

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DO IMPACTO DE UM GERADOR SÍNCRONO DE MÉDIO PORTE CONECTADO EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Douglas Rossi

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: José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos
2007

Dedico este trabalho a Deus e a minha família.

AGRADECIMENTOS

A Deus em primeiro lugar, por ser meu refúgio, minha fortaleza, meu guia em meio aos momentos de dificuldade e por sempre permanecer fiel em suas promessas.

À minha família, meu pai Edmur Batista de Rossi, minha mãe Iraci Íris da Silva Rossi e meu irmão Higor Rossi, pelo apoio, carinho e incentivo ao longo dos anos de curso (e ao longo de toda a minha vida). Aos meus avós João Batista de Rossi (em memória), Elza de Oliveira de Rossi, José Clemente da Silva e Elza Gonçalves Silva.

Ao Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior pela orientação, dedicação, atenção e amizade.

Ao grande amigo e companheiro de laboratório Ulisses Chemin Netto, pelas orientações, pelos conselhos, incentivos e pela revisão deste trabalho.

Aos meus amigos da faculdade, em especial a André Alves Cunha, Eduardo Yudi Hironaga, Rafael Maronezi Ueda e Renato Billia de Miranda, pelas horas de estudo, trabalhos e relatórios que tivemos e também pelos bons momentos de descontração juntos.

Aos amados Pr. Cláudio Fernandes Ribeiro, sua esposa Pra. Ana Isolina Perini Ribeiro pelo apoio, orientação, pela amizade e pelas orações.

Aos queridos irmãos em Cristo, Benedito Antonio Martins e Família (pelo apoio fundamental), Igor Frederico Stoianov Cotta e Família (por me ajudarem no momento em que eu mais precisei), Anderson Bittencourt da Costa e Família (por me ajudarem, me recebendo em seu lar, me dando apoio), Robson Amaral e Família (por ser um amigo que jamais esquecerei), Mário Sérgio Braga e Família (pelo grande apoio no começo do grupo de louvor e constantes conselhos e incentivos sobre minha carreira de engenheiro). Resumindo a todos da Igreja Comunidade Cristão Missão Atos.

À Gisela Paola Muñoz por existir na minha vida (te quiero mucho!) e a Miss. Itny Mendes Marques (por nos apresentarmos um ao outro).

A todos aqueles que de alguma forma contribuíram para a minha formação não só acadêmica, mas também moral e espiritual, que faz com que eu seja o que hoje sou, deixo aqui o meu muito obrigado.

SUMÁRIO

SUMÁRIO	v
LISTA DE FIGURAS	vi
LISTA DE TABELAS	vii
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS	viii
RESUMO	ix
ABSTRACT	x
1 Introdução	1
2 Propostas e Objetivos	2
3 O Aplicativo <i>DigSILENT PowerFactory 13.2</i>	2
3.1 Fluxo de Carga	3
3.2 Curto-Circuito	3
3.3 Transitórios Eletromecânicos e Eletromagnéticos	4
4 Apresentação do Sistema Elétrico	4
4.1 Modelagem	7
4.1.1 Rede	7
4.1.2 Transformadores	7
4.1.3 Linhas e Cabos	7
4.1.4 Cargas do Sistema	8
4.1.5 Geração Distribuída	8
4.1.5.1 Modelo do Gerador	8
4.1.5.2 Regulador da Excitatriz do Gerador	8
5 Resultados	10
5.1 Perfil de Tensão em Regime Permanente	10
5.1.1 Sistema com o Gerador Distribuído – Controle por Tensão (CT)	11
5.1.2 Sistema com o Gerador Distribuído – Controle por Fator de Potência (CFP)	13
5.2 Variação de Tensão de Regime Permanente Durante a Desconexão do Gerador Distribuído	15
5.3 Regulação de Tensão de Regime Permanente	16
5.4 Perdas Elétricas	17
5.5 Estabilidade de Tensão	18
5.6 Afundamentos de Tensão	21
5.7 Nível de Curto-Circuito	23
5.7.1 Comportamento Dinâmico das Correntes de Curto-Circuito	25
6 Conclusões	26
6.1 O Programa <i>DigSILENT PowerFactory 13.2</i>	26
6.2 O Futuro da Geração Distribuída	26
6.3 O Trabalho Realizado	26
7 Referências Bibliográficas	28
8 Apêndice	30
8.1 Parâmetros dos Componentes do Sistema Elétrico	30
8.1.1 Rede	30
8.1.2 Transformador SE (Subestação)	30
8.1.3 Características das Linhas	31
8.1.4 Transformadores de Cargas do Sistema	31
8.1.5 Cargas do Sistema	32
8.1.6 Geração Distribuída	32
8.1.6.1 Transformador	32
8.1.6.2 Gerador	32
8.1.6.3 Regulador da Excitatriz do Gerador	33
8.2 Resultados das Simulações	33

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diagrama unifilar do sistema elétrico considerando o gerador síncrono.	6
Figura 2 - Diagrama de blocos simplificado do sistema de controle da excitação do gerador síncrono. [11]	8
Figura 3 - Gráfico das tensões nas barras – carga máxima – CT.	11
Figura 4 - Gráfico das tensões nas barras – carga leve – CT.	12
Figura 5 - Gráfico das tensões nas barras – carga máxima – CFP.	13
Figura 6 - Gráfico das tensões nas barras – carga leve – CFP.	14
Figura 7 - Curva PV sem gerador.	19
Figura 8 - Curva PV gerador operando a 20 MW com CT.	19
Figura 9 - Curva PV gerador operando a 20 MW com CFP.	20
Figura 10 - Curva PV para barra 6.	21
Figura 11 – Resposta das tensões nas Barras 1 e 4, perante um curto-circuito fase-A-terra na Barra 1.	22
Figura 12 - Corrente de Curto-circuito da Fase A do Estator do Gerador - CT e CFP.	25

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Variação de Tensão Devido à Desconexão do Gerador (V_{I1}).....	15
Tabela 2 - Regulação de Tensão de Regime Permanente (V_{I2}).....	16
Tabela 3 - Perdas de Potência Ativa.....	17
Tabela 4 - Resultados do Afundamento de Tensão.....	23
Tabela 5 - Nível de Curto-circuito.....	24
Tabela 6 - Comparação entre o CT e o CFP.....	27
Tabela 7 - Parâmetros da Rede da Concessionária.....	30
Tabela 8 - Parâmetros do Transformador da Subestação.....	30
Tabela 9 - Impedâncias de Seqüência (+) / (-) e (o) dos cabos.....	31
Tabela 10 - Comprimento das Linhas do Sistema em Km.....	31
Tabela 11 - Parâmetros dos Transformadores das Cargas Menores do Sistema.....	31
Tabela 12 - Valores das Cargas do Sistema.....	32
Tabela 13 - Parâmetros do Transformador do Gerador.....	32
Tabela 14 - Parâmetros do Gerador.....	33
Tabela 15 - Parâmetros do Regulador de Tensão e de Fator de Potência do Gerador.....	33
Tabela 16 - Resultados do Sistema - Caso sem Gerador.....	34
Tabela 17 - Resultados do Sistema - Caso com Gerador 7,5 MW – CT.....	35
Tabela 18 - Resultados do Sistema - Caso com Gerador 15 MW – CT.....	36
Tabela 19 - Resultados do Sistema - Caso com Gerador 20 MW – CT.....	37
Tabela 20 - Resultados do Sistema - Caso com Gerador 7,5 MW – CFP.....	38
Tabela 21 - Resultados do Sistema - Caso com Gerador 15 MW – CFP.....	39
Tabela 22 - Resultados do Sistema - Caso com Gerador 20 MW – CFP.....	40

