do circuito, tais como linhas de distribuição, transformadores, cargas e etc. A seguir, um breve exemplo de como seria o comando para a abertura de uma fase em um terminal de uma linha de distribuição. A fase aberta na linha é a fase 3 no terminal 2 dessa linha.

Open line.LineABC 2 3

O *OpenDSS* tem a característica de salvar automaticamente as informações contidas na “*Main Script Window*” (janela principal de dados). Nas janelas criadas posteriormente pelos usuários, as mesmas devem ser salvas antes de fechar-se o programa, para não se perder informações inseridas. Janelas não salvas têm a característica de terem o fundo amarelo, já as janelas salvas têm o fundo branco, assim como pode ser visto na Figura 3.5.

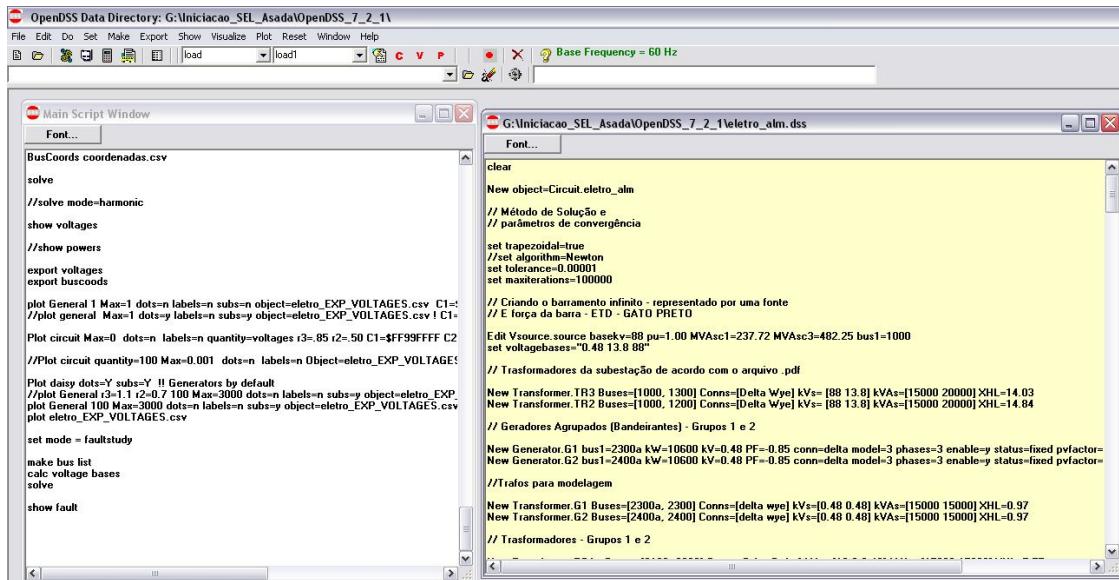


Figura 3.5: Janelas salvas e não salvas no OpenDSS.

3.2.2. Conceitos Básicos

Cada elemento do circuito definido, seja ele ativo ou passivo, é declarado como tendo um ou mais terminais, sendo que cada terminal pode ter um ou mais condutores. Se o terminal é conectado a um dispositivo polifásico de N fases, estas primeiras são consideradas terminais de fase, em ordem, os terminais restantes são neutros ou não transmitem potência. As cargas têm automaticamente

declarados seus segundos terminais como sendo o terra, portanto só é necessário declarar seu primeiro terminal. Na Figura 3.6 encontra-se um exemplo de definição de terminais.

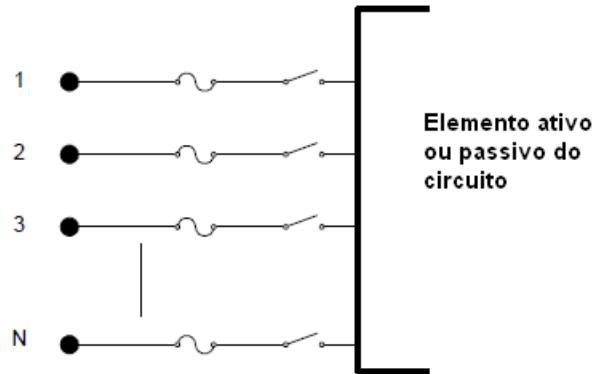


Figura 3.6: Exemplo de definição de terminais.

Para o *OpenDSS* uma barra ou barramento é um ponto de conexão com um ou mais nós para conexão de fases individuais e outros condutores provindos de elementos do circuito. As barras podem receber qualquer nome alfanumérico *ASCII*. Mesmo que os nomes sejam numéricos, o algoritmo os transformará em outros números que serão usados internamente. É aconselhável que os nomes não contenham caracteres nulos ou de controle.

Um barramento não existe para o programa até que este seja necessário para a solução ou algum outro propósito. Sempre que é executada uma solução, é criada uma lista dos barramentos ativos. Se o usuário desejar declarar uma nova barra, basta criar um elemento conectado a ela ou modificar as conexões dos elementos existentes no circuito ativo. A criação da lista de barras pode ser forçada pelo usuário através do comando “*MakeBusList*” que pode ser assim digitado em uma janela e executado com o comando “*CTRL + D*” ou através do menu “*Make*” e em seguida “*Bus List*”.

Os terminais dos elementos não são definidos separadamente. Cada elemento, assim que criado, terá um nome e uma quantidade definida de terminais. Estes recebem nomes em ordem numérica [1, 2, 3, ...]. Os terminais e nós de barramento podem ser combinados para formar qualquer tipo de conexão praticável. Dessa forma, se um barramento possui elementos trifásicos, as conexões ocorrerão nos nós 1, 2 e 3. Já o nó 0 sempre será a tensão de referência, exatamente zero volts, representando o neutro ou aterramento do sistema ou simplesmente o terra.

Os elementos passivos, na maioria das vezes, possuem dois ou mais terminais polifásicos (capacitores conectados em paralelo são um exceção, pois possuem apenas um terminal), cuja função básica é transportar energia de um ponto a outro do sistema. Tais elementos são comumente definidos por suas impedâncias, dessa forma são facilmente representados na matriz de impedâncias primitiva, assim como mostrado na Figura 3.7.

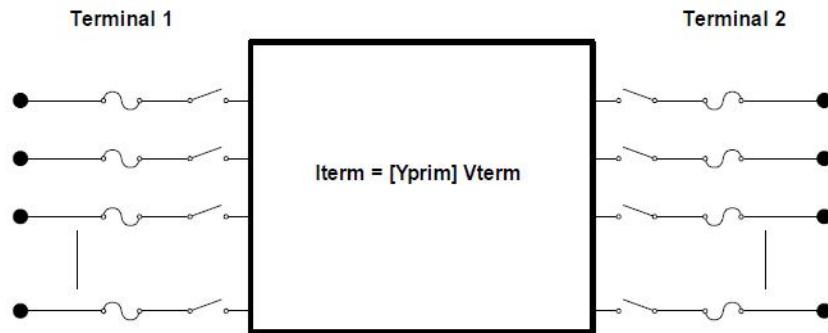


Figura 3.7: Representação dos terminais de um elemento passivo.

Já os elementos ativos do sistema, aqueles que convertem potência elétrica para qualquer outra forma, ou vice-versa, possuem, na maioria das vezes, apenas um terminal polifásico. Esses elementos são os geradores, cargas e etc. Um exemplo dos terminais desse tipo de elemento pode ser visto na Figura 3.8.

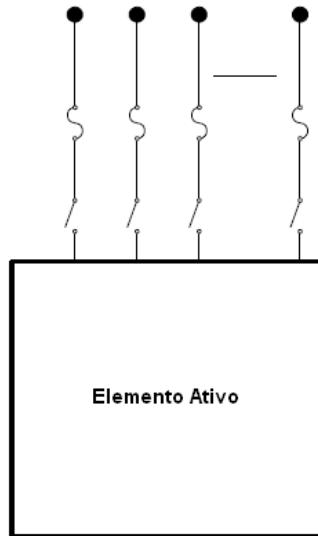


Figura 3.8: Representação dos terminais de um elemento ativo.

Elementos não-lineares tais como geradores e alguns tipos de cargas são tratados como equivalentes de Norton, com matriz de admitância primária constante e uma “corrente de compensação” que equivale à porção não-linear. Existem sete modelos de carga predefinidos no *OpenDSS* e esses modelos podem ser vistos a seguir.

Modelo 1: model=1 - Padrão constante $P + jQ$ (default);

Modelo 2: model=2 - Carga de impedância constante;

Modelo 3: model=3 - P constante e Q quadrático (como motor);

Modelo 4: model=4 - P nominal linear e Q quadrático;

Modelo 5: model=5 - Módulo constante de corrente;

Modelo 6: model=6 - P constante e Q fixo;

Modelo 7: model=7 - P constante e Q e impedância fixo.

A Figura 3.9 ilustra como o *OpenDSS* une todos os elementos do circuito para executar a solução. Um valor inicial de tensão é obtido pela análise de fluxos de potência desconsiderando as cargas, ou seja, desconectando todos os elementos *shunt* e considerando apenas os elementos passivos em série. Os ciclos de iteração iniciam-se pela obtenção das correntes injetadas no sistema por todos os elementos ativos e adicionando-as ao vetor *Inj*, então se resolve o sistema para a seguinte iteração, com uma nova aproximação dos valores das tensões nas barras.

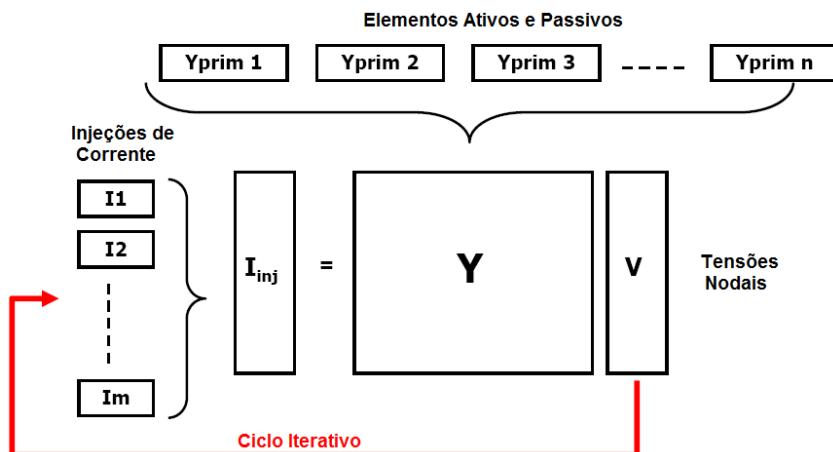


Figura 3.9: Ciclo de solução do *OpenDSS*.

Assim como mencionado anteriormente também existe o algoritmo “*Newton*” (não confundir com o típico método “*Newton-Raphson*” de cálculo de fluxo de potência), utilizado para sistemas mais complexos e de difícil convergência.

3.2.3. Sintaxe dos Comandos

Apesar dos comandos realizados no *OpenDSS* terem seus respectivos atalhos, os mesmos podem ser ativado com o *mouse* nas abas de menus. Cabe ressaltar que todos os comandos e parâmetros de elementos encontram-se no menu de ajuda (*Help*). A seguir encontra-se uma simples sintaxe dos comandos do programa de forma geral.

Comando parâmetro1, parâmetro2, parâmetro3 ...

O significado dos parâmetros pode ser definido por sua posição (pré-definições internas do programa) ou por nomes seguidos do sinal “=” e o valor do parâmetro. Os dois meios de declará-los podem ser mesclados na mesma linha de comando. As duas linhas a seguir têm o mesmo significado.

New Object = “Line.LINHA1” Bus1=BARRA1 Bus2=BARRA2

New Line.LINHA1 BARRA1 BARRA2

O primeiro exemplo utiliza nomes para declarar os parâmetros mostrados na ordem predefinida para o elemento *Line*. Já o segundo, mostra os valores dos parâmetros declarados na ordem com a emissão de seus nomes. Os exemplos acima trazem o comando “*New*”, utilizado para adicionar um novo elemento ao circuito ativo, este comando deve obrigatoriamente trazer o tipo de objeto a ser adicionado.

Dentre os caracteres especiais podem-se destacar os seguintes:

“~” significa continuação da linha imediatamente acima;

“//” inicia uma linha de comentário que não será interpretada pelo algoritmo;

“!” inicia comentário em linha de comando;

“/” delimitador de linha de matriz;

“.” delimitador de classe, objeto, nó ou barra.

Sequências de números, ou parâmetros *array* são preferencialmente declarados entre colchetes e os números podem ser separados por vírgulas ou espaço. O exemplo a seguir traz a declaração de um

transformador trifásico com parâmetros declarados em *array* onde também é interessante notar o uso do caractere “~” indicando continuação da linha acima, onde *Conn*s representa o tipo de conexão das bobinas do primário e do secundário, respectivamente, *kVs* a relação da transformação de tensão e *XHS* a impedância equivalente do transformador referenciada no primário.

New Transformer.TRI Buses=[1000, 1300] Conn=[Delta Wye]

$\sim kVs = [88 \ 13.8] \ kVAs = [15000, 20000] \ XHL = 14.03$

Além do comando *New*, outros comandos envolvem parâmetros, os mais comuns são: “*Set*”, “*Edit*”, “*Show*” e “*Export*”. O comando “*Set*” é utilizado para alteração ou configuração de opções aplicáveis a todo circuito ativo, este comando pode ser utilizado para escolher o modo de solução a ser executado. Exemplos:

Set mode=snapshot !Seleciona o modo Snapshot para solução do caso

Set normvminpu=0.93 !Menor valor de tensão em pu admissível em situação normal

Set voltagebases="0.48 13.8 88" !Define os valores das bases de tensão para cálculos em pu

Os comandos “*Show*” e “*Export*” servem para exibição de resultados. O comando “*Show*” abrirá na tela um arquivo no formato “*.TXT” com as informações requisitadas, já o comando “*Export*” salvará na pasta raiz do programa um arquivo do tipo “*.CSV”. A seguir, são mostrados alguns exemplos.

Show powers;

Export voltages;

Show voltages;

Export currents;

Show losses;

Export overloads.

O comando “*Plot*”, assim como dito anteriormente, tem sua utilização para a visualização de gráficos. Ressaltando que a visualização dos gráficos só é possível após a declaração das coordenadas *x* e *y* das barras do sistema. Para declarar as coordenadas, deve-se criar um arquivo “*nome do arquivo.CSV*” contendo as coordenadas das barras da seguinte forma:

Nome da barra, coordenada x, coordenada y

Este arquivo deve ser salvo no diretório do *OpenDSS* (arquivo executável) e utilizado o comando dado a seguir na janela do programa.

BusCoords “nome do arquivo”.csv

Esse comando também gera gráficos nos quais a espessura das linhas entre as barras varia de acordo com determinada grandeza como corrente, potência, tensão, perdas e etc. Também há a possibilidade de representar graficamente um arquivo exportado no formato CSV pelo próprio *OpenDSS*. Para essa finalidade deve-se escolher o campo do arquivo CSV a ser representado no gráfico. Os principais parâmetros desse comando são dados a seguir.

Type = {Circuit / Monitor / Daisy / Zones / AutoAdd / General (bus data) } (Tipo de gráfico a ser gerado);

Quantity = {Voltage / Current / Power / Losses / Capacity} (Define a grandeza a ser plotada, outros parâmetros também são cabíveis);

Max = {0 / valor máximo assumido pela grandeza};

Dots = {Y / N}; (pontos nas barras na figura do plot);

Labels = {Y / N}; (nome das barras na figura do plot);

C1, C2, C3 = {numeração RGB das cores a serem utilizadas};

Subs= {Y / N} (default=N) (mostra as subestações);

Thickness = máxima espessura permitida no gráfico (default=7).

Os comandos “*Show*”, “*Export*” e “*Plot*”, entre outros, podem ser acionados diretamente das abas dos menus, sem a utilização de comandos textuais.

Também é possível exibir um resumo dos valores dos parâmetros de cada elemento do circuito, bem como os valores polifásicos de potência, tensão e corrente. Isso é possível escolhendo-se o elemento na interface gráfica do programa. A Figura 3.10 apresenta a exibição da potência em uma carga específica do circuito.

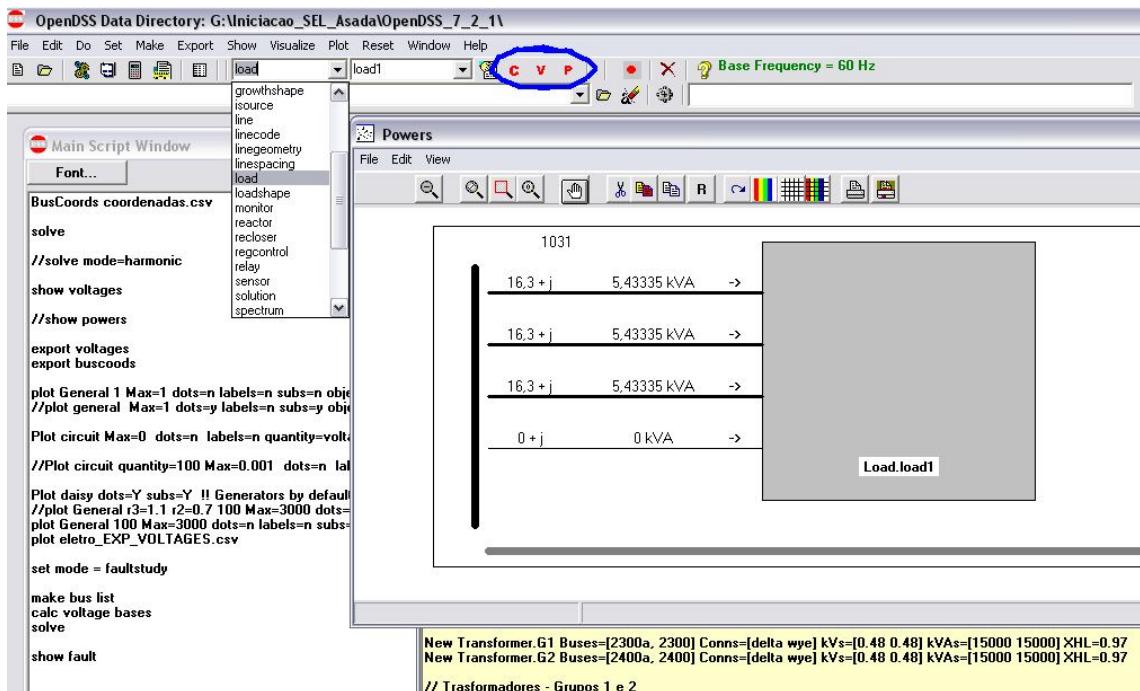


Figura 3.10: Exibição de potência em uma carga.

Com os comandos “*Show*” e “*Export*” as componentes simétricas de correntes e tensões são facilmente obtidas, uma vez que esses valores já são calculados pelo *OpenDSS* durante a simulação. Após o comando, apenas um caminho para a visualização é realizado. Ressalta-se que esta seção deste trabalho foi elaborada com referência ao manual dos desenvolvedores do *software OpenDSS* [6].

Dessa forma, foram descritos os parâmetros necessários para a simulação do sistema de distribuição neste capítulo do trabalho. Foram descritos também os parâmetros e comando utilizados no *OpenDSS* utilizados no trabalho. Cabe salientar que muitos outros comandos e tipos de simulações são possíveis e o que foi descrito neste capítulo foi apenas uma breve descrição de seu funcionamento.

No capítulo seguinte será abordada a simulação do sistema de distribuição no *OpenDSS* com a apresentação dos resultados obtidos. Será verificada a influência da geração distribuída e da presença de bancos de capacitores nos níveis de tensão das barras do sistema e no fluxo de potência na subestação principal.

4. Análise do Sistema

Para este capítulo do trabalho de conclusão de curso abordou-se a operação do sistema descrito anteriormente em seu funcionamento normal, ou seja, todos os bancos de capacitores conectados nos barramentos e todas as máquinas geradoras do Grupo 1 e Grupo 2 despachando suas potências máximas. Abordou-se também sua operação na ausência de geração distribuída e na ausência de bancos de capacitores.

As cargas do sistema apresentaram-se como sendo variáveis ao longo do dia, apresentando seu maior valor para o período da noite, o período mais carregado e seu menor valor no período da madrugada, período este da carga mais leve. Além desses dois períodos, considerou-se também o período da tarde e o período da manhã, resultando em quatro períodos ao total.

Nesta situação, obtiveram-se as tensões em todos os barramentos do circuito e obtiveram-se também as perdas no circuito, perdas estas nas linhas e nos transformadores presentes e em operação. As perdas no circuito e a análise das tensões se deram para os quatro períodos do dia, de acordo com sua carga.

Posteriormente, será feita uma comparação entre os valores das tensões e das perdas em condições não normais de operação do sistema, seja pela não operação dos grupos geradores ou a não operação dos bancos de capacitores.

Cabe ressaltar que no sistema em análise não é encontrado nenhum equipamento de controle de tensão do tipo automático como, por exemplo, reguladores de tensão.

O intuito dessa simulação e desse estudo do sistema em condições ora normais, ora não normais é verificar se os níveis de tensão nos barramentos não ultrapassam os limites estipulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Para a avaliação da qualidade da energia elétrica, a ANEEL publicou os Procedimentos de Distribuição, ou simplesmente PRODIST. Este é um documento que auxilia e rege a estrutura do setor de distribuição de energia elétrica no país em vigor desde janeiro de 2009.

Os procedimentos de distribuição são um conjunto de regras que visam subsidiar os agentes e consumidores do sistema elétrico nacional na identificação de suas necessidades para o acesso ao sistema de distribuição disciplinando formas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão operação e medição da energia elétrica, sistematizando a troca de informações entre as partes, além de estabelecer critérios e indicadores de qualidade [2].

No Módulo 8 do PRODIST (Qualidade da Energia Elétrica) a ANEEL estabelece os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica abordando a qualidade do produto (define a terminologia, caracteriza fenômenos, parâmetros e valores de referência em relação à forma de onda da tensão em regime permanente) e da qualidade do serviço (estabelece a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade, definidos padrões e responsabilidades).

São definidos parâmetros para a qualidade do produto, tais como: Tensão em regime permanente; Fator de potência; Harmônicos; Desequilíbrio de tensão; Flutuação de tensão; Variações na frequência; e Variações de tensão que consistem em desvios significativos no valor eficaz da tensão em intervalos de tempo definidos denominados de acordo com a duração e magnitude da tensão [2].

No Anexo I do documento da ANEEL são estabelecidas faixas de classificação de tensões em regime permanente em pontos de conexão com o sistema de acordo com a tensão conectada. Para a tensão de 13,8 kV, caso abordado neste trabalho, as faixas de classificação da tensão são reproduzidas na Tabela 4.1 e submetem-se a sistemas cujos pontos de conexão estejam em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Tabela 4.1: Faixa de Classificação de Tensão.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93 \text{ TR} \leq \text{TL} \leq 1,05 \text{ TR}$
Precária	$0,90 \text{ TR} \leq \text{TL} < 0,93 \text{ TR}$
Crítica	$\text{TL} < 0,90 \text{ TR} \text{ ou } \text{TL} > 1,05 \text{ TR}$

4.1. Condições Normais

A condição normal de operação do sistema foi obtida com a simulação na presença de todas as máquinas geradoras dos dois grupos operando normalmente e de todos os bancos de capacitores conectados em suas respectivas barras, conforme Tabela 3.4.

Para a avaliação das tensões nas barras do sistema foi feita uma separação de acordo com circuitos presentes. Os circuitos podem ser vistos no diagrama unifilar da Figura 3.1. A Tabela 4.2 mostra o tipo do circuito, anel ou radial e seu respectivo nome.

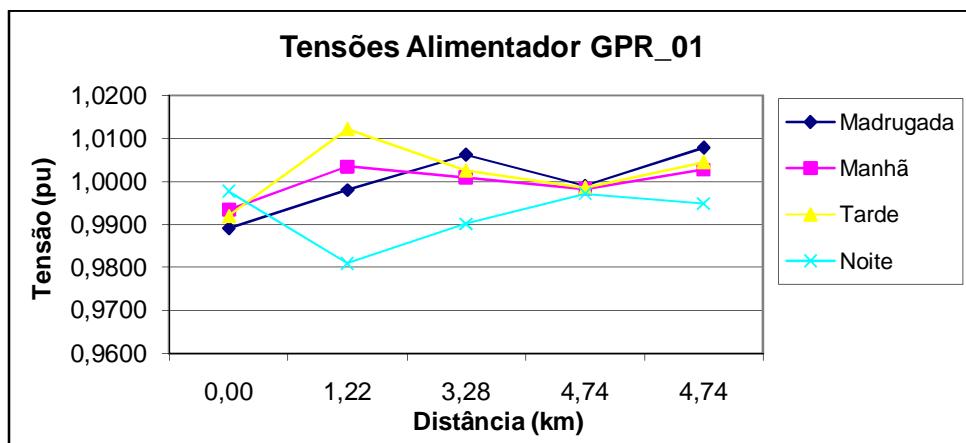
Tabela 4.2: Classificação dos Circuitos.

Círcuito	Tipo
GPR_01	Anel
GPR_02	Anel
GPR_03	Anel
GPR_04	Anel
CPC_01	Radial
EPE_01	Radial
CPC_02	Radial
EPE_02	Radial

Os circuitos que se apresentam como sendo em anel são todos conectados entre a subestação principal e um dos grupos geradores. Já os circuitos radiais são todos iniciados nos barramentos dos grupos geradores.

As tensões em todos os circuitos descritos anteriormente são mostradas nos gráficos das Figuras 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, 4.7, 4.8. Estas tensões estão identificadas de acordo com o período do dia e dadas em pu.

As distâncias a que se referem os gráficos das figuras são, para os circuitos em anel, em relação à subestação principal e, para os circuitos radiais, em relação às barras dos grupos geradores.

**Figura 4.1:** Gráfico de tensões em condições normais para GPR_01.

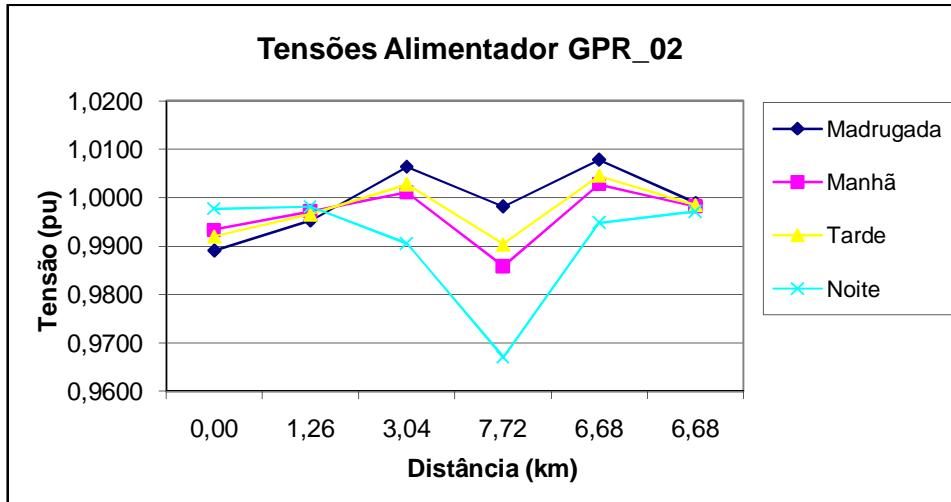


Figura 4.2: Gráfico de tensões em condições normais para GPR_02.

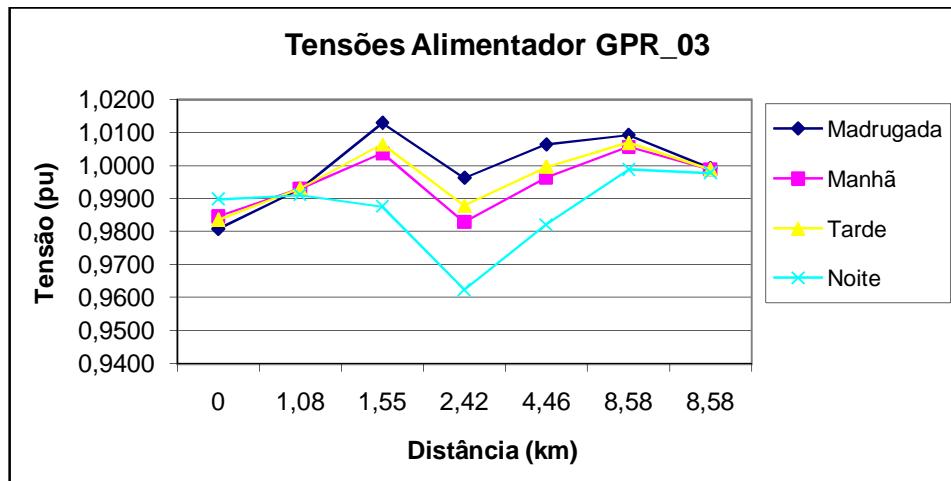


Figura 4.3: Gráfico de tensões em condições normais para GPR_03.

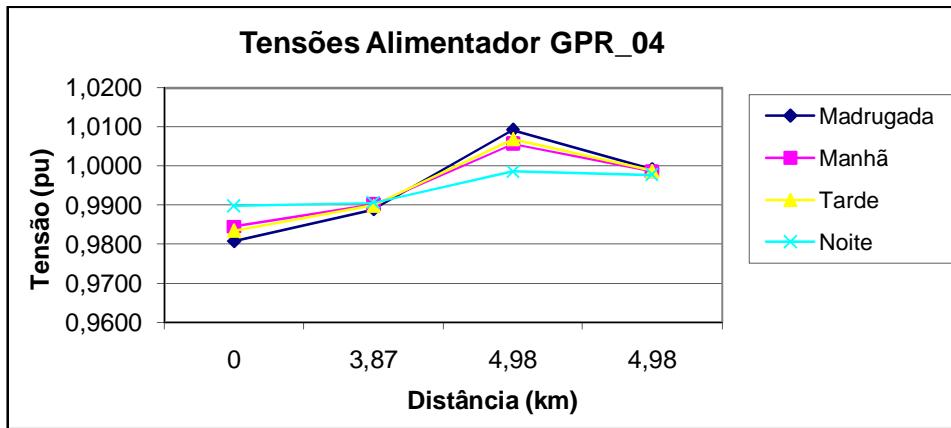


Figura 4.4: Gráfico de tensões em condições normais para GPR_04.

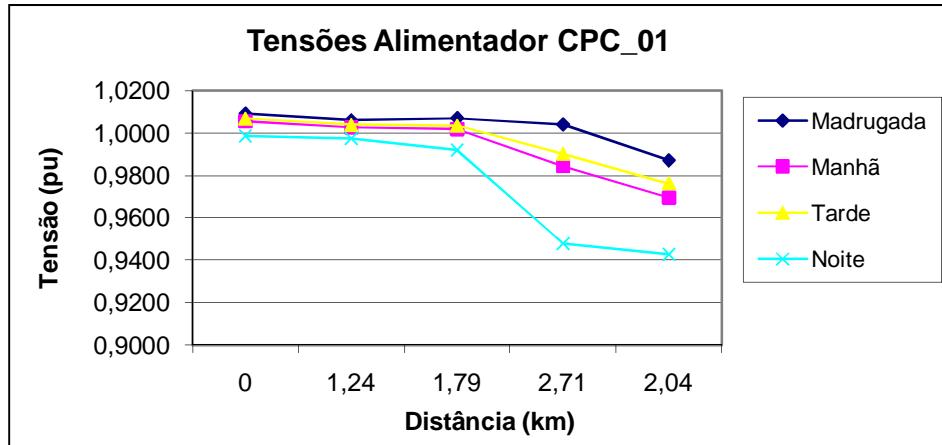


Figura 4.5: Gráfico de tensões em condições normais para CPC_01.

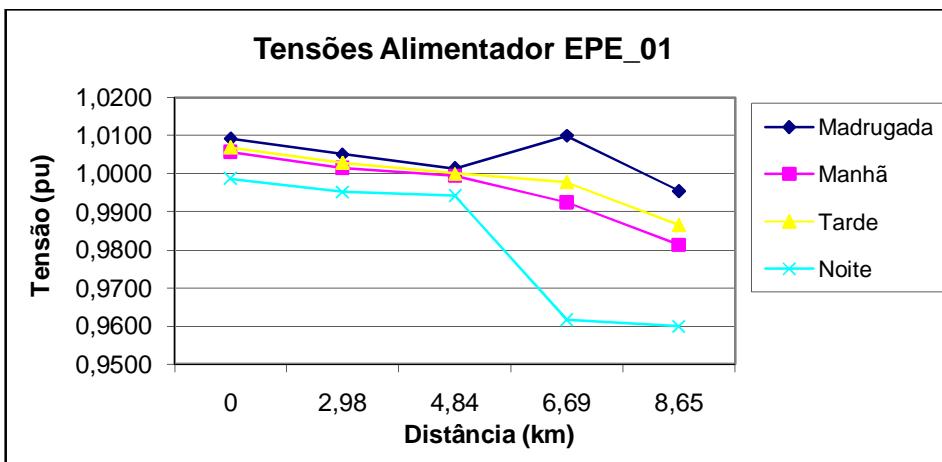


Figura 4.6: Gráfico de tensões em condições normais para EPE_01.

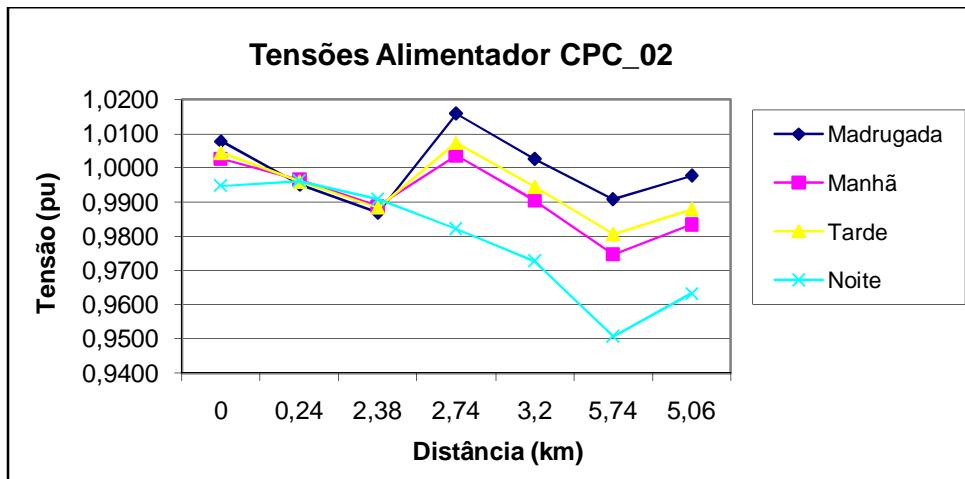


Figura 4.7: Gráfico de tensões em condições normais para CPC_02.

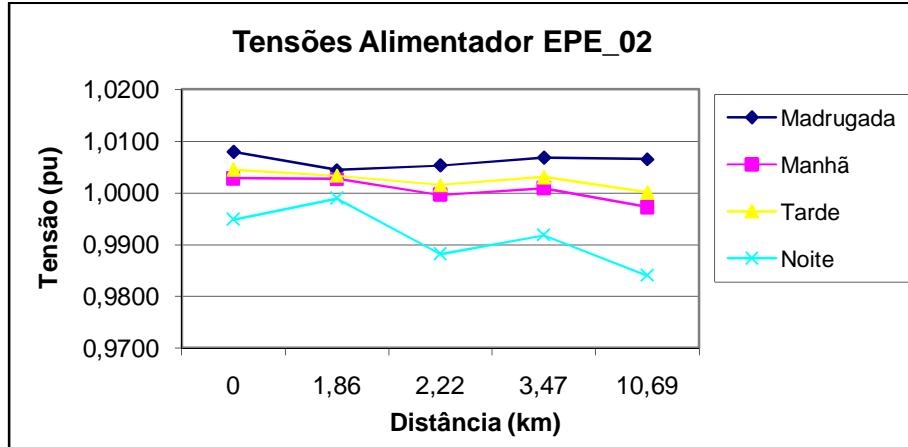


Figura 4.8: Gráfico de tensões em condições normais para EPE_02.

Na Figura 4.9, a seguir, é mostrada a localização dos grupos geradores utilizando-se a função “*Plot*” do *OpenDSS*. Os grupos apresentam-se em destaque nesta figura.

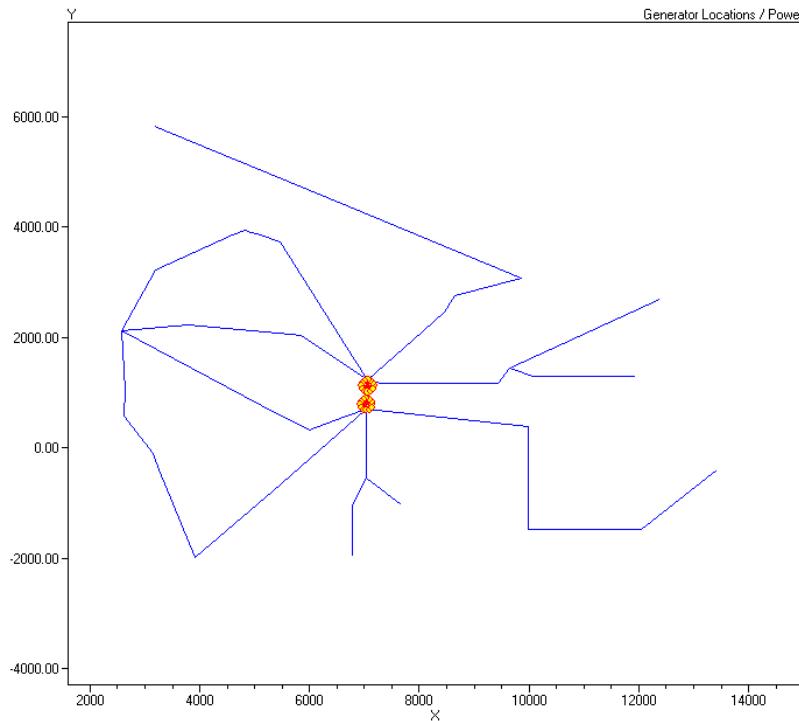


Figura 4.9: Localização dos grupos geradores utilizando-se o “*plot*”.