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos)

Cogen-Rio - Associação Fluminense de Cogeração de Energia

CT – Controle por Tensão

CFP – Controle por Fator de Potência

RESUMO

ROSSI, D., Análise do Impacto de um Gerador Síncrono de Médio Porte Conectado em Rede de Distribuição de Energia Elétrica. São Carlos, 2007, 46 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

Este trabalho apresenta um estudo sobre os impactos causados pela instalação de um gerador síncrono de médio porte em um sistema de distribuição de energia elétrica. O foco das análises será o desempenho em regime permanente das tensões nodais do sistema de distribuição com o gerador síncrono, além de análises de perdas elétricas, estabilidade de tensão, afundamentos de tensão devido às faltas desequilibradas e correntes de curto-circuito. Para a realização destes estudos, foram admitidas algumas situações como, por exemplo, o sistema operando com a situação de carga máxima (ou máximo carregamento), ou a situação em que temos a carga leve, onde as cargas correspondem a 20% da situação anterior. Há também casos de estudo para o gerador a fim de determinar suas condições operativas mais favoráveis para a rede elétrica, por exemplo, será considerado seu sistema de excitação configurado para manter a tensão terminal fixa no valor de 1,0 p.u., e outra forma em que o gerador mantém o fator de potência fixo no valor de 1,0. Além disso, na análise de desempenho das tensões em regime permanente, o gerador foi simulado fornecendo três patamares de potência ativa: 7,5; 15 e 20 MW. Para tanto, foram feitas diversas simulações utilizando o programa *DlgSILENT PowerFactory 13.2*, onde foi modelado o sistema em estudo. Com os resultados deste estudo, pretende-se definir diretrizes para a operação do sistema de distribuição e do gerador síncrono para que eventuais impactos negativos no desempenho global do sistema sejam minimizados e para que as vantagens da instalação desse gerador sejam aproveitadas plenamente.

Palavras-chave: Cogeração, geração distribuída, gerador síncrono, estabilidade de tensão, curto-circuito, sistemas de distribuição de energia elétrica.

ABSTRACT

ROSSI, D., Analysis of the Impacts of a Medium-Size Synchronous Generator Connected to an Electrical Energy Distribution Network. São Carlos, 2007, 46 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

This work presents a study of the impacts due to installation of a medium-size synchronous generator in a power distribution system. The focus of the analyses is the steady-state voltage profile, the electrical losses, voltage stability, voltage sags due to unbalanced faults and short-circuit currents. For the accomplishment of these studies, some situations had been adopted as, for example, the system operating at maximum and light load situations, where the minimum loads correspond to 20% of the maximum loads. Moreover, this work presents some sensibility studies aiming at defining the most suitable operating conditions for the generator, for example, in one situation the generator exciter is configured to keep terminal voltage constant at 1.0 p.u., while in other situations, the exciter is configured to keep the power factor constant at 1.0. In the steady-state voltage profile analysis, three active power levels were considered for the generator: 7.5; 15 and 20 MW. Thus, several simulations had been made by using the software *DigSILENT PowerFactory* 13.2. With the results of this study, one can define guidelines for operation of the distribution system in the presence of a synchronous generator so that eventual negative impacts in the global performance of the system are minimized and then, the advantages of this generator could be fully explored.

Keywords: Cogeneration, distributed generation, synchronous generator, voltage stability, short-circuit, power distribution systems.

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, o mundo tem despertado um interesse por geração distribuída cada vez mais considerável, em razão de reestruturações do setor de energia elétrica, necessidades de aproveitamento de diferentes fontes primárias de energia, avanços na tecnologia e maior conscientização sobre a questão ambiental. É inegável que outros fatores como a recente crise de energia elétrica no Brasil, em 2001, e o blecaute nos Estados Unidos e no Canadá, em 2003, têm contribuído para o aumento desse interesse. Conseqüentemente, o número de geradores de médio porte conectados diretamente em redes de distribuição de energia elétrica vem aumentando significativamente nos últimos anos [1]-[7]. Embora novas formas de geração de energia elétrica tenham despertado bastante interesse, por exemplo, células a combustível e células fotovoltaicas, atualmente, a maioria dos sistemas de geração distribuída emprega máquinas de corrente alternada tanto síncronas quanto assíncronas, por serem as formas mais economicamente viáveis até este momento, sendo que as primeiras são mais utilizadas no Brasil.

A expansão da cogeração, além de aumentar a capacidade de geração do país, também pode adiar a necessidade de investimentos tanto na construção de novas centrais geradoras de grande porte, quanto na construção de novas linhas de transmissão de energia elétrica. Segundo o pesquisador do Laboratório de Desenvolvimento de Tecnologias Limpas (Ladotel) da Faculdade de Filosofia, Ciências e Letras da USP Ribeirão, Miguel Dabdoub, hoje somente no Estado de São Paulo existem cerca de 80 usinas de cana-de-açúcar, (357 no país) sendo que deste total, 12 já produzem energia para consumo próprio e vendem o excedente às companhias distribuidoras. Na região de Ribeirão Preto, principal pólo do setor, várias usinas já utilizam o bagaço da cana para produzir a energia consumida dentro da usina, como por exemplo: Usina da Pedra, em Serrana, Usina Bazan, de Pontal, Usina Santa Elisa, em Sertãozinho entre outras. “A Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) adquiriu, no ano passado, aproximadamente 800 MW de energia produzida a partir da queima do bagaço da cana de açúcar”, afirma Dabdoub.[2] Um estudo realizado pela Cogen-Rio [3], aponta que somente na região metropolitana do Rio de Janeiro e dos municípios de Petrópolis, Teresópolis, Nova Friburgo e Três Rios, há um potencial de cogeração equivalente a 582,6 MW. Segundo a ANEEL [4], atualmente, há 57 unidades termelétricas de cogeração, outras 6 em processo de outorga e mais 7 em construção, totalizando uma potência de 1.462 MW.

Tendo em vista estes acontecimentos, faz-se necessário entender as influências dessa tendência na operação e projeto de sistemas de distribuição de energia elétrica. Portanto, o objetivo deste trabalho é determinar os principais impactos decorrentes da

instalação de um gerador síncrono de médio porte na operação de uma rede de distribuição. Para tanto, será empregada a metodologia de avaliação descrita em [5] e, neste trabalho, os principais aspectos técnicos analisados são perfil de tensão de regime permanente, perdas elétricas, estabilidade de tensão usando as curvas de potência-tensão (curvas PV), afundamentos de tensão devido às faltas desequilibradas e correntes de curto-circuito. Os resultados auxiliarão no estabelecimento de procedimentos operativos para o gerador síncrono de forma que eventuais impactos negativos decorrentes de sua instalação sejam minimizados e suas vantagens sejam exploradas, sobretudo nos sistemas de distribuição, que foram projetados inicialmente para comportar apenas uma fonte de energia elétrica: a subestação da concessionária.

2 PROPOSTAS E OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é avaliar os principais impactos da instalação de um gerador síncrono de médio porte em um sistema de distribuição de energia elétrica. Propõe-se avaliar os seguintes aspectos:

- Perfil de tensão em regime permanente;
- Perdas elétricas;
- Estabilidade de tensão;
- Afundamentos de tensão devido às faltas desequilibradas;
- Correntes de curto-circuito.

Como objetivo adicional, o trabalho visa analisar diferentes condições operativas do gerador e da rede de distribuição a fim de escolher uma forma operacional de modo que eventuais impactos negativos no desempenho global do sistema sejam minimizados e para que as vantagens da instalação desse gerador sejam aproveitadas plenamente.

3 O APLICATIVO *DlgSILENT PowerFactory 13.2*

O *PowerFactory* foi desenvolvido como um pacote avançado, integrado e interativo de programas dedicados aos sistemas elétricos de potência e à análise do controle, a fim de se atingir os objetivos principais da otimização do planejamento e da operação. O programa para cálculos *DlgSILENT*, componente integrante do pacote *PowerFactory*, é uma ferramenta computacional da engenharia, projetada para analisar sistemas elétricos envolvendo geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

O nome *DlgSILENT* provém de "*Digital Simulation and Electrical Network calculation program*" (programa para cálculos e simulações digitais e redes de energia). O *DlgSILENT* versão 7 foi o primeiro programa comercial de análise de sistemas de potência

no mundo a integrar uma interface gráfica baseada no diagrama unifilar [8]. Em seguida, serão descritas sucintamente as funcionalidades do programa empregadas neste trabalho.

3.1 Fluxo de Carga

No *DigSILENT*, as equações nodais para solução do fluxo de carga podem ser implementadas por dois métodos diferentes:

- Balanço de potência ativa e reativa (Conservação de Energia – Algoritmo Clássico);
- Balanço de corrente (Lei de Kirchhoff).

Em ambos os casos, o resultado será um sistema de equações não-lineares, que tem que ser resolvido através de um método iterativo. O programa sempre usa o algoritmo *Newton-Raphson* para resolver essas equações. Em grandes sistemas de transmissão, especialmente quando sobre carga máxima ou máximo carregamento recomenda-se utilizar o algoritmo clássico *Newton-Raphson*. Em sistemas de distribuição, especialmente os sistemas não balanceados, usualmente a aproximação das correntes é o melhor método, pois converge mais rapidamente. Em caso de dificuldades de convergência, parâmetros adicionais podem ser ajustados [8].

3.2 Curto-Circuito

Os cálculos de curto-circuito podem ser usados para finalidades diferentes. Conseqüentemente, o *DigSILENT* suporta diferentes representações e diferentes métodos para o cálculo do curto-circuito, dentre eles, temos [8]:

- De acordo com o padrão alemão da norma VDE 0102/0103;
- De acordo com o padrão europeu da norma IEC 60909;
- De acordo com o padrão americano da norma ANSI/IEEE C37;
- Um método completo que considera os resultados de fluxo de carga na condição pré-falta.

O método completo (ou método da superposição) é um método bastante exato. As correntes de curto-circuito são determinadas considerando os resultados de um fluxo de carga do sistema operando em condições normais (sem o curto-circuito) como dados de pré-falta.

Os seguintes tipos da falha estão disponíveis:

- Curto-circuito trifásico;
- Curto-circuito bifásico;
- Curto-circuito fase-terra;

- Curto-circuito fase-fase-terra;
- Curto-circuito fase-neutro;
- Curto-circuito fase-neutro-terra;
- Curto-circuito fase-fase-neutro;
- Curto-circuito fase-fase-neutro-terra;
- Curto-circuito trifásico-neutro;
- Curto-circuito trifásico-neutro-terra.

Uma outra forma de cálculo de curto-circuito que o *DigSILENT* apresenta é o de múltiplas faltas, onde temos a ocorrência de faltas em mais de um ponto [8].

3.3 Transitórios Eletromecânicos e Eletromagnéticos

Com as funções de simulação de transitórios do *DigSILENT*, o comportamento de pequenos sistemas até os grandes sistemas de potência pode ser analisado no domínio do tempo, assim, é possível modelar desde sistemas complexos de redes industriais a grandes sistemas interligados. Por exemplo, é possível analisar a partida de um motor, sistemas de transmissão de energia elétrica com modelos detalhados dos elementos dos sistemas de potência ou ainda sistemas complexos de HVDC (*High Voltage Direct Current* ou Sistemas de Alta Tensão em Corrente Contínua). [8]

As simulações no domínio do tempo podem ser divididas em três períodos de tempo diferentes para análise, logo, são três as funções diferentes de simulação disponíveis:

- O modelo simétrico de regime permanente da rede (RMS) para transitórios de longo tempo, sob condições de rede balanceada;
- O modelo trifásico de regime permanente da rede (RMS) para transitórios de longo tempo, sob condições de rede balanceada ou não;
- A função de simulação de transitórios eletromagnéticos (EMT) usando o modelo dinâmico da rede para transitórios eletromagnéticos e eletromecânicos, sob condições de rede balanceada ou não. [8]

4 APRESENTAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

O sistema utilizado neste estudo é formado por uma rede de subtransmissão de 138 kV, 60 Hz com nível de curto-circuito de 449,9 MVA, alimentando uma rede de distribuição de 11,9 kV através de um transformador conectado em Δ/Y_g (delta / estrela aterrado). A relação X/R do alimentador de distribuição é 2,15. O tap do transformador da subestação foi ajustado de forma a garantir que não haja violação do perfil de tensão durante as cargas máxima e leve, considerando o caso sem geradores (tap = 1,05%).

Um produtor independente instalará um gerador síncrono (SM1) com capacidade de 30 MVA junto à barra 4, através de um transformador trifásico de potência 40 MVA (TR SM). O diagrama unifilar da rede utilizada nesta seção é mostrado na Figura 1, já considerando a geração distribuída. Nessa figura, os retângulos localizados nas extremidades de cada ramo e junto às barras são caixas de resultados que o programa utiliza para apresentar ao usuário os resultados dos cálculos efetuados.