Dos gráficos da Figura 4.1 até a Figura 4.8, pode-se notar que o período da noite é o mais carregado de todos, pois apresenta uma maior queda de tensão. Já o período da madrugada mostra-se como sendo o menos carregado.

Conclui-se da operação normal que nenhum limite de tensão é violado em nenhum alimentador, levando em consideração os limites estabelecidos pela ANEEL, mostrados na Tabela 4.1. Portanto a tensão de atendimento neste caso pode ser considerada adequada.

Os circuitos de configuração em anel apresentam uma característica peculiar de tensão, diferente dos circuitos radiais. Nos circuitos radiais a queda de tensão apresenta-se de forma linear com a distância devido à impedância dos condutores. Diante deste fato, os circuitos em anel apresentam-se com uma tensão mais próxima de 1,0 pu, devido ao fato dos grupos geradores e da subestação principal manterem suas tensões perto desse valor, em relação aos circuitos radiais.

Nas condições normais, nos quatro períodos do dia, os dois grupos geradores despacham suas cargas ao máximo, ou seja, cada grupo é responsável por despachar 10,6 MW. Dessa forma, nos quatro períodos a subestação principal consegue exportar potência ativa, porém, consumir potência reativa. Os valores de potência exportadas e consumidas nos quatro períodos do dia são mostrados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Potências na Subestação Principal.

Período do Dia	Potência Ativa	Potência Reativa
	Exportada (MW)	Consumida (MVar)
Madrugada	11,30	3,42
Manhã	7,59	2,39
Tarde	8,82	2,71
Noite	1,55	1,07

Observa-se da Tabela 4.3 que mesmo no período mais carregado do sistema, potência ativa é exportada da subestação principal, ou seja, o excedente de potência ativa (gerada pelos grupos geradores e não consumida pelas cargas) é despachado para o sistema interligado. Cabe ressaltar que os geradores foram modelados de forma PV. A Figura 4.10 e a Figura 4.11 apresentam o fluxo de potência no sistema no período da madrugada, menos carregado, e da noite, mais carregado, respectivamente. A espessura das linhas no gráfico é proporcional às potências transportadas pelas linhas.

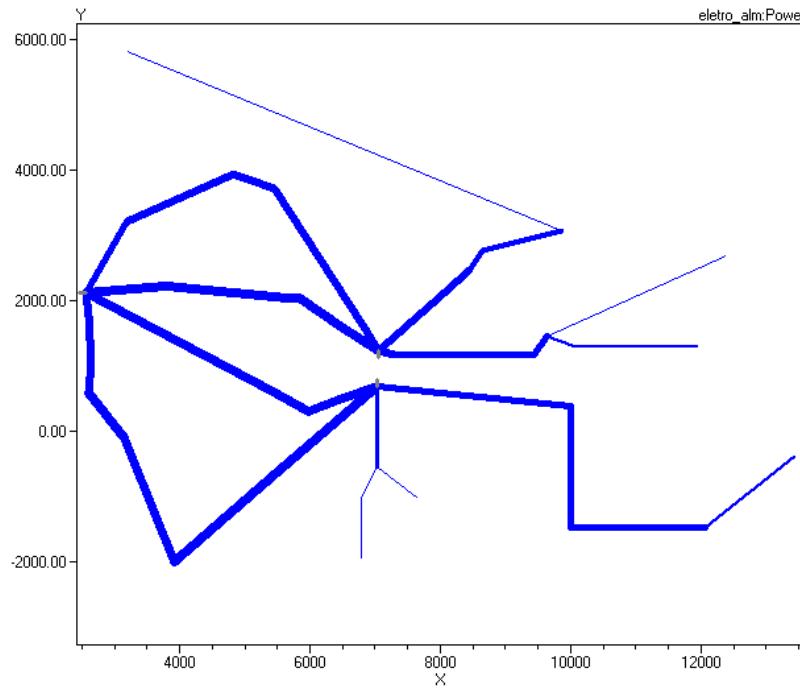


Figura 4.10: Fluxo de potência no período da madrugada utilizando-se o “plot”.

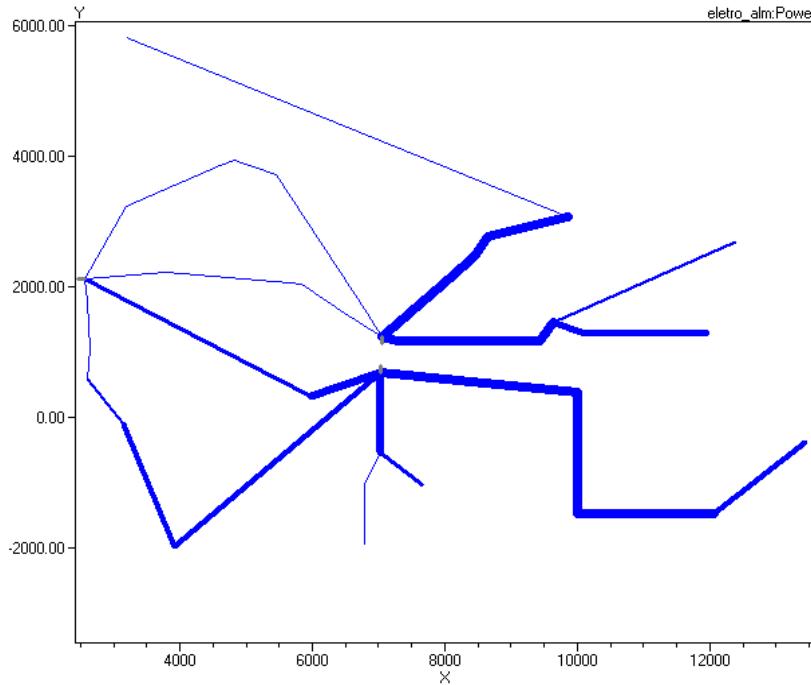


Figura 4.11: Fluxo de potência no período da noite utilizando-se o “plot”.

Na Tabela 4.4, encontram-se as perdas de potência ativa no sistema para sua operação em condições normais. As perdas foram calculadas somando-se as perdas nos transformadores mais as perdas nas

linhas. As perdas dos transformadores são calculadas pelo *OpenDSS* através da soma das perdas no núcleo mais as perdas nas espiras dos enrolamentos [6].

Tabela 4.4: Perdas Totais no Sistema.

Período do Dia	Perdas nas Linhas (kW)	Perdas nos Transformadores (kW)	Perdas Totais (kW)
Madrugada	603,2	147,7	750,9
Manhã	494,0	132,9	629,9
Tarde	513,3	137,2	650,5
Noite	565,9	121,3	687,2

Com os valores das perdas no sistema da Tabela 4.4, efetuou-se um gráfico para comparação visual. O gráfico destas perdas ativas encontra-se na Figura 4.12.

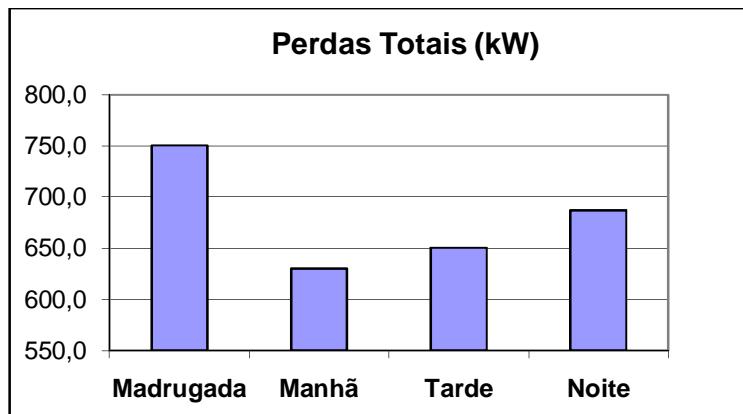


Figura 4.12: Perdas no sistema em condição normal.

Verifica-se que o maior valor das perdas está relacionado com o período da madrugada, o menos carregado. Tal fato pode ser explicado pelas perdas nos condutores e transformadores causadas pelo fluxo de potência que sai dos grupos geradores em sentido à subestação principal.

Mesmo sendo o período da noite o mais carregado, representando as maiores correntes circulantes no sistema, suas perdas são menores que o período da madrugada. Este fato pode ser explicado pelas localizações das cargas, estando estas mais próximas dos geradores, em relação à potência excedente entregue à subestação principal.

4.2. Ausência de Bancos de Capacitores

A simulação do sistema na condição de ausência de bancos de capacitores contrasta com a simulação normal quanto aos bancos de capacitores. Nesta etapa a simulação foi feita com todos os bancos de capacitores desativados. Não se desativou os grupos geradores nesta simulação.

Cabe ressaltar que os bancos de capacitores representam a única forma de controle de tensão do sistema, não havendo reguladores de tensão.

Para a visualização dos dados obtidos nesta etapa também se utilizou a separação por circuitos assim como na simulação de condição normal. Nesta condição, da ausência de bancos de capacitores, as tensões de algumas barras dos circuitos CPC_01 e EPE_01 violaram o limite estabelecido pela ANEEL, mostrado na Tabela 4.1, referente às faixas de tensão estabelecidas no Módulo 8 do PRODIST. Compararam-se também as tensões em operação normal e na falta dos bancos de acordo com os períodos do dia.

Em alguns circuitos, mesmo com todos os bancos de capacitores desativados, os limites de tensão não violaram as faixas estabelecidas no Módulo 8 do PRODIST e podem ser classificadas como adequadas. Como exemplo, todos os circuitos com configuração em anel, mesmo na condição de carga mais pesada (período da noite) permanecem na faixa adequada. As tensões dessa operação, em comparação com as tensões em operação normal podem ser vistas nas Figuras 4.13, 4.14, 4.15 e 4.16.

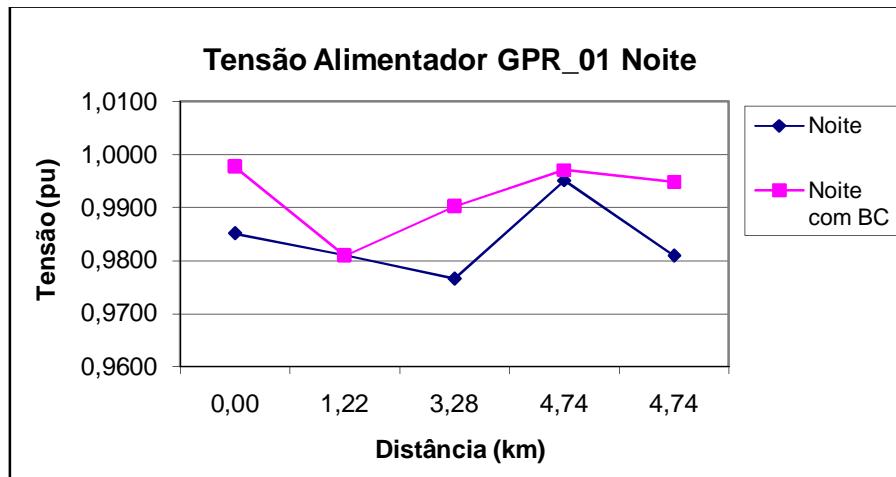


Figura 4.13: Gráfico de tensões sem BCs no período da noite para GPR_01.

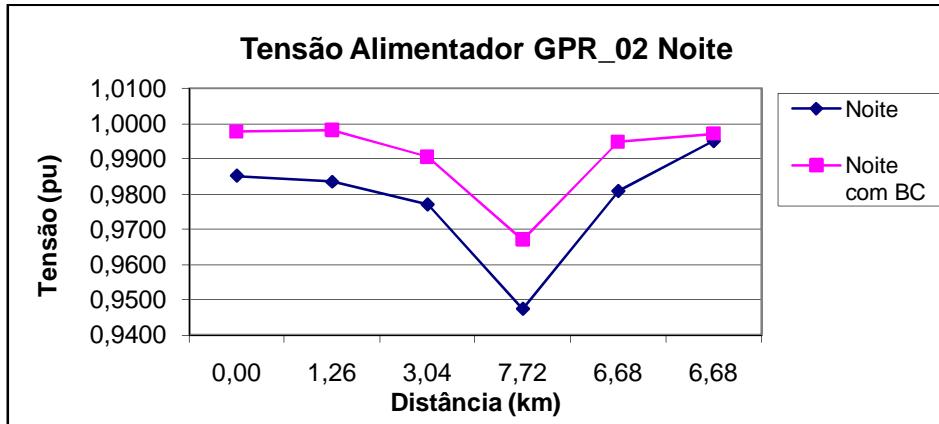


Figura 4.14: Gráfico de tensões sem BCs no período da noite para GPR_02.

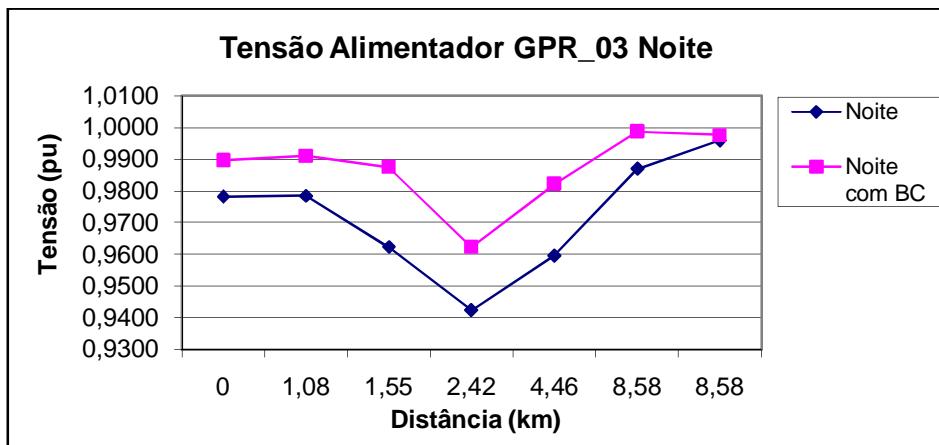


Figura 4.15: Gráfico de tensões sem BCs no período da noite para GPR_03.

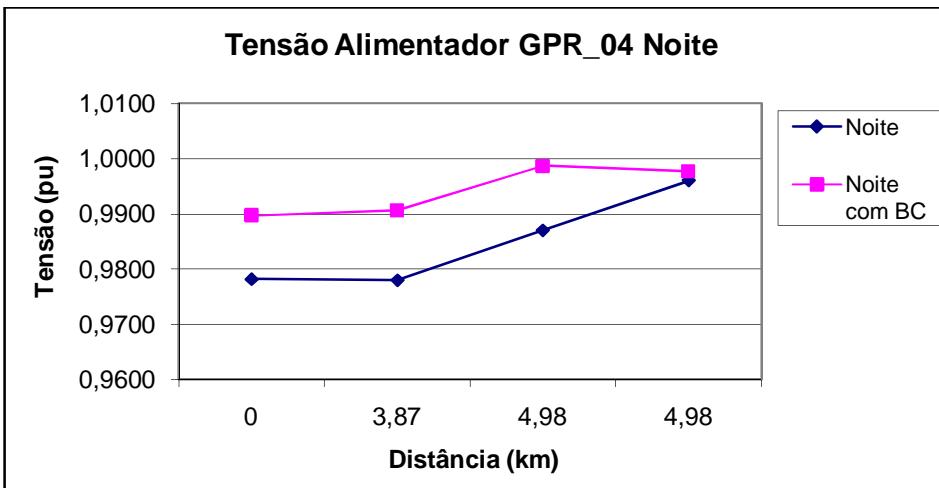


Figura 4.16: Gráfico de tensões sem BCs no período da noite para GPR_04.

Para a condição da ausência de bancos de capacitores, os demais circuitos no período da noite violavam o limite de tensão e podem ser classificadas como precária, a menos nos circuitos CPC_02 e EPE_02.

Os gráficos com as tensões que violavam o limite de tensão mencionado acima são mostrados nas Figuras 4.17 e 4.18.

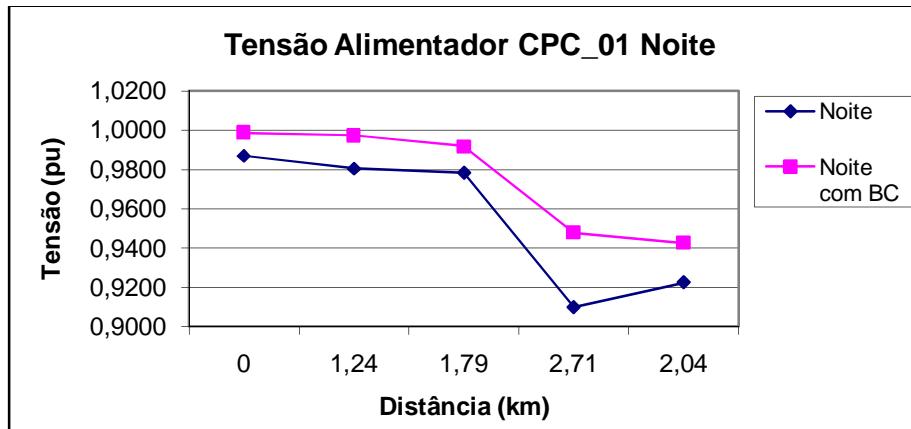


Figura 4.17: Gráfico de tensões sem BCs no período da noite para CPC_01.

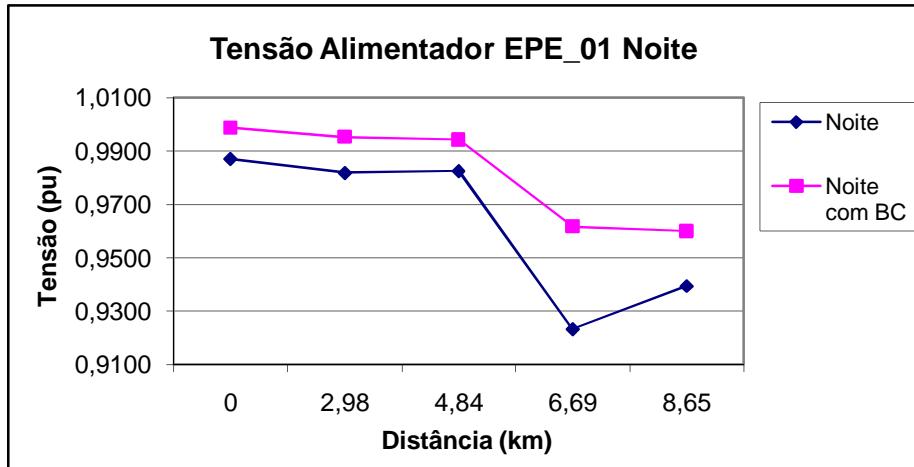


Figura 4.18: Gráfico de tensões sem BCs no período da noite para EPE_01.