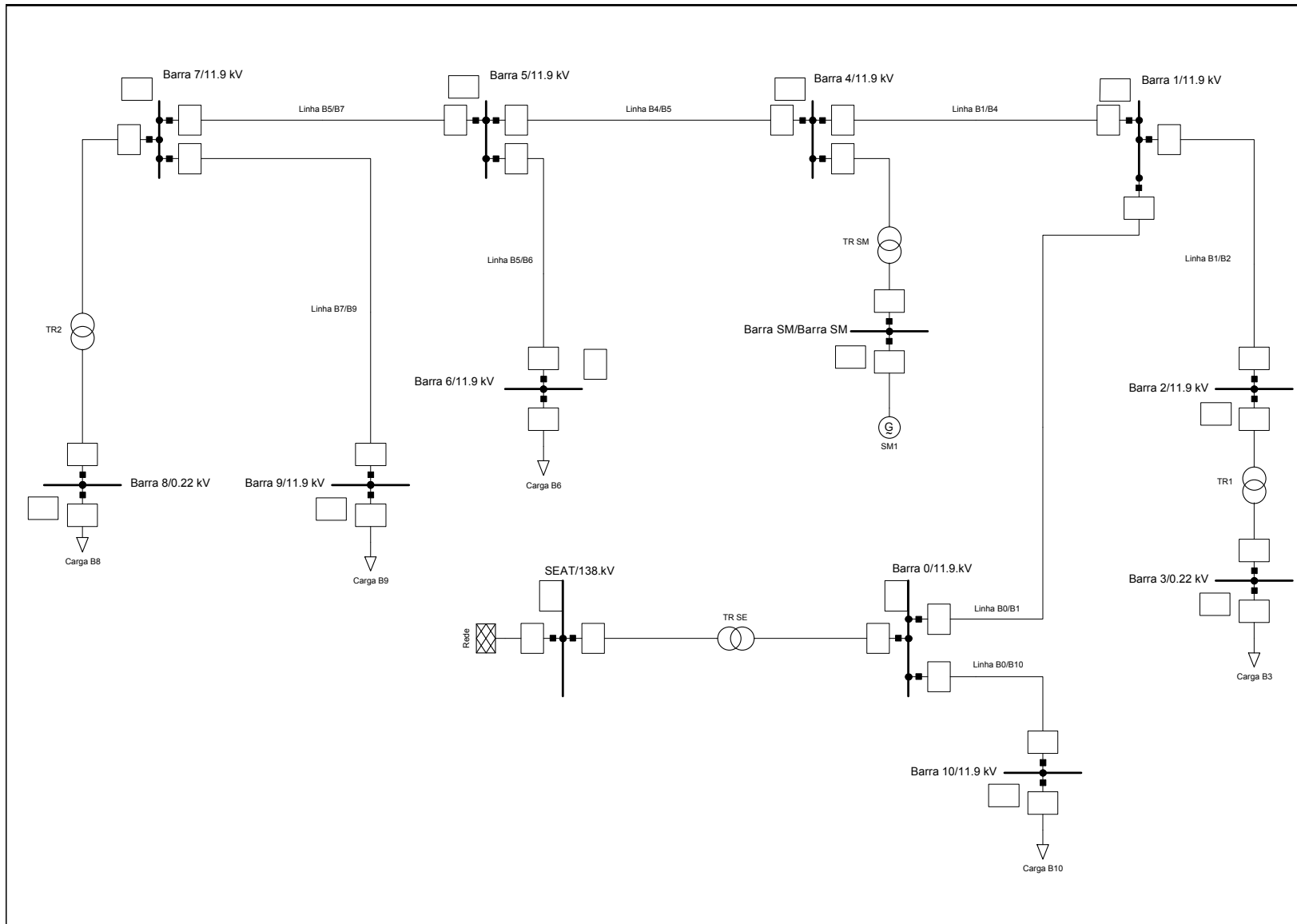


Figura 1 - Diagrama unifilar do sistema elétrico considerando o gerador síncrono.

4.1 Modelagem

Os parâmetros de todos os elementos do sistema elétrico da Figura 1 são apresentados no Apêndice 8. Nesta seção são descritas brevemente algumas características dos modelos computacionais desses elementos utilizados no *DlgSILENT*.

4.1.1 Rede

A rede ou subestação da concessionária (rede externa ou rede de subtransmissão) foi modelada no *DlgSILENT* utilizando o componente *External Grid*, o qual representa todo o sistema externo por meio de um equivalente de Thévenin. No caso deste estudo, esse elemento foi definido como *SL (slack)*, portanto, nele é definida a referência da magnitude e ângulo da tensão para as demais barras do sistema elétrico, além de realizar o fechamento do balanço da potência ativa e reativa. Destaca-se que no *DlgSILENT* as classificações PV (potência ativa e módulo da tensão constante), PQ (potência ativa e reativa constantes) e SL (módulo e ângulo da tensão constantes) se aplicam ao componente que está conectado na barra e não à barra, como é comum nos programas convencionais de fluxo de carga. Além disso, o componente *External Grid* comporta-se como uma fonte de curtos-circuitos, em que são definidos os valores das potências de curto-circuito (trifásica e monofásica) e as relações entre as impedâncias de seqüência positiva (+), negativa (-) e zero (o) do sistema externo.

4.1.2 Transformadores

Todos os transformadores do sistema foram modelados pelo componente *2-Winding Transformer* do *PowerFactory*, em que foram definidos os valores de potência aparente nominal (S em MVA), a frequência nominal, as tensões e os tipos de conexão dos lados de alta e baixa tensão, além das impedâncias de seqüência positiva (+), negativa (-) e zero (o).

4.1.3 Linhas e Cabos

As linhas foram modeladas pelo componente *Line* e os cabos que constituem essas linhas foram definidos de acordo com a tensão, a corrente e a frequência nominais, o tipo sistema (AC e trifásico) e as impedâncias de seqüência positiva (+), negativa (-) e zero (o).

4.1.4 Cargas do Sistema

As cargas do sistema foram modeladas através do componente *General Load*, onde os dados de potência ativa, fator de potência e tensão nominal foram inseridos.

4.1.5 Geração Distribuída

O gerador distribuído consiste em um gerador síncrono (componente *Synchronous Machine*), um transformador (componente *2-Winding Transformer*, igual ao do item 4.1.2.) e um sistema de controle do gerador (reguladores de tensão e de fator de potência).

4.1.5.1 Modelo do Gerador Síncrono

A máquina síncrona é representada por um modelo de oitava ordem (modelo subtransitório) que considera a dinâmica do estator, dos enrolamentos de campo e de amortecimento [9]. Esse modelo é empregado em simulações de transitórios eletromagnéticos. No *PowerFactory* foram definidos o número de pólos, a potência e a tensão nominais, o tipo de conexão do enrolamento do estator, o fator de potência, a constante de inércia, X_d , $X'd$, $X''d$, X_q , $X'q$, $X''q$, $T'do$, $T''do$, $T'qo$, $T''qo$, a resistência do estator e a reatância de dispersão.

4.1.5.2 Regulador da Excitatriz do Gerador

A excitatriz do gerador síncrono utilizada neste trabalho e seu sistema de controle são apresentados na Figura 2.

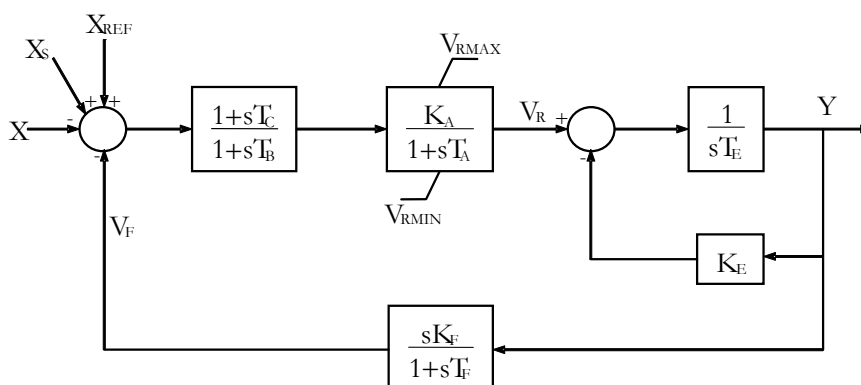


Figura 2 - Diagrama de blocos simplificado do sistema de controle da excitação do gerador síncrono. [11]

Sendo:

X_S : sinal do PSS (*power system stabilizer*), se houver.