Todos os demais circuitos em todos os períodos do dia não violaram os limites de tensão estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST e essas tensões foram classificadas como adequadas.

Em comparação com a condição normal, nos quatro períodos do dia, os dois grupos geradores continuam despachando suas cargas ao máximo, ou seja, cada grupo é responsável por despachar 10,6 MW e, em comparação com os valores da Tabela 4.3, a potência ativa exportada pela subestação principal sofre ligeiras mudanças, a menos no período da noite em que esta aumenta aproximadamente

400 kW. Já em relação à potência reativa todos os valores aumentaram, ou seja, para a condição sem a presença de bancos de capacitores o consumo de potência reativa aumenta consideravelmente. Os valores de potência exportada, ativa, e consumida, reativa, nos quatro períodos do dia na operação sem a presença de banco de capacitores, são mostrados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Potências na Subestação Principal sem BCs.

Período do Dia	Potência Ativa	Potência Reativa
	Exportada (MW)	Consumida (MVAr)
Madrugada	11,29	5,21
Manhã	7,59	4,15
Tarde	8,80	4,45
Noite	1,91	2,86

Conclui-se da Tabela 4.5 que sem os bancos de capacitores aumenta-se consideravelmente o consumo de potência reativa no sistema e, dos gráficos de tensão, que em algumas barras os níveis de tensão são violados em relação à norma vigente.

Em relação às perdas no sistema, houve um aumento na condição sem banco de capacitores nos quatro períodos do dia. Esse aumento foi de aproximadamente 119 kW. O gráfico com a comparação das perdas encontra-se na Figura 4.19.

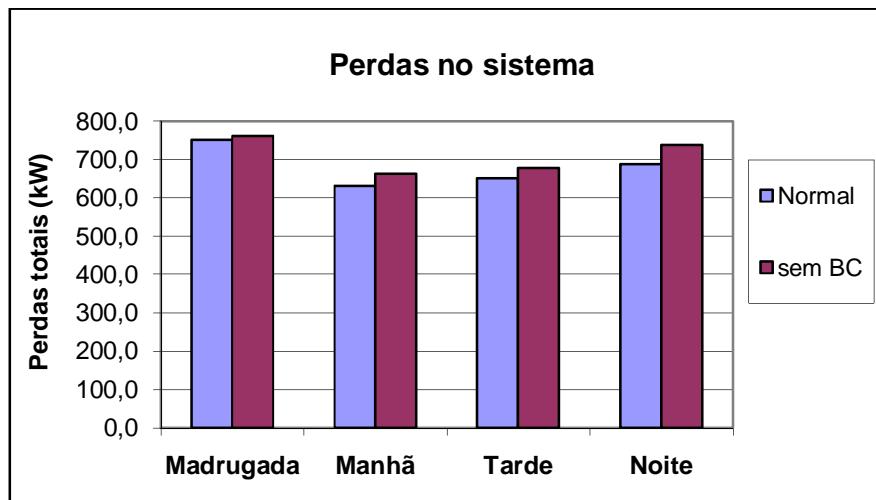


Figura 4.19: Perdas no sistema em condição normal e sem BCs.

4.3. Ausência de Geração Distribuída

A condição do sistema na ausência de geração distribuída (GD) representou o sistema operando sem nenhuma máquina dos grupos geradores 1 e 2, simulando um provável defeito da área dos grupos geradores no qual fosse obrigado a realização de desconexão dos mesmos no sistema, seja por alteração elétrica ou mecânica. Nessa condição os bancos de capacitores continuaram conectados da mesma forma como na operação normal do sistema.

Nesta condição de operação do sistema a menos do período da noite, o de carga mais pesada, as tensões em todas as barras puderam ser classificadas na faixa de tensão adequadas, de acordo com o Módulo 8 do PRODIST.

Para exemplificar, pode ser notado nos gráficos das Figuras 4.20, 4.21 e 4.22, tensões para essa condição no período da manhã que, depois do período da noite, é o segundo período mais carregado, para o circuito GPR_01, em anel, CPC_01 e EPE_01, radiais, respectivamente.

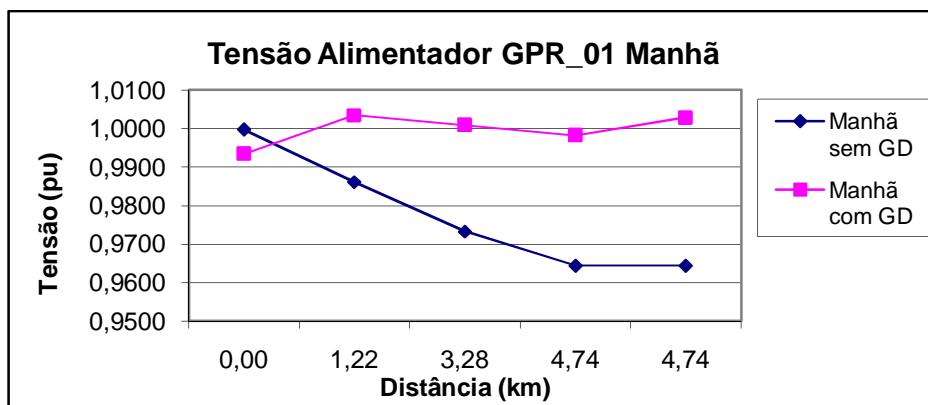


Figura 4.20: Gráfico de tensões sem GD no período da manhã para GPR_01.

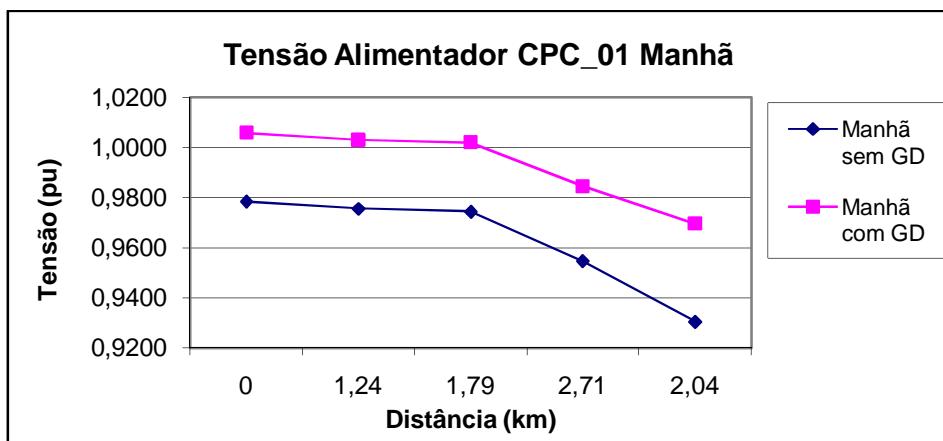


Figura 4.21: Gráfico de tensões sem GD no período da manhã para CPC_01.

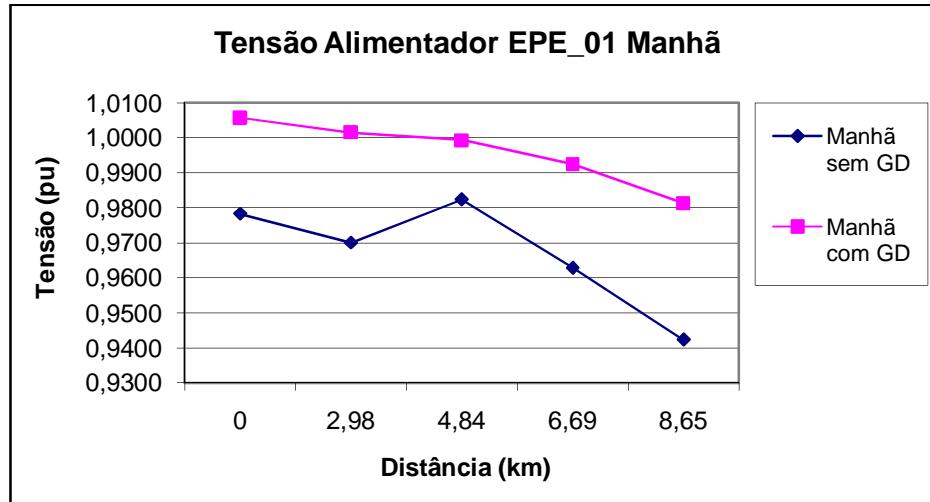


Figura 4.22: Gráfico de tensões sem GD no período da manhã para EPE_01.

Assim como mencionado anteriormente, nesta condição de operação sem GD, os circuitos apresentados nos gráficos das Figuras 4.20, 4.21 e 4.22 apresentaram tensões que são classificadas como adequadas, pois têm seus valores na faixa entre 0,93 e 1,05 pu.

Já outros circuitos, como o caso do GPR_01 e GPR_04, no período da noite, apresentaram tensões que seriam classificadas como críticas, ou seja, com seus valores na faixa entre 0,90 e 0,93 pu. Esses valores podem ser vistos nos gráficos das Figuras 4.23 e 3.24, respectivamente.

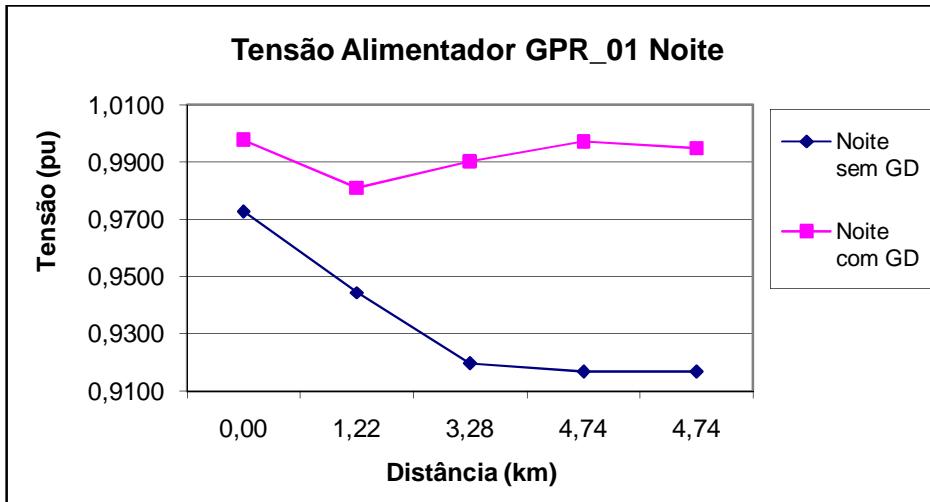


Figura 4.23: Gráfico de tensões sem GD no período da noite para GPR_01.

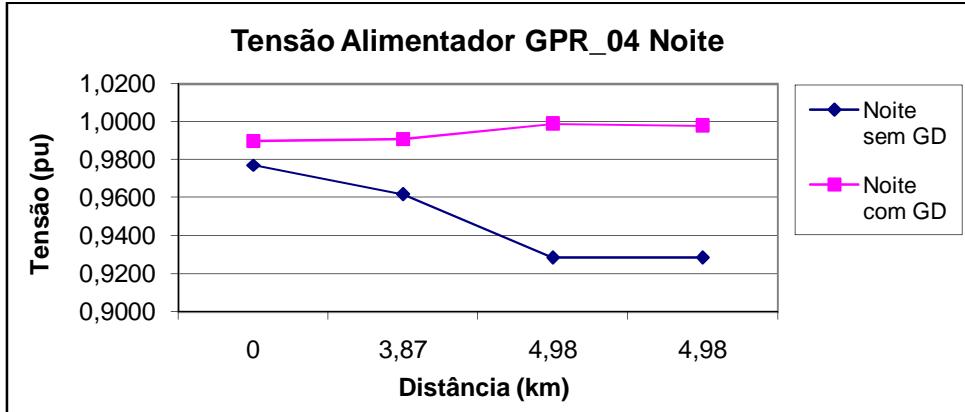


Figura 4.24: Gráfico de tensões sem GD no período da manhã para GPR_04.

Já os demais circuitos no período da noite, para a simulação sem GD apresentaram tensões que seriam classificadas como precárias, de acordo com o PRODIST. Os circuitos que apresentaram tensões assim classificadas foram GPR_02, GPR_03, CPC_01, EPE_01, CPC_02 e EPE_02 e as tensões desses circuitos podem ser vistas nos gráficos das Figuras 4.25, 4.26, 4.27, 4.28, 4.29 e 4.30.

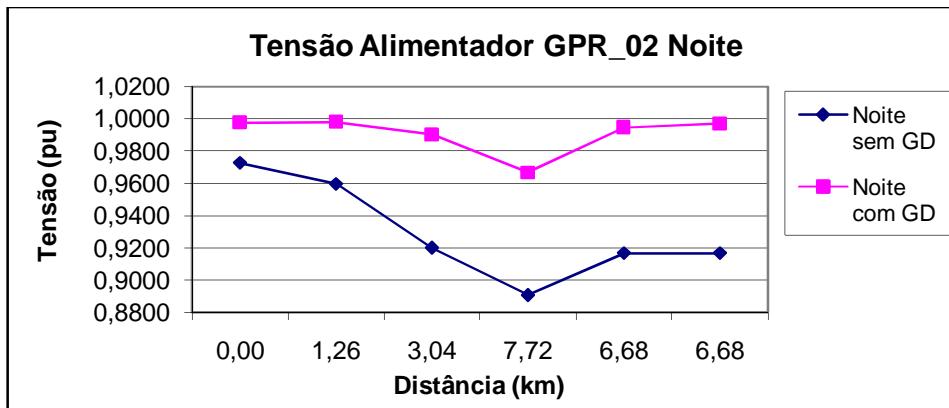


Figura 4.25: Gráfico de tensões sem GD no período da noite para GPR_02.

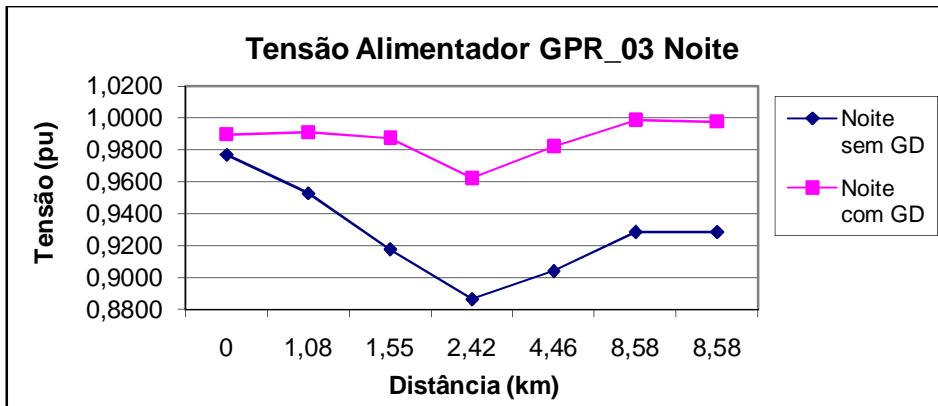


Figura 4.26: Gráfico de tensões sem GD no período da noite para GPR_03.

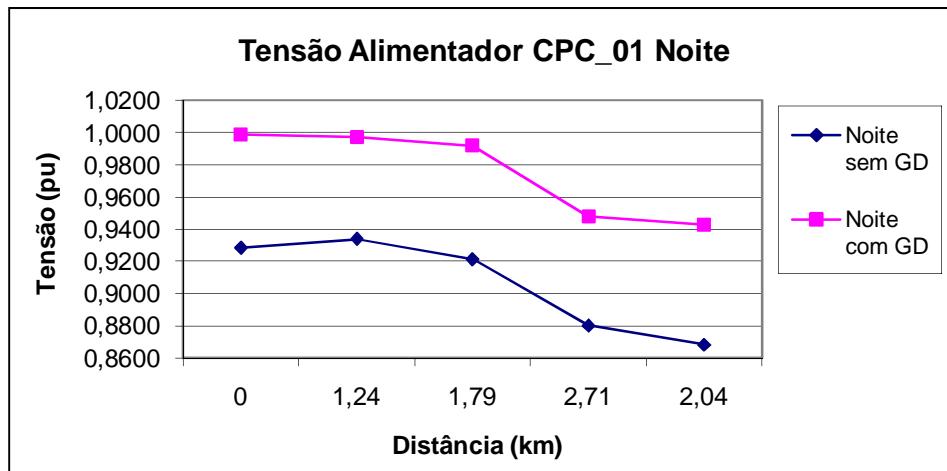


Figura 4.27: Gráfico de tensões sem GD no período da noite para CPC_01.

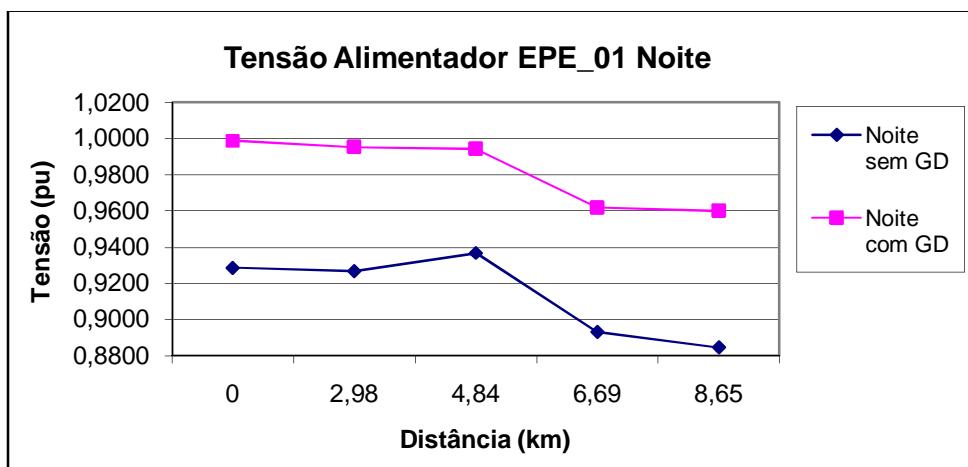


Figura 4.28: Gráfico de tensões sem GD no período da noite para EPE_01.

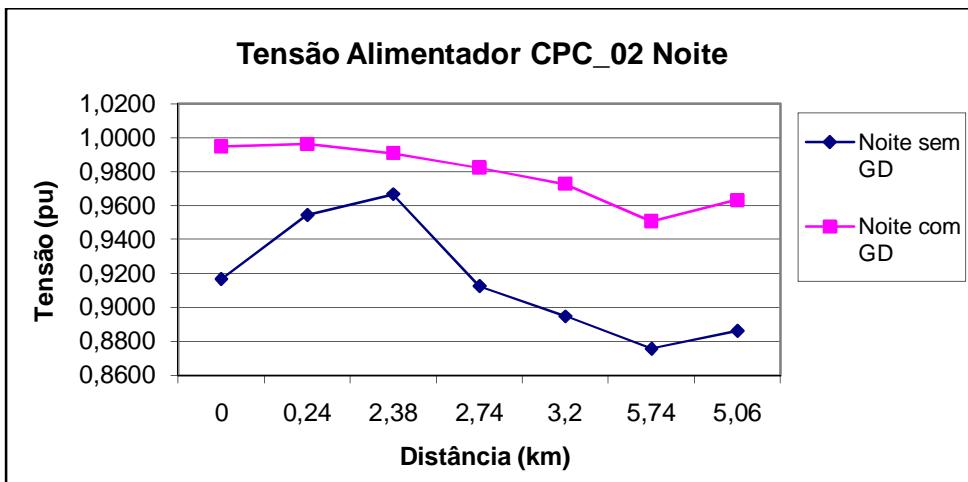


Figura 4.29: Gráfico de tensões sem GD no período da noite para CPC_02.

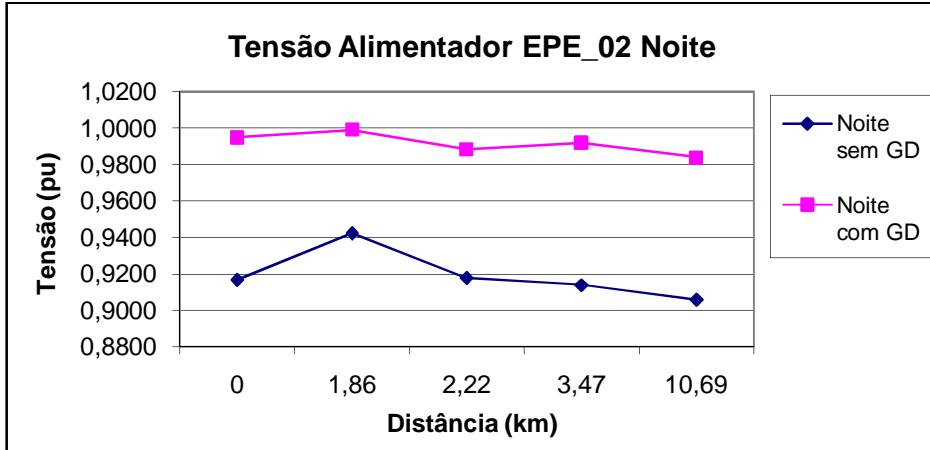


Figura 4.30: Gráfico de tensões sem GD no período da noite para EPE_02.

Para este caso de operação também se verificaram as potências ativa e reativa na subestação principal. Como não se tem a geração distribuída, toda a potência requerida pelo circuito é fornecida por esta subestação. Na Tabela 4.6 são mostrados os valores da potência na subestação principal para os quatro períodos do dia.

Tabela 4.6: Potências na Subestação Principal sem GD.

Período do Dia	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVAr)
Madrugada	9,56	3,96
Manhã	13,65	1,29
Tarde	12,35	2,18
Noite	18,49	2,42

Para esta situação também se efetuou a análise das perdas. O gráfico com a comparação das perdas na operação normal e na operação sem geração distribuída encontra-se na Figura 4.31. Verifica-se notadamente que as perdas nesta condição no período da noite aumentam consideravelmente, devido às perdas nas linhas. Já no período da noite há uma redução considerável nas perdas, já que não há a exportação de potência ativa da subestação principal, uma vez que os geradores estão desconectados.

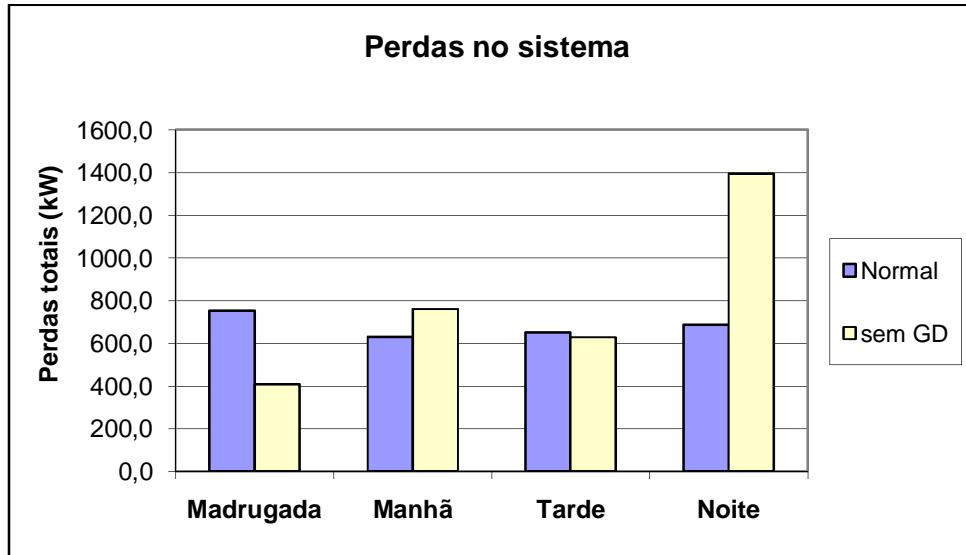


Figura 4.31: Perdas no sistema na condição sem GD.

4.4. Resumo das Operações

Nesta seção foram resumidas as informações referentes às perdas e valores do fluxo de potência na subestação principal nos quatro períodos do dia para as simulações na condição normal, na ausência de bancos de capacitores e na ausência de geração distribuída.

Os valores das perdas no sistema para as três condições descritas acima são apresentadas no gráfico da Figura 4.32 e a comparação dos valores do fluxo de potência na subestação, na Tabela 4.7.

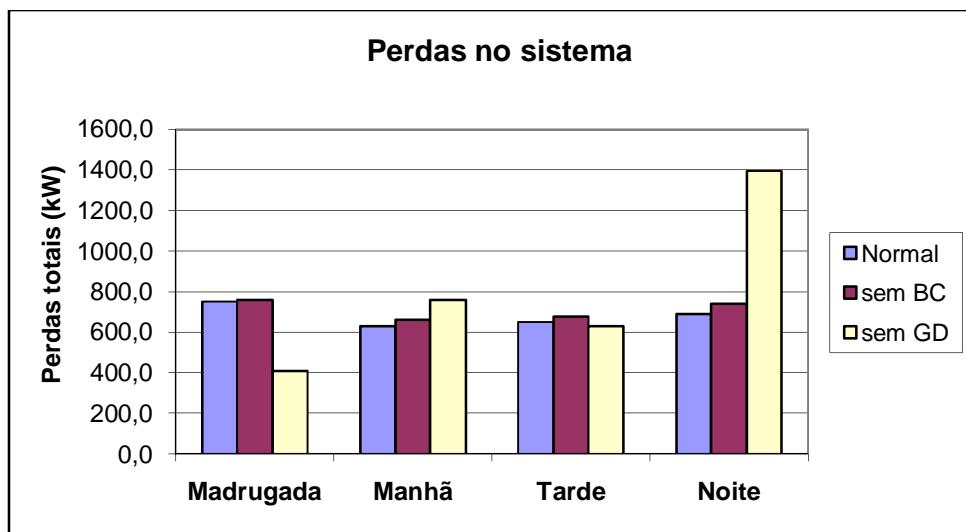


Figura 4.32: Resumo das perdas no sistema.

Tabela 4.7: Resumo dos Fluxos de Potência na Subestação Principal.

Condição	Período	Potência Ativa	Potência Reativa
		Exportada (MW)	Consumida (MVA)
Normal	Madrugada	11,30	3,42 – indutivo
	Manhã	7,59	2,39 – indutivo
	Tarde	8,82	2,71 – indutivo
	Noite	1,55	1,07 – indutivo
Sem BCs	Madrugada	11,29	5,21 – indutivo
	Manhã	7,59	4,15 – indutivo
	Tarde	8,80	4,47 – indutivo
	Noite	1,91	2,86 – indutivo
Sem GD	Madrugada	9,56 – consumida	3,96 – capacitivo
	Manhã	13,65 – consumida	1,29 – capacitivo
	Tarde	12,35 – consumida	2,18 – capacitivo
	Noite	18,49 – consumida	2,42 – indutivo

Do gráfico das perdas da Figura 4.32 nota-se que há um aumento considerável das mesmas na operação do sistema na ausência de GD no período da noite e uma notada redução no período da madrugada. Tais comportamentos foram introduzidos anteriormente e podem ser explicados pela distância da carga, devido a perdas nas linhas durante o fluxo de potência e localização da subestação na condição de exportação de potência ativa.

Como pode ser visto na Tabela 4.7, a menos da condição de operação do sistema na ausência de geração distribuída, nos outros casos e nos quatro períodos do dia, com os grupos geradores despachando ao máximo suas potências, o sistema de GD consegue exportar o excedente de potência ativa para a subestação principal. Nesta mesma tabela, nota-se também que o sistema consome potência reativa capacitativa apenas na condição de operação sem GD e a menos do período da noite. Para todas as outras condições o sistema consome potência reativa indutiva.

O consumo de potência reativa indutiva está relacionado com as cargas do sistema e com a operação de máquinas elétricas atuando como geradoras.

Ressalta-se que nenhum limite de corrente dos cabos do sistema é violado para as análises abordadas neste capítulo, a operação em condição normal, operação na ausência de bancos de capacitores e ausência de geração distribuída.

O capítulo seguinte deste trabalho, Crescimento da Carga em Dez Anos, irá descrever como o sistema se comportaria nos dez anos seguintes, após a previsão do crescimento da carga com a estimativa de crescimento elaborada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) caso não fosse feita nenhuma intervenção no sistema. Adianta-se neste ponto que os níveis de tensão nas barras seriam violados e, desta forma, foi proposto o recondutoramento do sistema para se adequar à qualidade da energia estipulada no PRODIST.

5. Crescimento da Carga em Dez Anos

Depois de feita a simulação do sistema com as cargas atuais, efetuou-se a previsão da carga da região para os próximos dez anos, segundo o estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em seu Plano Decenal 2019. Para prever o valor da carga utilizou-se índice de crescimento para a região Sudeste/CO dado em tabela da página 37 do documento [7].

Até o ano de 2019, é previsto um crescimento para a região de um valor de aproximadamente cinco por cento. Assim, o estudo deste trabalho de conclusão de curso focou no período mais carregado do dia, por representar a condição mais crítica na operação.

Assim, foi feito um estudo de como se comportariam as tensões das barras, com o sistema operando da mesma forma com banco de capacitores e geração distribuída nas mesmas barras da condição normal estudada anteriormente.

Verificou-se que além do sistema violar o limite de tensão estipulados no PRODIST, algumas regiões do sistema apresentaram uma corrente elétrica acima da máxima suportada pelo cabo. Devido a essas duas situações, o estudo de recondutoramento do sistema foi elaborado.

Foi adotada a taxa de crescimento do sistema até 2019 como sendo de 5%. Assim, para dez anos, o fator multiplicativo da carga foi dado por (1).

$$(1 + 5\%)^{10} \cong 1,63 \quad (1)$$

Assim, utilizando-se o fator multiplicativo dado por (1), os novos valores das cargas foram obtidos e são mostrados na Tabela 5.1 juntamente com os valores das cargas no período da noite, antes do crescimento, para efeito comparativo. Os valores de tensão após o crescimento da carga serão comparados com os mesmos valores antes do crescimento.

Tabela 5.1: Cargas no Período da Noite antes e após o Crescimento.

Barra	Noite		Noite Após o Crescimento	
	(MW)	(MVAr)	(MW)	(MVAr)
1031	0,03	0,01	0,05	0,02
1032	0,62	0,20	1,30	0,33
1061	0,02	0,01	0,33	0,16

Tabela 5.1 (Continuação): Cargas no Período da Noite antes e após o Crescimento.

Barra	Noite		Noite Após o Crescimento	
	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
1062	0,13	0,04	0,21	0,07
1071	0,21	0,07	0,44	0,11
1072	0,79	0,26	1,29	0,42
1073	0,09	0,03	0,15	0,05
1081	0,91	0,30	1,48	0,49
1021	0,26	0,09	0,42	0,15
1022	1,59	0,52	2,59	0,85
1023	0,82	0,27	1,34	0,44
1024	1,99	0,65	3,24	1,06
1041	0,34	0,11	0,55	0,18
1042	2,21	0,73	3,06	1,19
1043	1,68	0,55	2,74	0,90
1051	0,64	0,21	1,04	0,34
1052	0,45	0,15	0,73	0,24
1053	0,09	0,04	0,15	0,05
1054	1,03	0,34	1,68	0,55
1091	2,11	0,69	3,44	1,13
1092	2,48	0,81	4,04	1,32
1093	0,33	0,11	0,54	0,18

5.1. Operação Após o Crescimento – Correntes

Depois de feita a projeção de carga para dez anos, com os valores dados na Tabela 5.1, foi feita a simulação do sistema. Como é feito em algumas concessionárias de distribuição de energia elétrica, os alimentadores são projetados com uma folga de vinte e cinco por cento (25%), ou seja, os projetos são feitos considerando como limites de correntes nos condutores com a 75% do limite dado pelo catálogo do fabricante. Isso é realizado para se ter essa folga de 25% para ser utilizada em caso de emergência e manobras temporárias no sistema.

Considerando o crescimento da carga, em algumas linhas, a corrente que passaria para alimentar a carga seria maior que a estipulada por projeto e até mesmo maior que o limite do condutor. Os valores de sobrecarga são dados na Tabela 5.2.

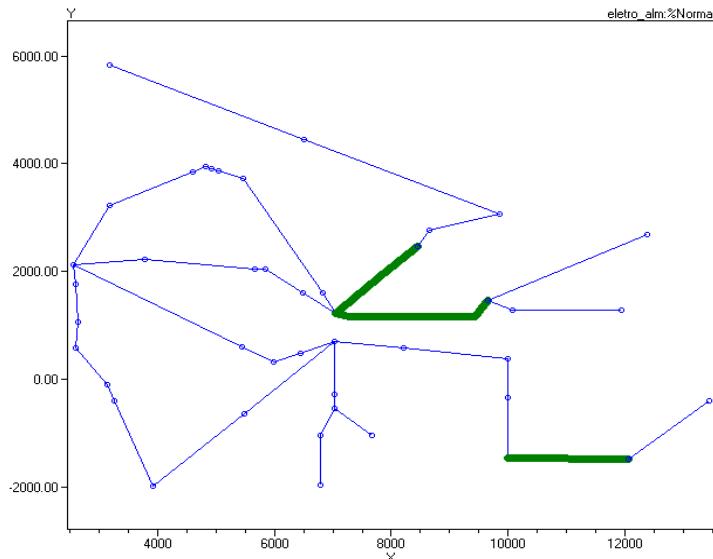
Tabela 5.2: Sobrecarga após o Crescimento.

Linha	Condutor	Corrente (A)	Corrente Máxima Permitida (A)	Corrente Máxima Adotada (A)	Porcentagem de Sobrecarga (%)
Linha18	3/0	246,8	272	204	21
Linha1	3/0	323,9	272	204	59
Linha9a	3/0	304,7	272	204	49
Linha9b	3/0	304,7	272	204	49
Linha17	3/0	309,8	272	204	52
Linha4a	336.4	351,2	429	322	09
Linha4b	336.4	351,2	429	322	09

Utilizando-se a função *plot* do *OpenDSS* é possível verificar os locais onde houve sobrecarga no sistema. A imagem resultante do comando é mostrada na Figura 5.1 onde as linhas em destaque verde representam os locais da sobrecarga. Primeiramente, no *OpenDSS*, deve-se exportar os valores de sobrecarga e posteriormente efetuar o comando *plot*. A sintaxe é dada pelos comandos mostrados a seguir.

Export overloads

```
Plot object = ("nome do circuito")_EXP_OVERLOADS.CSV
```

**Figura 5.1:** Locais das sobrecargas após o crescimento.

5.2. Recondutoramento

Verificado que o sistema não suportaria o crescimento previsto para os próximos dez anos, fez-se o recondutoramento do sistema, verificando os níveis de tensão até os mesmos estarem de acordo com os limites estabelecidos pela ANEEL. Os níveis de tensão, comparando-se as condições antes e depois do recondutoramento, são mostrados na seção seguinte a esta.

Na Figura 5.2 é mostrado o novo diagrama unifilar do sistema após o recondutoramento, identificando-se os condutores utilizados. Ressalta-se que os dados dos condutores utilizados encontram-se na Tabela 3.1. Os condutores utilizados são os mesmos utilizados inicialmente.

Para que os limites de tensão fossem respeitados na operação do sistema após o crescimento, a maioria dos condutores, como pode ser visto no diagrama unifilar da Figura 5.2, são do tipo 336.4 e, sendo o 3/0 utilizado somente nos circuitos radiais. O condutor do tipo 1/0 não teve a possibilidade de ser utilizado para que não fossem violados os limites de tensão.

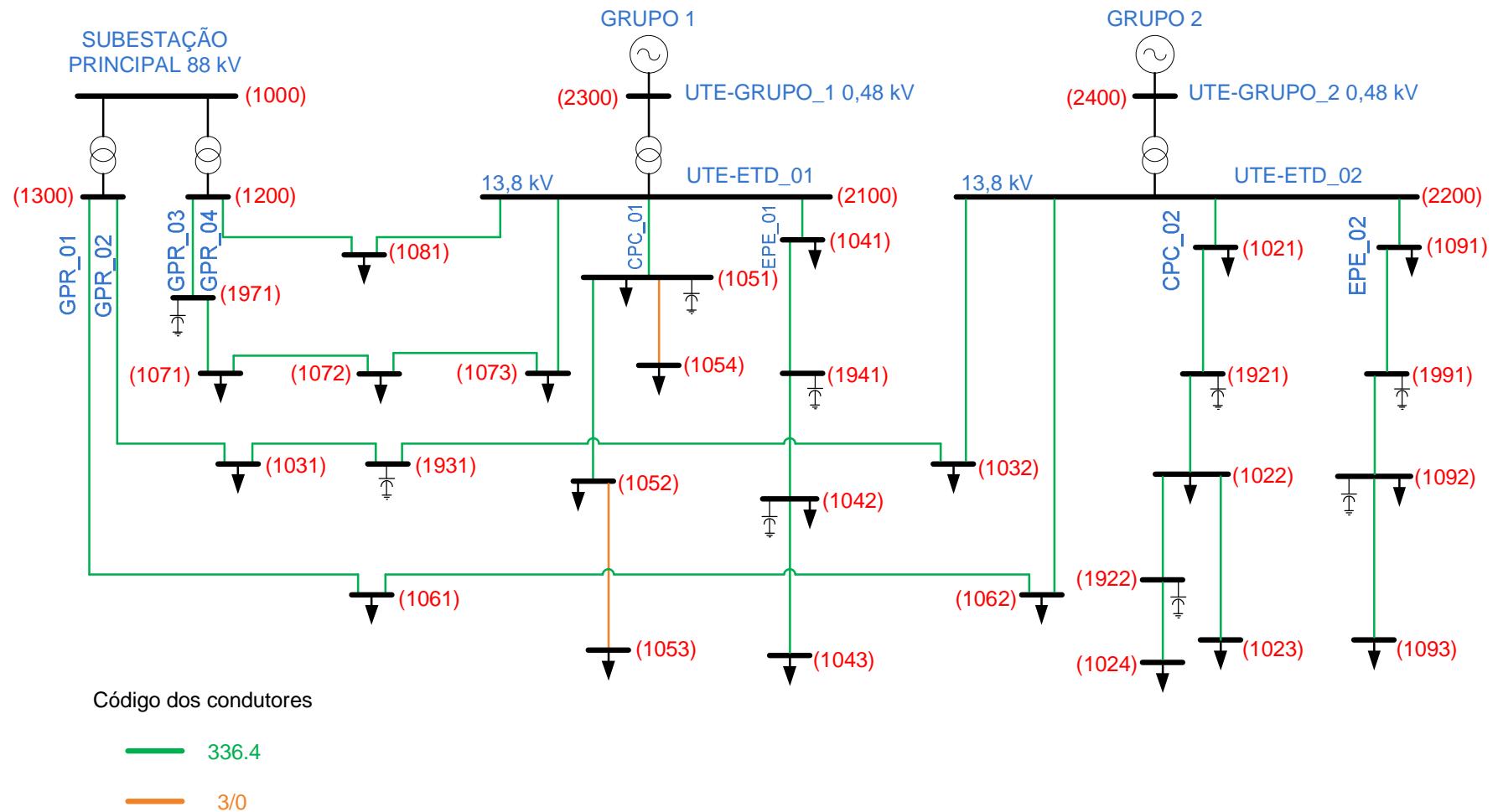


Figura 5.2: Diagrama unifilar do sistema abordado após o recondutoramento.