X_{REF} : sinal de referência (tensão, fator de potência ou potência reativa).

Y : sinal de saída do controlador

K_A : ganho do regulador.

K_E : ganho da excitatriz.

K_F : ganho do bloco de amortecimento.

T_A : constante de tempo principal do regulador (s).

T_B, T_C : constantes de tempo do regulador de tensão (s) (geralmente podem ser desprezadas).

T_E : constante de tempo da excitatriz (s).

T_F : constante de tempo do bloco de amortecimento

V_{RMAX} : Limite superior da saída do regulador

V_{RMIN} : Limite inferior da saída do regulador

Para o *regulador de tensão*, temos que o sinal medido X é dado por:

$$X = \|V_T - jI_T \cdot X_C\| \quad (4.1)$$

Sendo:

V_T : fasor da tensão terminal (p.u.)

j : operador complexo $\sqrt{-1}$

I_T : fasor da corrente terminal (p.u.)

X_C : reatância de compensação de corrente reativa (p.u.)

Para X_C com um valor positivo, temos uma situação que é empregada para compartilhar a corrente reativa entre diferentes geradores conectados a uma mesma barra. Agora, para X_C com um valor negativo, ocorre a situação onde se tem o objetivo de controlar a tensão em uma barra remota, por exemplo, a tensão terminal do lado de alta tensão do transformador. Para este estudo, o valor de X_C será considerado nulo, objetivando a generalidade dos resultados. Sendo assim, a tensão terminal do gerador é comparada de forma direta com a tensão de referência (X_{REF}). A compensação de corrente reativa não deve ser confundida com o uso de reguladores de fator de potência [5], [10]-[11].

Para o *regulador de fator de potência*, temos que o sinal medido X é o próprio fator de potência. Sendo assim, tensão de campo é ajustada automaticamente de modo a manter o fator de potência constante. O regulador de fator de potência é muito utilizado para controlar a excitação de grandes máquinas síncronas [5], [10]-[11]. Nos sistemas com geração distribuída, essa forma de controle é empregada por produtores independentes visando evitar o pagamento de multas à concessionária devido ao baixo fator de potência, ou ainda visando maximizar o fornecimento de potência ativa, quando o fator de potência de operação for igual a 1,0.

5 RESULTADOS

A geração distribuída é apontada, hoje, como uma das soluções para a crescente demanda por energia, tendo em vista de que a instalação de grandes unidades geradoras pode não ser mais tão econômica e ambientalmente viáveis. Contudo, temos que essa solução apontada por muitos encontra algumas restrições na sua aplicação, como por exemplo, o fato de que durante a carga leve, a presença de geradores em sistemas de distribuição promove um aumento das tensões nas barras do sistema, podendo atingir valores tão altos capazes de danificar equipamentos instalados na rede elétrica. Para esta situação diversas simulações foram realizadas a fim de determinar os impactos da inserção do gerador síncrono evidenciado sobre o comportamento global do sistema em estudo. Tais simulações compreendem os itens 5.1 a 5.7

5.1 Perfil de Tensão em Regime Permanente

Para determinar qual a maneira que o gerador deve operar do ponto de vista do perfil de tensão de regime permanente, garantindo que a rede elétrica não será adversamente afetada [5], foi realizado este estudo. A situação de carga leve foi considerada igual a 20% da carga máxima do sistema. A carga máxima é igual a 20,3 MW. Maiores informações sobre o sistema elétrico são apresentadas no Apêndice 8. A máxima variação de tensão em regime permanente permissível adotada foi -7% e +5% (0,93/1,05 p.u.) [12]. Assim, os seguintes casos foram analisados:

- Carga máxima sem o gerador distribuído;
- Carga leve sem o gerador distribuído;
- Carga máxima com o gerador distribuído:
 - Excitatriz configurada para controle por tensão (CT);
 - Excitatriz configurada para controle por fator de potência (CFP);
- Carga leve com o gerador distribuído:
 - Excitatriz configurada para controle por tensão (CT);
 - Excitatriz configurada para controle por fator de potência (CFP).

Para os casos do gerador síncrono operando sob controle da tensão terminal (CT), o valor de referência da tensão foi 1,0 p.u. (6,9 kV), e esse controle é feito na barra terminal do gerador (Barra SM) e não na barra 4 do sistema. Já para o caso de controle de fator de potência (CFP), a estratégia de controle adotada foi manter o fator de potência constante em 1,0. Além disso, o carregamento do gerador também foi variado nas análises, a fim de verificar o comportamento das tensões em regime permanente para diferentes valores de

potência ativa injetada pelo gerador na rede elétrica. Assim, sendo 20,3 MW a carga total do sistema elétrico, três pontos de operação do gerador foram avaliados: 7,5; 15 e 20 MW.

Todos os resultados apresentados nesta seção foram obtidos por meio do cálculo do fluxo de carga, considerando as diferentes condições operativas mencionadas anteriormente.

5.1.1 Sistema com o Gerador Distribuído – Controle por Tensão (CT)

As Figuras 3 e 4 apresentam o perfil de tensão para a condição de carga máxima e carga leve do sistema elétrico, respectivamente, para a situação em que o gerador controla a tensão terminal em 1 p.u. Foram considerados os três pontos de operação do gerador e também o caso sem gerador, para efeito de comparação. No eixo das abscissas estão apresentadas as barras do sistema elétrico: a descrição B0 corresponde a “Barra 0” no diagrama unifilar da Figura 1, e esta forma de nomeação se estende para as outras barras.

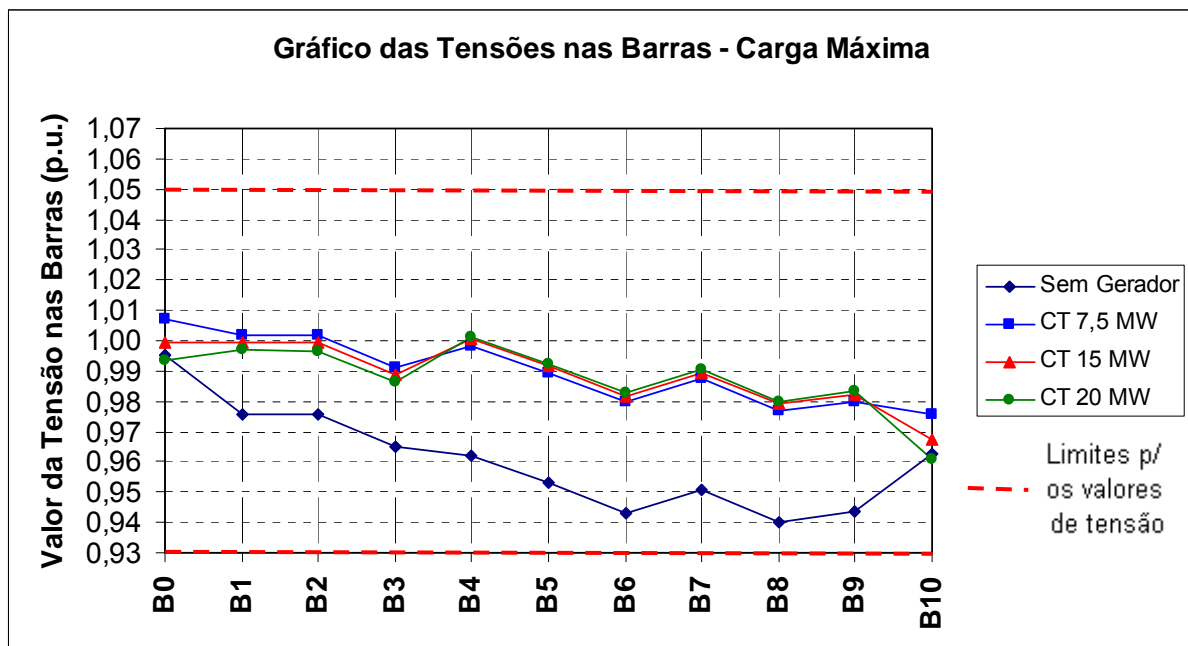


Figura 3 - Gráfico das tensões nas barras – carga máxima – CT.