5.3. Operação Após o Crescimento – Tensões

Para justificar o recondutoramento do sistema são apresentados nos gráficos das Figuras 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, 5.8, 5.9 e 5.10 as tensões em todos os circuitos do sistema pós recondutoramento.

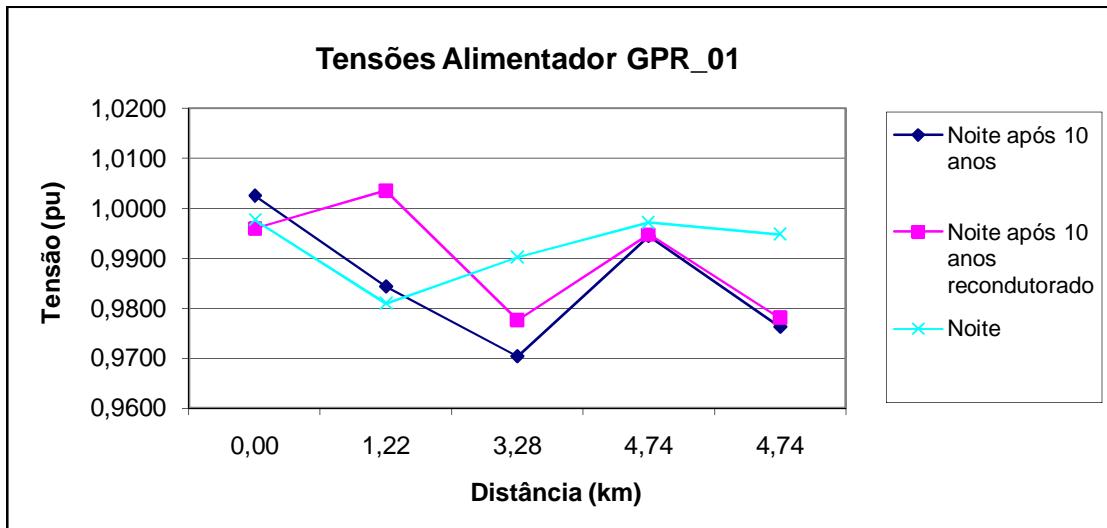


Figura 5.3: Tensões antes e pós recondutoramento em GPR_01.

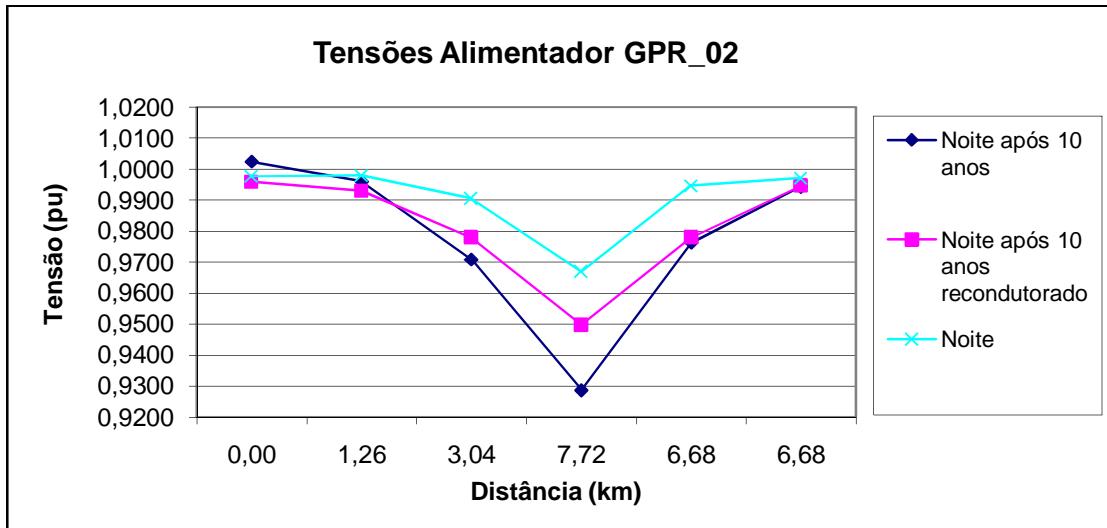


Figura 5.4: Tensões antes e pós recondutoramento em GPR_02.

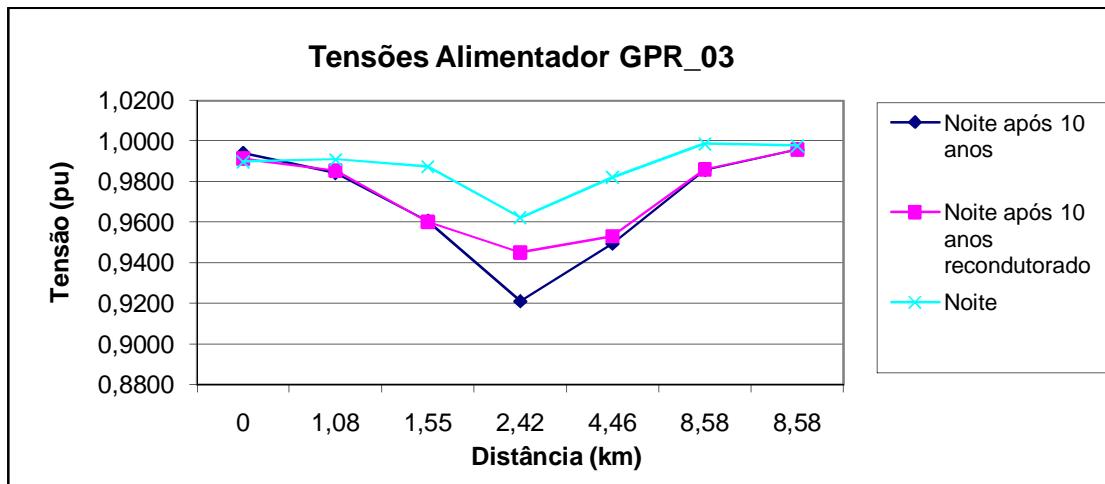


Figura 5.5: Tensões antes e pós recondutoramento em GPR_03.

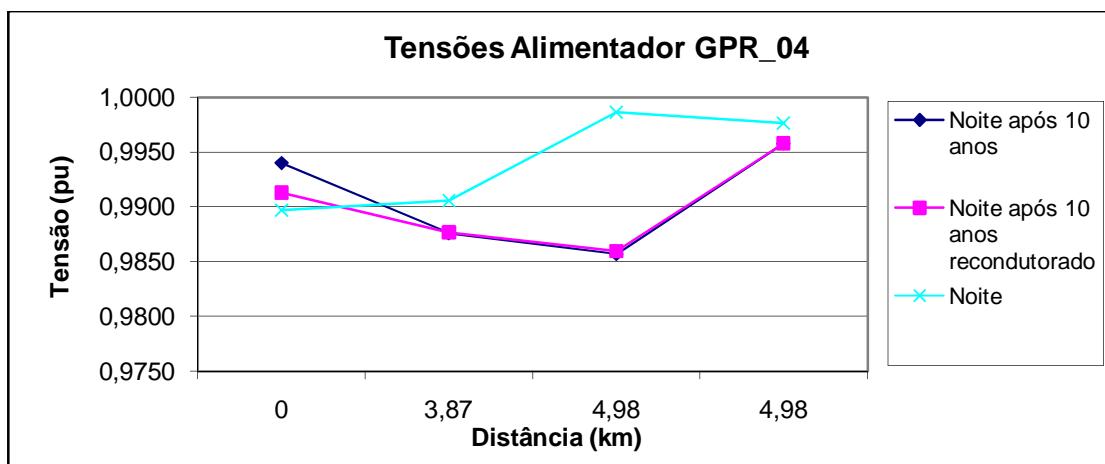


Figura 5.6: Tensões antes e pós recondutoramento em GPR_04.

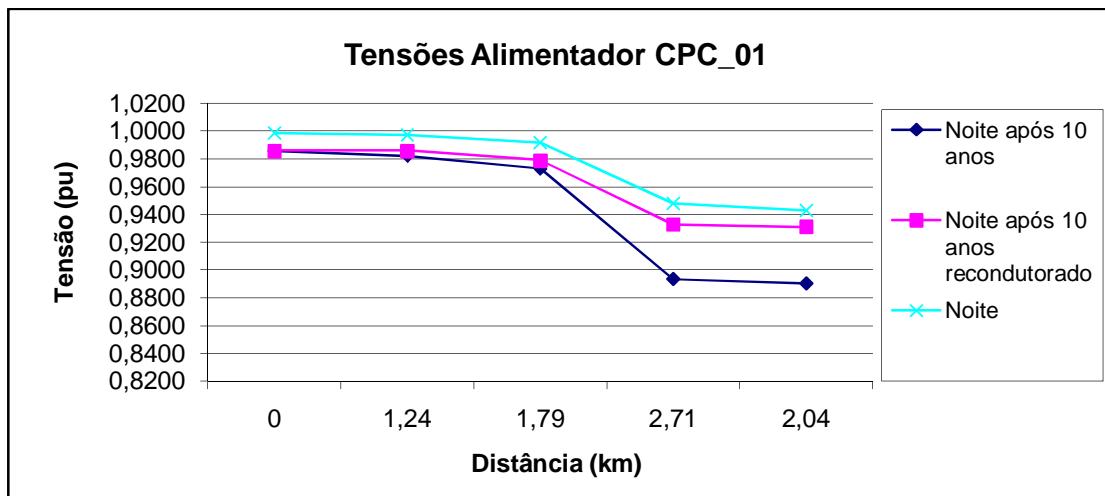


Figura 5.7: Tensões antes e pós recondutoramento em CPC_01.

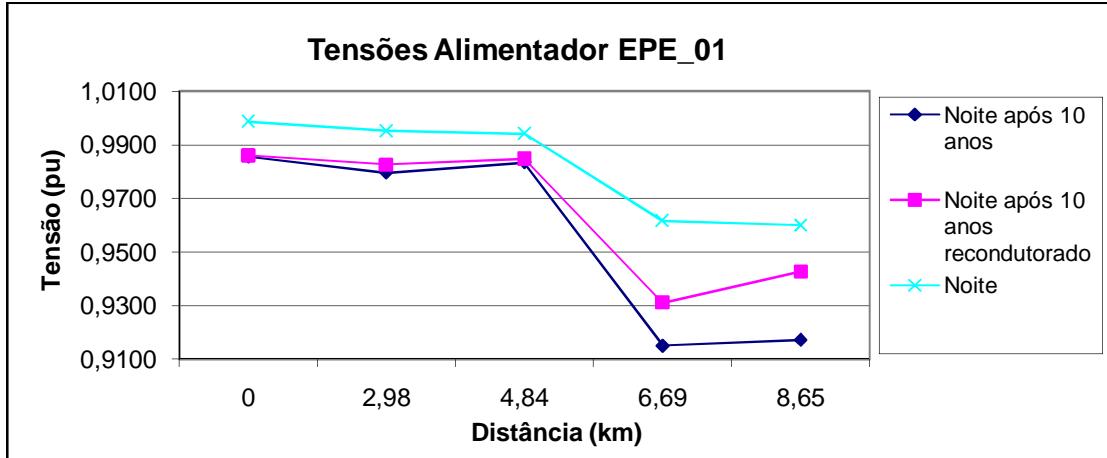


Figura 5.8: Tensões antes e pós recondutoramento em EPE_01.

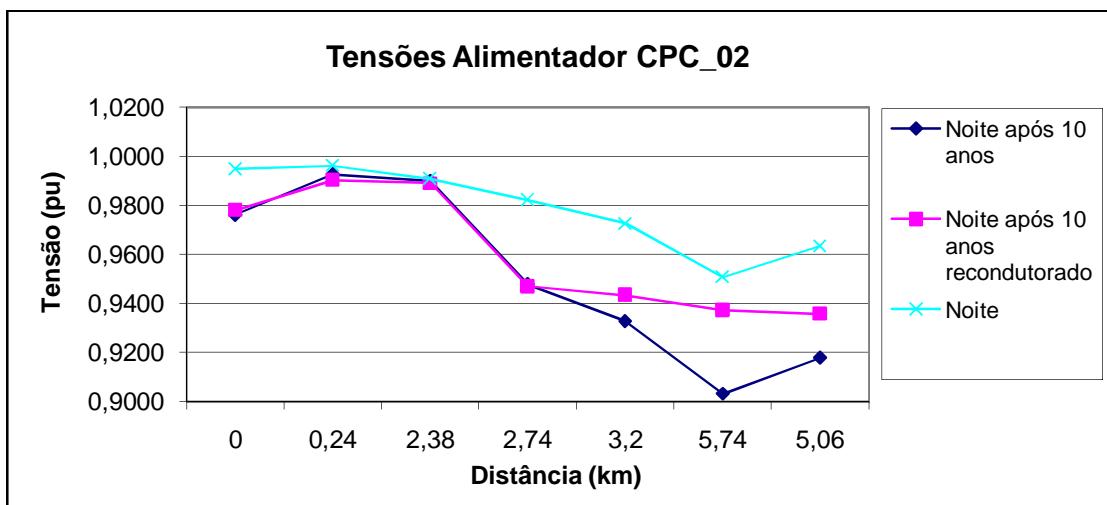


Figura 5.9: Tensões antes e pós recondutoramento em CPC_02.

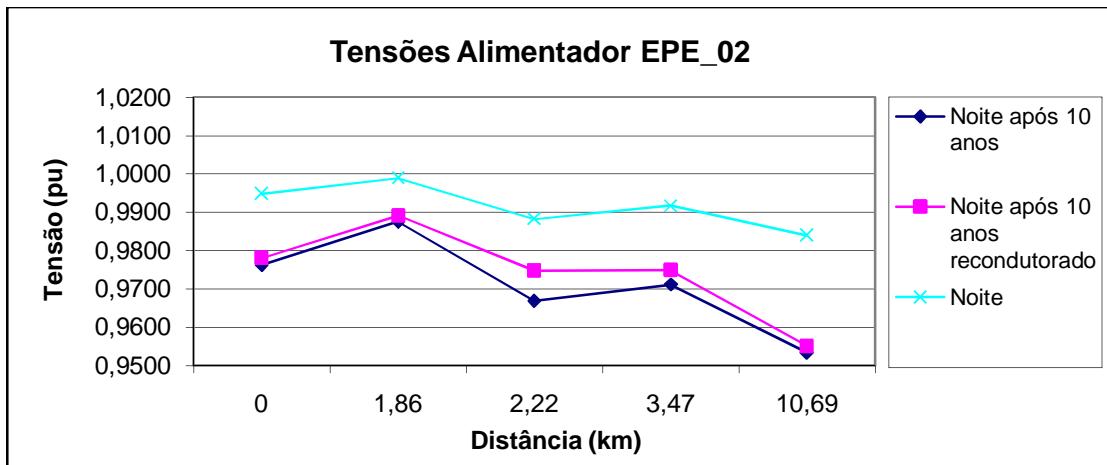


Figura 5.10: Tensões antes e pós recondutoramento em EPE_02.

Dos gráficos das figuras anteriores nota-se que sem o recondutoramento a maioria dos circuitos do sistema teria tensões em suas barras que seriam classificadas como precárias, de acordo com a definição da ANEEL. Apenas os circuitos GPR_01, GPR_04 e EPE_02 teriam suas tensões também classificadas como adequadas mesmo sem o recondutoramento do sistema.

Conclui-se, portanto, que o recondutoramento é necessário para a manutenção do nível de tensão adequada após o crescimento esperado do sistema. Porém, ressalta-se que há outras alternativas para a adequação do nível de tensão tais como a construção de novos alimentadores, construção de nova subestação, manobras entre outros alimentadores para alívio de carga e até mesmo o aumento da capacidade de geração dos grupos geradores.

5.4. Potências e Perdas Após o Crescimento

Após o crescimento previsto do sistema, verifica-se que os Grupos geradores 1 e 2 não conseguem suprir toda carga do sistema e o restante é fornecido pela subestação principal. Nota-se também o consumo de potência reativa indutiva, que é também fornecida pela subestação principal. Os valores das potências ativa e reativa indutiva consumidas são mostradas na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Potências na Subestação Principal após Crescimento no Período da Noite.

Condição Após o Crescimento	Potência Ativa	Potência Reativa
	(MW)	(MVar)
	9,72	0,18

Já as perdas de potência ativa nas linhas e nos transformadores da operação depois do crescimento e antes são comparados no gráfico da Figura 5.11. Nota-se que as perdas aumentam devido à corrente maior que circula nas linhas chegando a um valor de 145,4 kW de perdas nos transformadores e 921,6 kW nas linhas, totalizando 1067,0 kW.

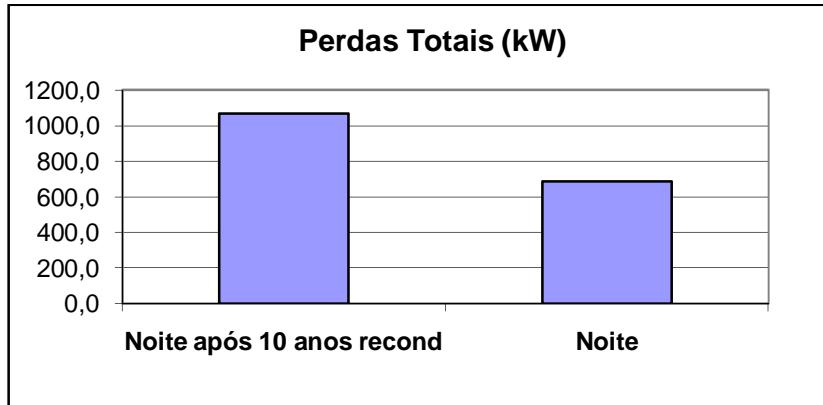


Figura 5.11: Perdas no sistema antes e depois do recondutoramento.

Conclui-se que as perdas no sistema aumentam após o crescimento devido à maior corrente elétrica que flui pelos condutores, mesmo depois do recondutoramento, o qual foi feito substituindo os condutores sempre por um de menor impedância.