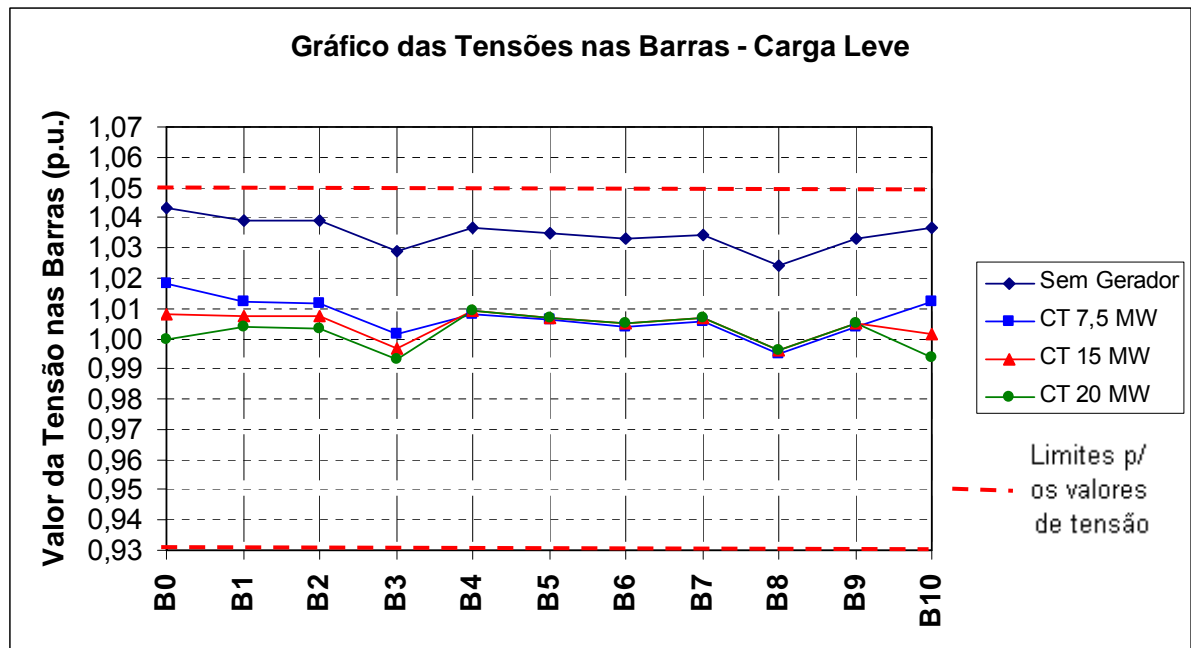


Figura 4 - Gráfico das tensões nas barras – carga leve – CT.

O gráfico da Figura 3 apresenta uma comparação entre o sistema sem o gerador e o mesmo sistema com o gerador com CT nas três potências especificadas para a situação de carga máxima. Neste caso pode-se observar uma melhora significativa do perfil de tensão do sistema para todos os níveis de geração considerados. Para a potência de 7,5 MW, temos uma melhoria na tensão em todas as barras sem exceção, já para a potência de 15 MW, ocorre uma melhoria, porém nas barras B0 e B10, os resultados são muito próximos do caso sem o gerador. Para a potência de 20 MW, também ocorre uma melhoria nas tensões, com exceção das mesmas barras B0 e B10, em que os valores dessas tensões passam a ser ligeiramente inferiores quando comparados com o sistema sem o gerador, isso se dá pelo aumento do fluxo de potência no sentido do gerador para a subestação da concessionária, que promove um ligeiro aumento das perdas e das quedas de tensão nessas barras. No entanto, vale ressaltar que em nenhum dos casos os limites inferior e superior de tensão (0,93/1,05 p.u.) foram infringidos. Outro fator interessante de ser verificado é o fator de potência em que o gerador está operando, pois caso este esteja abaixo de 0,92, a concessionária poderá aplicar uma multa. Para isso foi verificado que, quando o gerador opera em 7,5 MW, ele fornece cerca de 1 Mvar para o sistema, resultando em um fator de potência igual a 0,99. Para as potências de 15 e 20 MW, o fator de potência passa a ser 1,00; ou seja, em nenhum destes casos os limites exigidos pela concessionária é violado.

De forma análoga ao caso anterior, o gráfico da Figura 4 apresenta uma comparação entre o sistema sem o gerador, e o mesmo sistema com o gerador com CT nas três potências para a situação de carga leve. Neste caso pode-se observar que as tensões nas

barras estão próximas de 1,0 p.u., o que era esperado, uma vez que o gerador está configurado para manter a tensão terminal em 1,0 p.u. Como o perfil de tensão para o caso sem gerador já estava elevado, para que a tensão terminal continuasse fixa 1,0 p.u., o gerador necessitou absorver potência reativa da rede elétrica. Isso resultou em um fator de potência igual a 0,89 para o caso em que o gerador fornece 7,5 MW. Portanto, para esta situação, o fator de potência está abaixo do padrão determinado pela concessionária, o que pode gerar uma multa (devido ao consumo de potência reativa além do limite estabelecido). Já para as potências de 15 e 20 MW, não ocorre essa violação, uma vez que seus valores respectivos são 0,96 e 0,98 indutivos.

5.1.2 Sistema com o Gerador Distribuído – Controle por Fator de Potência (CFP)

Da mesma forma que no item anterior, as Figuras 5 e 6 apresentam o perfil de tensão para a condição de carga máxima e carga leve do sistema elétrico, respectivamente, para a situação em que o gerador controla o fator de potência em 1,0. Foram considerados os três pontos de operação do gerador e também o caso sem gerador, para efeito de comparação.