Nota-se que nas condições normais de operação do sistema antes do crescimento da carga, os grupos geradores conseguiam colaborar para exportar potência ativa na subestação principal mesmo no período de carga mais pesada, porém, após o crescimento, será necessária a importação de potência ativa.

Assim, este capítulo do trabalho abordou o comportamento do sistema após a estimativa de crescimento da carga e do recondutoramento do mesmo para que os níveis de tensão nas barras fossem adequados aos valores estabelecidos pela ANEEL nos Procedimentos de Distribuição.

No capítulo seguinte será estudada a identificação do ano de violação do nível de tensão de acordo com o PRODIST com a taxa de crescimento anual da carga obtida no estudo da Empresa de Pesquisa Energética.

6. Identificação do Ano da Violação de Tensão

Com a taxa de crescimento da carga obtida no Plano Decenal da EPE (aproximadamente 5%), fez-se uma tabela para verificar o crescimento estimado ano a ano. Da seção anterior, verificou-se que os níveis de tensão seriam violados até dez anos. Com o levantamento da tabela com o crescimento ano a ano, pode-se ver em qual ano há a violação do nível de tensão. Os valores do fator multiplicativo da carga encontram-se na Tabela 6.1 para os anos de 2009 a 2019.

Tabela 6.1: Fator Multiplicativo da Carga Ano a Ano.

Ano	Fator Multiplicativo
2009	1,0000
2010	1,0500
2011	1,1025
2012	1,1576
2013	1,2155
2014	1,2763
2015	1,3401
2016	1,4071
2017	1,4775
2018	1,5513
2019	1,6289

Com esses valores dos fatores de crescimento da carga ano a ano, foram feitas as simulações com cada fator em ordem crescente anual para verificar em qual ano seria violado o limite de tensão adequada estabelecida pela ANEEL. Para isto, monitorou-se a tensão em duas barras do sistema que apresentaram os mais baixos níveis de tensão na simulação em condição normal. As barras monitoradas foram a 1043 e a 1024 e os valores das tensões encontram-se na Tabela 6.2.

Tabela 6.2: Tensões nas Barras 1043 e 1024 Ano a Ano.

Ano	Fator Multiplicativo	Barra	Tensão (pu)	Barra	Tensão (pu)
2009	1,0000	1043	0,9479	1024	0,9427
2010	1,0500	1043	0,9426	1024	0,9384
2011	1,1025	1043	0,9371	1024	0,9340
2012	1,1576	1043	0,9316	1024	0,9293
2013	1,2155	1043	0,9261	1024	0,9244
2014	1,2763	1043	0,9203	1024	0,9194
2015	1,3401	1043	0,9142	1024	0,9141
2016	1,4071	1043	0,9079	1024	0,9086
2017	1,4775	1043	0,9013	1024	0,9029
2018	1,5513	1043	0,8944	1024	0,8969
2019	1,6289	1043	0,8872	1024	0,8907

Verifica-se da Tabela 6.2 que no ano de 2012 já há a violação da faixa de tensão adequada na barra 1024. Já no ano de 2013, as tensões nas barras 1043 e 1024 poderão ser classificadas como tensões críticas, pois têm seus valores menores que 0,93 pu. Nestes dois casos, em 2012 e 2013, as demais tensões no circuito seriam classificadas como adequadas, tendo para suas tensões valores acima de 0,93 pu.

Continuando-se a simulação ano a ano verifica-se que no ano de 2018 as tensões violam a faixa de críticas e passam a ser classificadas como precárias, pois os níveis de tensão são menores que 0,90 pu, de acordo com o PRODIST.

Desta forma, tanto a tensão classificada como crítica ou precária, no Módulo 8 do PRODIST, a ANEEL prevê o pagamento de multas pelas concessionárias cujo indicador de violação de tensão crítica ou precária esteja além dos limites pré-estabelecidos.

No capítulo seguinte, Conclusões, serão apresentadas as conclusões obtidas durante todo este trabalho de conclusão de curso. Conclusões estas sobre o comportamento do sistema de distribuição e a respeito do *software* utilizado, o *OpenDSS*.

7. Conclusões

De todas as análises, os resultados e as simulações apresentadas neste trabalho de conclusão de curso pode-se concluir sobre diversos assuntos e discussões, que serão apresentas neste capítulo.

Nas simulações em condições normais do sistema de distribuição de energia elétrica, apresentado no decorrer do trabalho, verificou-se que o sistema se comporta de forma a manter as tensões em todas as suas barras em nível adequado, de acordo com a tabela de classificação do nível de tensão apresentada nos Procedimentos de Distribuição elaborados pela ANEEL. As condições normais de operação foram as condições onde os bancos de capacitores e os grupos de geração distribuída permaneceram conectados ao sistema. Ressalta-se que nenhum outro dispositivo ou sistema para controle de tensão foi utilizado ou abordado neste trabalho.

Verificou-se que nas condições normais de operação do sistema, que as maiores perdas vistas no sistema são decorrentes da operação no período da madrugada. Tal fato pode ser explicado pelo simples posicionamento das cargas atendidas. No período da noite, de carga mais pesada, estas cargas encontram-se mais próximas dos grupos geradores e apenas uma pequena parte da potência gerada é exportada para a subestação principal. Já no período da madrugada, de carga mais leve, grande parte da potência gerada pelos grupos geradores é exportada, ocasionando perdas nas linhas de distribuição neste fluxo de potência.

Para a operação do sistema na presença de geração distribuída, porém na ausência de banco de capacitores, verificou-se que os níveis de tensão nas barras do sistema poderiam ser classificados como adequados nos períodos do dia a menos do período da noite. Conclui-se dessa forma que os bancos de capacitores poderiam ter um controle automático para serem ativados apenas no período da noite, com os grupos geradores funcionando corretamente. Nos outros períodos do dia, as tensões poderiam ser classificadas como adequadas de acordo com o PRODIST, porém, os bancos de capacitores poderiam ser ativados para uma melhor qualidade da energia elétrica fornecida.

Na operação do sistema sem a presença da geração distribuída, e com os bancos de capacitores funcionando normalmente, as tensões nas barras poderiam ser classificadas como sendo fora da faixa de tensão adequada, no período da noite, de acordo com o PRODIST. Ressalta-se que a presença dos grupos geradores, para operação deste sistema, sem remanejamento de carga ou atuação de outra subestação mostra-se como sendo fundamental para se manter os níveis de tensão na faixa adequada para o período da noite.

Cabe notar também que, nos Procedimentos de Distribuição da ANEEL, a Agência prevê o resarcimento financeiro ao consumidor cujos níveis de tensão estejam fora da faixa de adequados por um limite de tempo pré-estabelecido.

Comparando a simulação da operação do sistema em condições normais e sem a presença de geração distribuída, nas condições normais, a maior perda de potência ativa nas linhas de distribuição e nos transformadores é vista no período da madrugada para a condição normal e no período da noite para a operação na ausência de geração distribuída. A localidade das cargas pode explicar tal fato, uma vez que quanto mais próximas das cargas a geração for encontrada, menor é a perda esperada.

Também, comparando-se a operação normal com a operação na ausência de geração distribuída, notou-se que o período da madrugada é visto como maior valor de potência ativa exportada pela subestação principal provinda dos grupos geradores, uma vez que neste período a carga no sistema encontra-se com sua característica mais leve.

Os períodos da madrugada, manhã e tarde na simulação da operação na ausência de geração distribuída e na presença de bancos de capacitores, foram os períodos nos quais se pode notar que a potência reativa consumida na subestação principal foi a capacitativa. Em todas as outras simulações a energia reativa consumida foi a indutiva.

Com os valores da estimativa de crescimento das cargas no Brasil, levantados pela Empresa de Pesquisa Energética, pode-se prever o comportamento do sistema de distribuição abordado neste trabalho após dez anos. Verificou-se que, mantendo os mesmos dois grupos geradores e os mesmos bancos de capacitores, após o crescimento da carga o sistema não suportaria as correntes elétricas solicitadas e também os níveis de tensão nas barras do sistema estariam longe da classificação de serem adequadas. Para este problema foi proposto o recondutoramento do sistema para melhorar a qualidade da energia fornecida. Verificou-se que após o recondutoramento as tensões nas barras do sistema poderiam ser classificadas como adequadas de acordo com o PRODIST.

Para o recondutoramento do sistema foi levado em consideração apenas o crescimento da carga ano a ano e não foram consideradas intervenções de construção de novas linhas de distribuição, novos grupos geradores ou até mesmo a construção de uma nova subestação.

Verificou-se que após o crescimento das cargas do sistema elétrico, mantendo-se a mesma capacidade de geração de energia elétrica dos grupos de geração distribuída, a potência gerada pelos grupos não seria suficiente para suprir a carga da região, sendo necessária a importação de potência ativa da subestação principal.

Comparando os valores de tensão das barras do sistema ano a ano, com a taxa de crescimento da carga obtidas dos estudos da Empresa de Pesquisa Energética, verificou-se que no ano de dois mil e doze seriam identificados os primeiros valores de tensão que poderiam ser classificados como precários e, no ano de dois mil e dezoito, os primeiros valores de tensão que poderiam ser classificados como críticos de acordo com a tabela de classificação dos valores de tensão dos Procedimentos de Distribuição, da Agência Nacional de Energia Elétrica.

Dos objetivos propostos neste trabalho de conclusão de curso, verificou-se o comportamento de um sistema de distribuição de energia elétrica na presença de geração distribuída e bancos de capacitores para o controle do nível de tensão. Verificou-se, após simulação da operação do sistema, o fluxo de potência na subestação principal, as perdas nas linhas de distribuição, os níveis de tensão em todas as simulações e o comportamento do sistema após o crescimento da carga com o passar dos anos. Verificou-se que o recondutoramento do sistema se apresentou de forma viável quanto ao intuito de manter as tensões nas barras do sistema como sendo adequadas, de acordo com classificação do PRODIST.

Como um objetivo secundário deste trabalho, foi verificado e mostrado no decorrer do texto o funcionamento do *software OpenDSS*, um programa gratuito voltado a simulações de sistemas de distribuição de energia elétrica. Verificou-se, dentro de muitas outras funcionalidades deste programa, ferramentas que se mostraram adequadas para as análises de níveis de tensão e fluxo de potência para estudo de diversas naturezas em sistema elétricos de distribuição.

Referências Bibliográficas

- [1] KAGAN, N., OLIVEIRA, C. C. B. de, ROBBA, E. J. “**Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**”, Editora EDGARD BLÜCHER, 2005.
- [2] Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – **Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica** (revisado em 01/01/2010) - <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>. Acessado em 16 de outubro de 2010.
- [3] PAULA, C. P. “**Geração Distribuída e Cogeração no Setor Elétrico: Avaliação Sistêmica de um Plano de Inserção Incentivada**”. Tese (doutorado em energia – Programa Interunidades de Pós-Graduação EP, FEA, IEE, IF) – Universidade de São Paulo, 2004.
- [4] MCDERMOTT, T. E. “**An Open Source Distribution System Simulator**”. IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, 2006.
- [5] DUGAN, R. C. “**OpenDSS Level 2 Training**”. Electric Power Research Institute, April 2009.
- [6] DUGAN, R. C. “**Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**”. Electric Power Research Institute, Revision 7, December 2009.
- [7] **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019** / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2010.

Anexo

Neste Anexo encontra-se o código utilizado no *OpenDSS* com todos os comandos utilizados nas janelas do programa. Os códigos e comentários utilizados no programa estão destacados em itálicos para diferenciar das explicações deste anexo, dados em texto normal.

Primeiramente, deve-se criar um circuito, atribuindo um nome ao mesmo, dado neste exemplo de “*eletro_alm*”. Todo circuito criado no programa tem como *default* uma fonte e uma barra.

New object=Circuit.eletro_alm

A maioria dos parâmetros no *OpenDSS* já têm um valor *default* associado. Assim, para estes parâmetros deve-se utilizar o comando *set* para alterá-los e não o comando *new*. Os comandos “*trapezoidal*” e “*algorithm*” representam métodos de solução. O comando “*tolerance*” representa a tolerância para a convergência e “*maxiterations*” o número máximo de iterações caso o algoritmo não convirja.

```
// Método de Solução e parâmetros de convergência
set trapezoidal=true
set algorithm=Newton
set tolerance=0.00001
set maxiterations=100000
```

Como mencionado, a subestação principal pode ser resumida a um barramento com suas forças de curto circuito monofásico (*MVAsc1*) e trifásico (*MVAsc3*) dados em MVA, no lugar de uma fonte. Assim, como esta fonte já é atribuída ao comando *new circuit* utiliza-se o comando *set*.

```
// Criando o barramento infinito - representado por uma fonte
// E força da barra - ETD - GATO PRETO
```

Edit Vsource.source basekv=88 pu=1.00 MVAsc1=237.72 MVAsc3=482.25 bus1=1000

Para se ter as tensões base nas barras do circuito usa-se o comando “*voltagebases*”.

set voltagebases="0.48 13.8 88"

Neste bloco de comandos, adicionam-se os dois transformadores da subestação principal. O comando *XHL* representa a impedância do lado de alta do transformador.

// Transformadores da subestação

```
New Transformer.TR3 Buses=[1000, 1300] Conns=[Delta Wye] kVs= [88 13.8]
~ kVAs=[15000 20000] XHL=14.03
New Transformer.TR2 Buses=[1000, 1200] Conns=[Delta Wye] kVs= [88 13.8]
~ kVAs=[15000 20000] XHL=14.84
```

Para os grupos geradores, utilizam-se os comandos que se seguem. Ressaltando que cada grupo representa as doze máquinas que o compõe, e é assim declarado devido à dificuldade de convergência mencionado anteriormente. O modelo utilizado, *model=3* representa um gerador do tipo PV constante.

// Geradores Agrupados - Grupos 1 e 2

```
New Generator.G1 bus1=2300a kW=10600 kV=0.48 PF=-0.85 conn=delta model=3 phases=3
~ enable=y status=fixed pfactor=1
New Generator.G2 bus1=2400a kW=10600 kV=0.48 PF=-0.85 conn=delta model=3 phases=3
~ enable=y status=fixed pfactor=1
```

Devido às dificuldades de convergência com os grupos de geradores, utilizam-se os transformadores conectados juntos com os geradores, conforme explicado anteriormente.

// Trafos para modelagem

```
New Transformer.G1 Buses=[2300a, 2300] Conns=[delta wye] kVs=[0.48 0.48]
~ kVAs=[15000 15000] XHL=0.97
New Transformer.G2 Buses=[2400a, 2400] Conns=[delta wye] kVs=[0.48 0.48]
~ kVAs=[15000 15000] XHL=0.97
```

Já os transformadores dados a seguir representam os verdadeiros transformadores dos grupos geradores mostrados no diagrama unifilar. Ressaltando que também foram concentrados devido a problemas de convergência, e cada um deles representa doze transformadores.

// Transformadores - Grupos 1 e 2

```
New Transformer.TG1 Buses=[2100, 2300] Conns=[Wye Delta] kVs= [13.8 0.48]
~ kVAs=[15000 15000] XHL=5.75
New Transformer.TG2 Buses=[2200, 2400] Conns=[Wye Delta] kVs= [13.8 0.48]
~ kVAs=[15000 15000] XHL=5.75
```

Antes de se representar as linhas de distribuição definem-se os parâmetros dos cabos utilizados. Os índices 1 representam os parâmetros de sequência positiva e os índices 0, de sequência 0, ambos em ohm por quilômetro. As capacitâncias foram desprezadas por se tratar de simulação de um sistema de distribuição em 13,8 kV.

```
// Definição dos parâmetros dos alimentadores
New Linecode.336.4 R1=0.222 X1=0.402 R0=0.396 X0=1.87 Units=km normamps=322
New Linecode.3/0 R1=0.443 X1=0.428 R0=0.616 X0=1.89 Units=km normamps=204
New Linecode.1/0 R1=0.705 X1=0.450 R0=0.879 X0=1.92 Units=km normamps=151
```

Os comandos utilizados a seguir são responsáveis por definir as linhas de distribuição. Nota-se que cada linha tem seu tipo de cabo associado pelo comando “*Linecode*”.

```
// Definição física das linhas e cabos que interligam as cargas

// Alimentador GPR_01
New Line.LINE6 Bus1=1300 Bus2=1061 Linecode=3/0 Length=1.22 Units=km
New Line.LINE14a Bus1=1061 Bus2=106114a Linecode=3/0 Length=1.88 Units=km
New Line.LINE14b Bus1=106114a Bus2=1062 Linecode=336.4 Length=0.18 Units=km
New Line.LINE22a Bus1=1062 Bus2=106222a Linecode=336.4 Length=0.78 Units=km
New Line.LINE22b Bus1=106222a Bus2=2200 Linecode=336.4 Length=0.68 Units=km

// Alimentador GPR_02
New Line.LINE28b Bus1=103228a Bus2=2200 Linecode=336.4 Length=0.16 Units=km
New Line.LINE28a Bus1=1032 Bus2=103228a Linecode=336.4 Length=2.80 Units=km
New Line.LINE21c Bus1=193121b Bus2=1032 Linecode=3/0 Length=0.44 Units=km
New Line.LINE21b Bus1=193121a Bus2=193121b Linecode=3/0 Length=0.12 Units=km
New Line.LINE13b Bus1=193113a Bus2=1931 Linecode=3/0 Length=0.24 Units=km
New Line.LINE21a Bus1=1931 Bus2=193121a Linecode=3/0 Length=0.12 Units=km
New Line.LINE13a Bus1=1031 Bus2=193113a Linecode=3/0 Length=1.54 Units=km
New Line.LINE5 Bus1=1300 Bus2=1031 Linecode=3/0 Length=1.26 Units=km
```

```
// Alimentador GPR_03
New Line.LINE31b Bus1=107331a Bus2=2100 Linecode=336.4 Length=2.06 Units=km
New Line.LINE31a Bus1=1073 Bus2=107331a Linecode=336.4 Length=2.06 Units=km
```

*New Line.LINE29b Bus1=107229a Bus2=1073 Linecode=336.4 Length=1.72 Units=km
 New Line.LINE29a Bus1=1072 Bus2=107229a Linecode=336.4 Length=0.32 Units=km
 New Line.LINE23 Bus1=1071 Bus2=1072 Linecode=3/0 Length=0.87 Units=km
 New Line.LINE15 Bus1=1971 Bus2=1071 Linecode=3/0 Length=0.47 Units=km
 New Line.LINE7b Bus1=12007a Bus2=1971 Linecode=3/0 Length=0.68 Units=km
 New Line.LINE7a Bus1=1200 Bus2=12007a Linecode=3/0 Length=0.40 Units=km*

// Alimentador GPR_04

*New Line.LINE16b Bus1=108116a Bus2=2100 Linecode=3/0 Length=0.62 Units=km
 New Line.LINE16a Bus1=1081 Bus2=108116a Linecode=3/0 Length=0.49 Units=km
 New Line.LINE8b Bus1=12008a Bus2=1081 Linecode=3/0 Length=0.62 Units=km
 New Line.LINE8a Bus1=1200 Bus2=12008a Linecode=3/0 Length=3.25 Units=km*