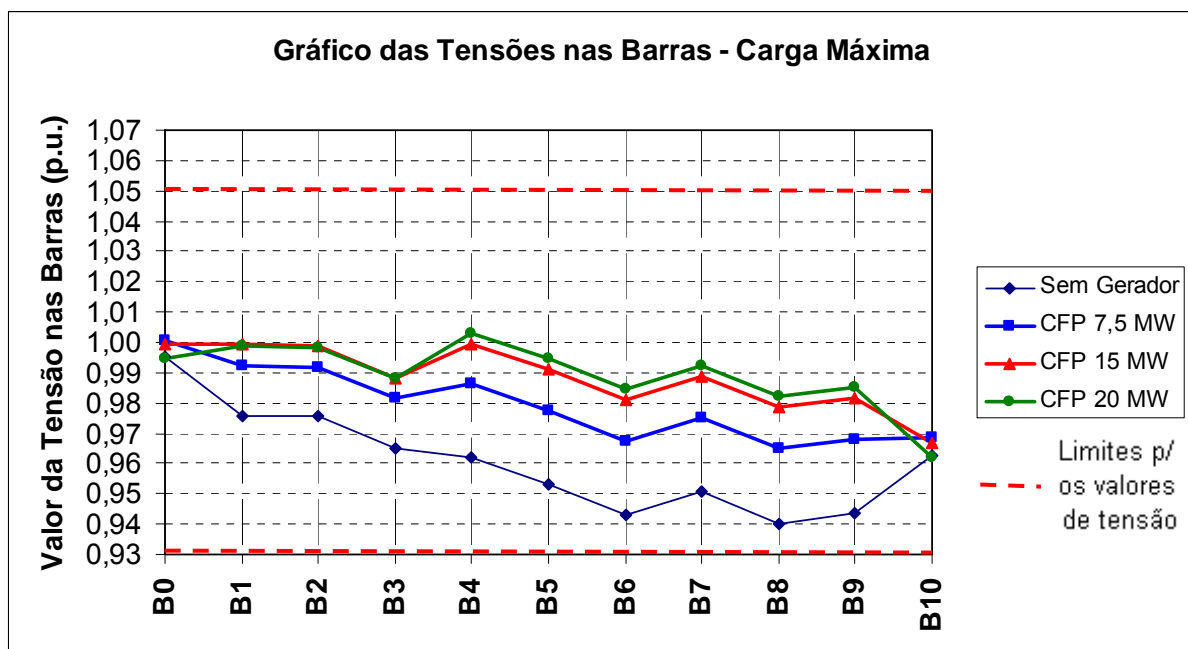


Figura 5 - Gráfico das tensões nas barras – carga máxima – CFP.

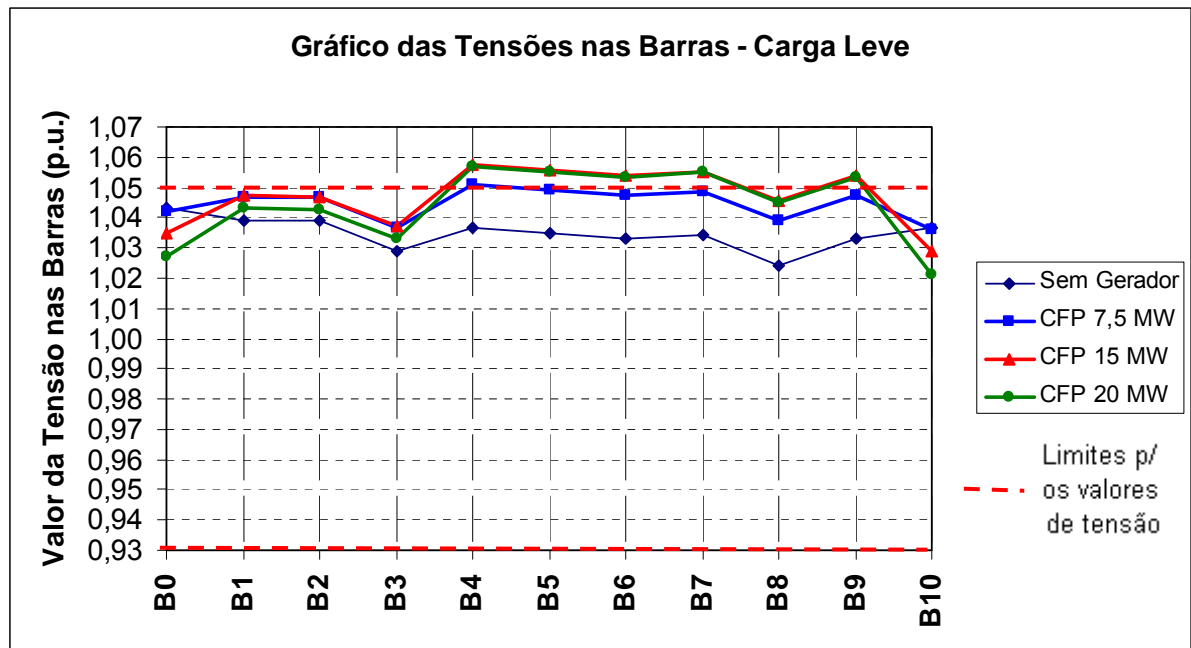


Figura 6 - Gráfico das tensões nas barras – carga leve – CFP.

Neste caso, no gráfico da Figura 5, há a mesma comparação entre o sistema sem o gerador e o mesmo sistema com o gerador, só que desta vez com CFP e também considerando três potências para a situação de carga máxima. Pode-se observar que também há uma melhora nas tensões das barras, tornando-as mais próximas do valor de 1,0 p.u. Para a potência de 7,5 MW, temos uma melhora na tensão em todas as barras do sistema sem exceção, já para a potência de 15 MW, ocorre uma melhora, contudo nas barras B0 e B10, os resultados são muito próximos do sistema sem o gerador e para a potência de 20 MW, também ocorre uma melhora nas tensões, com exceção das mesmas barras B0 e B10, onde os valores dessas tensões passam a ser ligeiramente inferiores (semelhante ao caso do CT com as mesmas potências envolvidas), mas em nenhum dos casos os limites superior e inferior de tensão foram infringidos. Como o gerador está operando com CFP e este no valor fixo igual a 1,0, temos que em nenhum dos casos o limite estabelecido pela concessionária será violado.

Já o gráfico da Figura 6 apresenta uma comparação entre o sistema sem o gerador, e o mesmo sistema com o gerador com CFP para a situação de carga leve. Neste caso podemos observar uma elevação nas tensões em boa parte das barras, prejudicando o funcionamento do sistema, pois ocorre a violação da faixa permissível para os valores dessas tensões ultrapassando o limite superior de 1,05 p.u., com exceção do caso em que o gerador fornece 7,5 MW. O quesito fator de potência não sofre violação conforme explicação do caso para carga máxima.

5.2 Variação de Tensão de Regime Permanente Durante a Desconexão do Gerador Distribuído

Os sistemas de potência podem sofrer problemas ou passar por instabilidades. Neste caso, pode ser que devido a algum problema como, curto-circuito, sobretensão, ou qualquer outra atuação do sistema de proteção, o gerador venha a ser subitamente desconectado. Para o sistema como um todo é desejável que quando isso ocorrer não haja variações intensas nas tensões nodais. Uma forma de analisar essa variação para os casos estudados é utilizando o índice proposto em [5], indicado pela equação abaixo (Equação 5.1), o qual calcula uma variação média das tensões nas barras durante a desconexão do gerador.

$$V_{11} = \frac{1}{nb} \frac{\sum_{i=1}^{nb} \|V_i^g - V_i^s\| \times 100}{\sum_{i=1}^{nb} V_i^s} \% \quad (5.1)$$

Sendo:

nb o número de barras do sistema

V_i^g a tensão nodal da barra i na presença de geradores

V_i^s a tensão nodal da barra i no caso sem geradores.

Dessa forma, aplicando a fórmula para os valores obtidos através de simulações de fluxo de carga, os resultados são como se seguem na tabela abaixo:

Tabela 1 - Variação de Tensão Devido à Desconexão do Gerador (V_{11}).