// Alimentador CPC_01

*New Line.LINE3a Bus1=2100 Bus2=21003a Linecode=3/0 Length=0.98 Units=km
 New Line.LINE3b Bus1=21003a Bus2=1051 Linecode=3/0 Length=0.26 Units=km
 New Line.LINE26 Bus1=1051 Bus2=1054 Linecode=1/0 Length=0.80 Units=km
 New Line.LINE11 Bus1=1051 Bus2=1052 Linecode=1/0 Length=0.55 Units=km
 New Line.LINE19 Bus1=1052 Bus2=1053 Linecode=1/0 Length=0.92 Units=km*

// Alimentador EPE_01

*New Line.LINE2a Bus1=2100 Bus2=21002a Linecode=336.4 Length=1.18 Units=km
 New Line.LINE2b Bus1=21002a Bus2=1041 Linecode=336.4 Length=1.80 Units=km
 New Line.LINE10a Bus1=1041 Bus2=104110a Linecode=336.4 Length=0.72 Units=km
 New Line.LINE10b Bus1=104110a Bus2=1941 Linecode=336.4 Length=1.14 Units=km
 New Line.LINE18 Bus1=1941 Bus2=1042 Linecode=3/0 Length=2.06 Units=km
 New Line.LINE25 Bus1=1042 Bus2=1043 Linecode=1/0 Length=1.75 Units=km*

// Alimentador CPC_02

*New Line.LINE1 Bus1=2200 Bus2=1021 Linecode=3/0 Length=0.24 Units=km
 New Line.LINE9a Bus1=1021 Bus2=10219a Linecode=3/0 Length=1.30 Units=km
 New Line.LINE9b Bus1=10219a Bus2=1921 Linecode=3/0 Length=0.84 Units=km
 New Line.LINE17 Bus1=1921 Bus2=1022 Linecode=3/0 Length=0.36 Units=km
 New Line.LINE24 Bus1=1022 Bus2=1023 Linecode=1/0 Length=3.00 Units=km
 New Line.LINE30 Bus1=1022 Bus2=1922 Linecode=3/0 Length=0.46 Units=km
 New Line.LINE32 Bus1=1922 Bus2=1024 Linecode=1/0 Length=1.86 Units=km*

```
// Alimentador EPE_02
```

```
New Line.LINE4a Bus1=2200 Bus2=22004a Linecode=336.4 Length=1.10 Units=km
New Line.LINE4b Bus1=22004a Bus2=1091 Linecode=336.4 Length=0.76 Units=km
New Line.LINE12 Bus1=1091 Bus2=1991 Linecode=3/0 Length=0.36 Units=km
New Line.LINE20 Bus1=1991 Bus2=1092 Linecode=3/0 Length=1.25 Units=km
New Line.LINE27a Bus1=1092 Bus2=109227a Linecode=3/0 Length=3.61 Units=km
New Line.LINE27b Bus1=109227a Bus2=1093 Linecode=1/0 Length=3.61 Units=km
```

A seguir apresentam-se os comandos de declaração das cargas nos quatro períodos do dia, madrugada, manhã, tarde e noite e também as cargas após o crescimento de dez anos. Cabe lembrar que é possível declarar um fator multiplicativo das cargas que pode ser feito no menu *set* e opção *load multiplier*. Ressalta-se que cada período do dia foi simulado separadamente, deixando as cargas dos outros períodos na forma de comentários.

```
// Carga - Manhā
```

```
New Load.LOAD1 Bus1=1031 kV=13.8 kW=20 kvar=10
New Load.LOAD2 Bus1=1032 kV=13.8 kW=430 kvar=140
New Load.LOAD3 Bus1=1061 kV=13.8 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD4 Bus1=1062 kV=13.8 kW=100 kvar=30
New Load.LOAD5 Bus1=1071 kV=13.8 kW=140 kvar=50
New Load.LOAD6 Bus1=1072 kV=13.8 kW=500 kvar=160
New Load.LOAD7 Bus1=1073 kV=13.8 kW=60 kvar=20
New Load.LOAD8 Bus1=1081 kV=13.8 kW=550 kvar=180
New Load.LOAD9 Bus1=1021 kV=13.8 kW=180 kvar=60
New Load.LOAD10 Bus1=1022 kV=13.8 kW=1090 kvar=360
New Load.LOAD11 Bus1=1023 kV=13.8 kW=590 kvar=190
New Load.LOAD12 Bus1=1024 kV=13.8 kW=1390 kvar=460
New Load.LOAD13 Bus1=1041 kV=13.8 kW=320 kvar=100
New Load.LOAD14 Bus1=1042 kV=13.8 kW=1580 kvar=520
New Load.LOAD15 Bus1=1043 kV=13.8 kW=1020 kvar=340
New Load.LOAD16 Bus1=1051 kV=13.8 kW=470 kvar=160
New Load.LOAD17 Bus1=1052 kV=13.8 kW=270 kvar=90
New Load.LOAD18 Bus1=1053 kV=13.8 kW=50 kvar=20
New Load.LOAD19 Bus1=1054 kV=13.8 kW=640 kvar=210
New Load.LOAD20 Bus1=1091 kV=13.8 kW=1610 kvar=530
New Load.LOAD21 Bus1=1092 kV=13.8 kW=1710 kvar=560
```

New Load.LOAD22 Bus1=1093 kV=13.8 kW=260 kvar=80

// Carga - Tarde

New Load.LOAD1 Bus1=1031 kV=13.8 kW=20 kvar=10
New Load.LOAD2 Bus1=1032 kV=13.8 kW=380 kvar=130
New Load.LOAD3 Bus1=1061 kV=13.8 kW=0 kvar=0
New Load.LOAD4 Bus1=1062 kV=13.8 kW=90 kvar=30
New Load.LOAD5 Bus1=1071 kV=13.8 kW=130 kvar=40
New Load.LOAD6 Bus1=1072 kV=13.8 kW=450 kvar=150
New Load.LOAD7 Bus1=1073 kV=13.8 kW=60 kvar=20
New Load.LOAD8 Bus1=1081 kV=13.8 kW=490 kvar=160
New Load.LOAD9 Bus1=1021 kV=13.8 kW=160 kvar=50
New Load.LOAD10 Bus1=1022 kV=13.8 kW=970 kvar=320
New Load.LOAD11 Bus1=1023 kV=13.8 kW=520 kvar=170
New Load.LOAD12 Bus1=1024 kV=13.8 kW=1230 kvar=400
New Load.LOAD13 Bus1=1041 kV=13.8 kW=300 kvar=100
New Load.LOAD14 Bus1=1042 kV=13.8 kW=1430 kvar=470
New Load.LOAD15 Bus1=1043 kV=13.8 kW=940 kvar=310
New Load.LOAD16 Bus1=1051 kV=13.8 kW=430 kvar=140
New Load.LOAD17 Bus1=1052 kV=13.8 kW=250 kvar=80
New Load.LOAD18 Bus1=1053 kV=13.8 kW=50 kvar=20
New Load.LOAD19 Bus1=1054 kV=13.8 kW=580 kvar=190
New Load.LOAD20 Bus1=1091 kV=13.8 kW=1480 kvar=490
New Load.LOAD21 Bus1=1092 kV=13.8 kW=1530 kvar=500
New Load.LOAD22 Bus1=1093 kV=13.8 kW=240 kvar=80

// Carga - Noite

New Load.LOAD1 Bus1=1031 kV=13.8 kW=30 kvar=10
New Load.LOAD2 Bus1=1032 kV=13.8 kW=620 kvar=200
New Load.LOAD3 Bus1=1061 kV=13.8 kW=200 kvar=100
New Load.LOAD4 Bus1=1062 kV=13.8 kW=130 kvar=40
New Load.LOAD5 Bus1=1071 kV=13.8 kW=210 kvar=70
New Load.LOAD6 Bus1=1072 kV=13.8 kW=790 kvar=260
New Load.LOAD7 Bus1=1073 kV=13.8 kW=90 kvar=30
New Load.LOAD8 Bus1=1081 kV=13.8 kW=910 kvar=300
New Load.LOAD9 Bus1=1021 kV=13.8 kW=260 kvar=90
New Load.LOAD10 Bus1=1022 kV=13.8 kW=1590 kvar=520

New Load.LOAD11 Bus1=1023 kV=13.8 kW=820 kvar=270
New Load.LOAD12 Bus1=1024 kV=13.8 kW=1990 kvar=650
New Load.LOAD13 Bus1=1041 kV=13.8 kW=340 kvar=110
New Load.LOAD14 Bus1=1042 kV=13.8 kW=2210 kvar=730
New Load.LOAD15 Bus1=1043 kV=13.8 kW=1680 kvar=550
New Load.LOAD16 Bus1=1051 kV=13.8 kW=640 kvar=210
New Load.LOAD17 Bus1=1052 kV=13.8 kW=450 kvar=150
New Load.LOAD18 Bus1=1053 kV=13.8 kW=90 kvar=30
New Load.LOAD19 Bus1=1054 kV=13.8 kW=1030 kvar=340
New Load.LOAD20 Bus1=1091 kV=13.8 kW=2110 kvar=690
New Load.LOAD21 Bus1=1092 kV=13.8 kW=2480 kvar=810
New Load.LOAD22 Bus1=1093 kV=13.8 kW=330 kvar=110

// CARGA NOITE - CRESCIMENTO 10 ANOS

New Load.LOAD1 Bus1=1031 kV=13.8 kW=48.9 kvar=16.3
New Load.LOAD2 Bus1=1032 kV=13.8 kW=1010.6 kvar=326
New Load.LOAD3 Bus1=1061 kV=13.8 kW=326 kvar=163
New Load.LOAD4 Bus1=1062 kV=13.8 kW=211.9 kvar=65.2
New Load.LOAD5 Bus1=1071 kV=13.8 kW=342.3 kvar=114.1
New Load.LOAD6 Bus1=1072 kV=13.8 kW=1287.7 kvar=423.8
New Load.LOAD7 Bus1=1073 kV=13.8 kW=146.7 kvar=48.9
New Load.LOAD8 Bus1=1081 kV=13.8 kW=1483.3 kvar=489
New Load.LOAD9 Bus1=1021 kV=13.8 kW=423.8 kvar=146.7
New Load.LOAD10 Bus1=1022 kV=13.8 kW=2591.7 kvar=847.6
New Load.LOAD11 Bus1=1023 kV=13.8 kW=1336.6 kvar=440.1
New Load.LOAD12 Bus1=1024 kV=13.8 kW=3243.7 kvar=1059.5
New Load.LOAD13 Bus1=1041 kV=13.8 kW=554.2 kvar=179.3
New Load.LOAD14 Bus1=1042 kV=13.8 kW=3062.3 kvar=1189.9
New Load.LOAD15 Bus1=1043 kV=13.8 kW=2738.4 kvar=896.5
New Load.LOAD16 Bus1=1051 kV=13.8 kW=1043.2 kvar=342.3
New Load.LOAD17 Bus1=1052 kV=13.8 kW=733.5 kvar=244.5
New Load.LOAD18 Bus1=1053 kV=13.8 kW=146.7 kvar=48.9
New Load.LOAD19 Bus1=1054 kV=13.8 kW=1678.9 kvar=554.2
New Load.LOAD20 Bus1=1091 kV=13.8 kW=3439.3 kvar=1129.7
New Load.LOAD21 Bus1=1092 kV=13.8 kW=4042.4 kvar=1320.3
New Load.LOAD22 Bus1=1093 kV=13.8 kW=537.9 kvar=179.3

```
// Carga - Madrugada
New Load.LOAD1 Bus1=1031 kV=13.8 kW=20   kvar=10
New Load.LOAD2 Bus1=1032 kV=13.8 kW=300   kvar=100
New Load.LOAD3 Bus1=1061 kV=13.8 kW=10   kvar=0
New Load.LOAD4 Bus1=1062 kV=13.8 kW=60   kvar=20
New Load.LOAD5 Bus1=1071 kV=13.8 kW=110   kvar=40
New Load.LOAD6 Bus1=1072 kV=13.8 kW=370   kvar=120
New Load.LOAD7 Bus1=1073 kV=13.8 kW=50   kvar=20
New Load.LOAD8 Bus1=1081 kV=13.8 kW=440   kvar=150
New Load.LOAD9 Bus1=1021 kV=13.8 kW=140   kvar=50
New Load.LOAD10 Bus1=1022 kV=13.8 kW=780   kvar=250
New Load.LOAD11 Bus1=1023 kV=13.8 kW=400   kvar=130
New Load.LOAD12 Bus1=1024 kV=13.8 kW=980   kvar=320
New Load.LOAD13 Bus1=1041 kV=13.8 kW=170   kvar=60
New Load.LOAD14 Bus1=1042 kV=13.8 kW=1090 kvar=360
New Load.LOAD15 Bus1=1043 kV=13.8 kW=750   kvar=250
New Load.LOAD16 Bus1=1051 kV=13.8 kW=330   kvar=110
New Load.LOAD17 Bus1=1052 kV=13.8 kW=200   kvar=70
New Load.LOAD18 Bus1=1053 kV=13.8 kW=40   kvar=10
New Load.LOAD19 Bus1=1054 kV=13.8 kW=470   kvar=150
New Load.LOAD20 Bus1=1091 kV=13.8 kW=1030 kvar=340
New Load.LOAD21 Bus1=1092 kV=13.8 kW=1230 kvar=400
New Load.LOAD22 Bus1=1093 kV=13.8 kW=180   kvar=60
```

Para a declaração de bancos de capacitores utilizam-se os comandos a seguir.

```
// Bancos de Capacitores
new capacitor.C1 bus1=1931 phases=3 kvar=1200 kv=13.8
new capacitor.C2 bus1=1971 phases=3 kvar=600   kv=13.8
new capacitor.C3 bus1=1921 phases=3 kvar=600   kv=13.8
new capacitor.C4 bus1=1922 phases=3 kvar=600   kv=13.8
new capacitor.C5 bus1=1941 phases=3 kvar=1200 kv=13.8
new capacitor.C6 bus1=1042 phases=3 kvar=1200 kv=13.8
new capacitor.C7 bus1=1051 phases=3 kvar=600   kv=13.8
new capacitor.C8 bus1=1991 phases=3 kvar=1200 kv=13.8
new capacitor.C9 bus1=1092 phases=3 kvar=600   kv=13.8
```

Para se declarar faltas no sistema utilize-se a sintaxe dada neste bloco, onde a r representa a resistência da falta dada em ohms.

```
// Exemplo do comando para inserir faltas
//New Fault.F1    bus1=1093.1 phases=1
//New Fault.F2    bus1=LoadBus.2 phases=1 r=2
//New Fault.F3    bus1=LoadBus.3 phases=1 r=2
//New Fault.FALL bus1=LoadBus  phases=3 r=2
//New Fault.F12   bus1=LoadBus.1 bus2=LoadBus.2 phases=2 r=2
//New Fault.F23   bus1=LoadBus.2 Bus2=LoadBus.3 phases=1 r=2
```

Os comandos a seguir representam a montagem da lista de todas as barras no sistema, identificadas na declaração dos outros elementos do circuito e a representação das tensões de base em cada barra.

```
make bus list
calc voltage bases
```

Em seguida é representado o comando para se atribuir coordenadas x e y às barras e comando responsável por iniciar a solução do sistema de forma iterativa. Ressalta-se que o arquivo no formato CSV com as coordenadas das barras devem estar salvas no mesmo diretório do *OpenDSS*.

```
// Atribuição das coordenadas das barras
BusCoords coordenadas.csv
solve
```

Em seguida, seguem os exemplos de comandos para a visualização dos resultados da simulação.

```
show powers
show voltages
show losses
export voltages
export currents
export overloads
```

A seguir são representados alguns exemplos do comando *Plot* no *OpenDSS*.

```
//plot General 1 Max=1 dots=n labels=n subs=y object=eletro_alm_EXP_VOLTAGES.csv
C1=$0000DFFF C2=$00000FFF
```

```
//plot general Max=1 dots=y labels=n subs=y object=eletro_alm_EXP_VOLTAGES.csv !
C1=$00000FFF C2=$0000000F
```

```
//plot General 1 Max=.003 dots=n labels=n subs=y object=eletro_alm_EXP_VOLTAGES.CSV
C1=$0080FFFF C2=$000000FF
```

```
plot circuit 3 max=10 dots=y labels=n subs=y object=eletro_alm_EXP_OVERLOADS.CSV
!C1=$0080FFFF C2=$000000FF
```

```
plot circuit 1 Max=220 dots=n labels=n subs=y object=eletro_alm_EXP_CURRENTS.CSV
!C1=$0080FFFF C2=$000000FF
```

```
//Plot circuit Max=0 dots=n labels=n quantity=voltages r3=.85 r2=.50 C1=$FF99FFFF
C2=$F0000000 C3=$F0010FF
```

```
//Plot circuit quantity=100 Max=0.001 dots=n labels=n Object=eletro_alm_EXP_VOLTAGES.CSV
!r3=.85 r2=.50 C1=$0FFFFFFF C2=$00000FFF C3=$000000FF
```

```
plot circuit max=2000
```

```
//Plot circuit 4000 dots=Y subs=Y !! Generators by default
```

```
//plot General r3=1.1 r2=0.7 100 Max=3000 dots=n labels=n subs=y
object=eletro_alm_EXP_VOLTAGES.csv C1=$0080FFFF C2=$000000FF
```

```
plot General 100 Max=3000 dots=n labels=n subs=y object=eletro_alm_EXP_VOLTAGES.csv
```

```
//plot eletro_alm_EXP_VOLTAGES.csv
```

Além da representação de faltas no sistema durante sua operação, a sintaxe de comando realiza a visualização da impedância de *Thèvenin* de cada barra, representando a força da barra.

```
// Modo de faltas
set mode = faultstudy
calc voltage bases
solve
show fault
```

Por fim, ilustra-se a sintaxe de comandos para a utilização dos comandos de auto-alocação de bancos de capacitores e geradores distribuídos. Ressalta-se que estes comandos não foram utilizados no desenvolver deste trabalho e estão nessa seção apenas como exemplo.

```
// Modo de auto-alocação de BCs ou GD
set addtype=capacitor !pode ser generator
Set autobuslist=(file=barras.txt)
Set CapkVAR=600 !default
set normvminpu=0.99 !ajustável, quanto mais fino o ajuste, mais BCs são adicionados
set normvmaxpu=1.05
set mode=autoadd
solve
Set nodewidth=7
plot Auto 3 dots=y labels=n subs=n C1=16711680 C2=8421376 C3=255 R3=0.95 R2=0.9
show autoadded
```

Ressalta-se que muitos outros comandos, sintaxes e métodos são possíveis no *OpenDSS*. Neste Anexo foram mostrados apenas os comandos utilizados para a composição deste trabalho de conclusão de curso. Muitos outros, tais como análise de harmônicos, instalação de reguladores de tensão, bancos automáticos de capacitores e instalação de fusíveis também são factíveis. Ainda no menu *help* do *OpenDSS* muitos comandos e sintaxes e equipamentos são esclarecidos e exemplificados, bem como parâmetros e métodos de simulação.