Tipo de Geração	V_{11} (%)	
	Carga Leve	Carga Máxima
CT 7,5 MW	0,2424	0,2776
CT 15 MW	0,2644	0,2701
CT 20 MW	0,2869	0,2621
CFP 7,5 MW	0,0896	0,1713
CFP 15 MW	0,1320	0,2644
CFP 20 MW	0,1340	0,2749

Analisando os dados obtidos, para o caso de carga leve, temos que os melhores índices são os do gerador com CFP, tendo em vista de que o gerador opera de modo a manter o fator de potência constante igual a 1,0, logo ele não injeta potência reativa na rede elétrica e como consequência, as tensões nodais são menos afetadas. Isso também pode ser visto quando comparados os gráficos para carga leve das duas formas de controle (Figuras 4 e 6), percebemos que o gerador com CFP promove uma elevação na tensão,

porém essa elevação não é tão significativa em relação ao caso sem gerador quanto à redução da tensão promovida quando o gerador opera mantendo sua tensão terminal em 1,0 p.u.

Para o caso de máximo carregamento, temos que os melhores valores também são para o gerador com CFP, com exceção para a potência de 20 MW, em que o gerador com CT possui um índice V_{11} menor, pois as tensões nodais para o caso 20 MW - CFP são ligeiramente maiores. Os valores das tensões nodais para esses casos são apresentados no Apêndice 8, Tabelas 16 a 22.

5.3 Regulação de Tensão de Regime Permanente

A regulação de tensão de regime permanente trata da diferença entre os valores das tensões nas barras durante a carga máxima e a carga leve para os casos analisados. Para um melhor funcionamento do sistema, deseja-se que essa variação seja nula, ou pelo menos a menor possível. A equação abaixo (Equação 5.2) descreve a proposta de como calcular um índice que determine essa variação, conforme [5]:

$$V_{I2} = \sum_{i=1}^{nb} \|V_i^{\max} - V_i^{\min}\| \times 100 \% \quad (5.2)$$

Sendo:

nb o número de barras do sistema

V_i^{\max} a tensão nodal da barra i durante carga máxima

V_i^{\min} a tensão nodal da barra i durante carga leve

De forma análoga ao item anterior, os seguintes resultados foram obtidos:

Tabela 2 - Regulação de Tensão de Regime Permanente (V_{I2}).

Tipo de Geração	V_{I2} (%)
CT 7,5 MW	1,7242
CT 15 MW	1,5516
CT 20 MW	1,4425
CFP 7,5 MW	6,5098
CFP 15 MW	5,8401
CFP 20 MW	5,4823

Analisando os resultados obtidos, temos que para o sistema com CT, os valores do índice V_{I2} são menores, pois a diferença entre as tensões para o sistema em carga máxima

e carga leve é menor, ou seja, temos uma melhor regulação da tensão de regime permanente. Isso ocorre pelo fato de que com o controle de tensão, o gerador opera de modo a manter a tensão terminal no valor fixo de 1,0 p.u. Assim, as diferenças entre as tensões nodais para os casos de carga máxima e carga leve do sistema são menores no caso de gerador com CT do que no caso de gerador com CFP.

5.4 Perdas Elétricas

As perdas elétricas, embora não sejam um fator técnico fundamental para determinar a quantidade de potência que deve ser fornecida pelo gerador, é do ponto de vista econômico bastante importante. Sendo assim, foi realizado um estudo para identificar as perdas de potência ativa totais do sistema elétrico da Figura 1 considerando todas as condições operativas abordadas até este ponto. Os resultados seguem na Tabela 3 e foram obtidos diretamente no programa *PowerFactory*, que realiza esses cálculos.

Tabela 3 - Perdas de Potência Ativa.

Tipo de Geração	Perdas de Potência Ativa (MW)	
	Carga Leve	Carga Máxima
Sem Gerador	0,02	0,52
CT 7,5 MW	0,14	0,36
CT 15 MW	0,49	0,52
CT 20 MW	0,85	0,76
CFP 7,5 MW	0,09	0,38
CFP 15 MW	0,39	0,52
CFP 20 MW	0,72	0,76

Carga leve: neste caso, a presença do gerador promove um aumento das perdas, e essas perdas também aumentam à medida que se aumenta a potência ativa fornecida pelo gerador seja ele controlado para manter a tensão ou fator de potência constantes. Comparativamente, o gerador operando com CFP apresenta perdas menores do que o caso com o CT, devido ao fato de que no primeiro caso, o gerador não está consumindo nem fornecendo potência reativa, enquanto que no segundo isso ocorre.

Carga máxima: neste caso, verifica-se que com a presença do gerador com a potência de 7,5 MW, ocorre uma diminuição das perdas elétricas do sistema quando comparado para o caso em que o gerador está ausente. No entanto, caso a potência seja aumentada para os outros dois valores (15 ou 20 MW), percebe-se um aumento das perdas. Isso mostra uma limitação na capacidade de redução das perdas ativas do sistema

analisado. Outra questão que pode ser observada é que, na situação de carga máxima, as perdas elétricas são praticamente iguais, tanto para o gerador com CT, quanto para o gerador com CFP, sendo assim indiferente a escolha por uma ou por outra forma de controle.

Os resultados apresentados nesta seção mostram a tendência de que a redução das perdas ativas para a situação de máximo carregamento do sistema ocorre quando o gerador injeta potência ativa menor que 15 MW. Observa-se então um conflito entre gerar a potência necessária para suprir todas as cargas (20 MW) ou reduzir as perdas ativas. Para a melhoria do desempenho do sistema elétrico como um todo, deve-se procurar um acordo entre concessionária de energia elétrica e produtor independente de forma a definir os padrões de operação do gerador distribuído. Logo, observa-se a importância das análises realizadas neste documento como ferramentas de suporte nessa definição.

5.5 Estabilidade de Tensão

Os diagramas PV (diagramas potência-tensão) são uma ferramenta essencial para analisar a estabilidade de tensão dos sistemas elétricos de potência. As curvas PV são obtidas aumentando-se gradativamente a potência ativa das cargas do sistema elétrico, mantendo-se constante o fator de potência das mesmas e executando um cálculo de fluxo de carga. As cargas são aumentadas até que o fluxo de carga não tenha mais convergência – neste ponto atinge-se o máximo carregamento do sistema (ou ponto do colapso de tensão) e as tensões nodais correspondentes. A eficiência de um algoritmo para construção da curva PV é extremamente aumentada se o valor dos incrementos das cargas for variável. Neste caso, o ponto de colapso do sistema pode ser encontrado com uma precisão mais elevada.

Neste trabalho, as curvas PV são obtidas partindo da condição de carga máxima e considerando a condição mais favorável de geração, ou seja, 20 MW, pois foi a condição operativa do gerador que levou aos maiores carregamentos possíveis do sistema elétrico. No entanto, elas também foram obtidas para os outros casos de injeção de potência ativa, mas não foram apresentadas para evitar que os resultados se tornassem repetitivos.

A Figura 7 apresenta as curvas PV para as barras do sistema elétrico para o caso sem gerador, ao passo que as figuras 8 e 9 mostram as curvas PV para os casos de gerador com CT e com CFP, respectivamente.

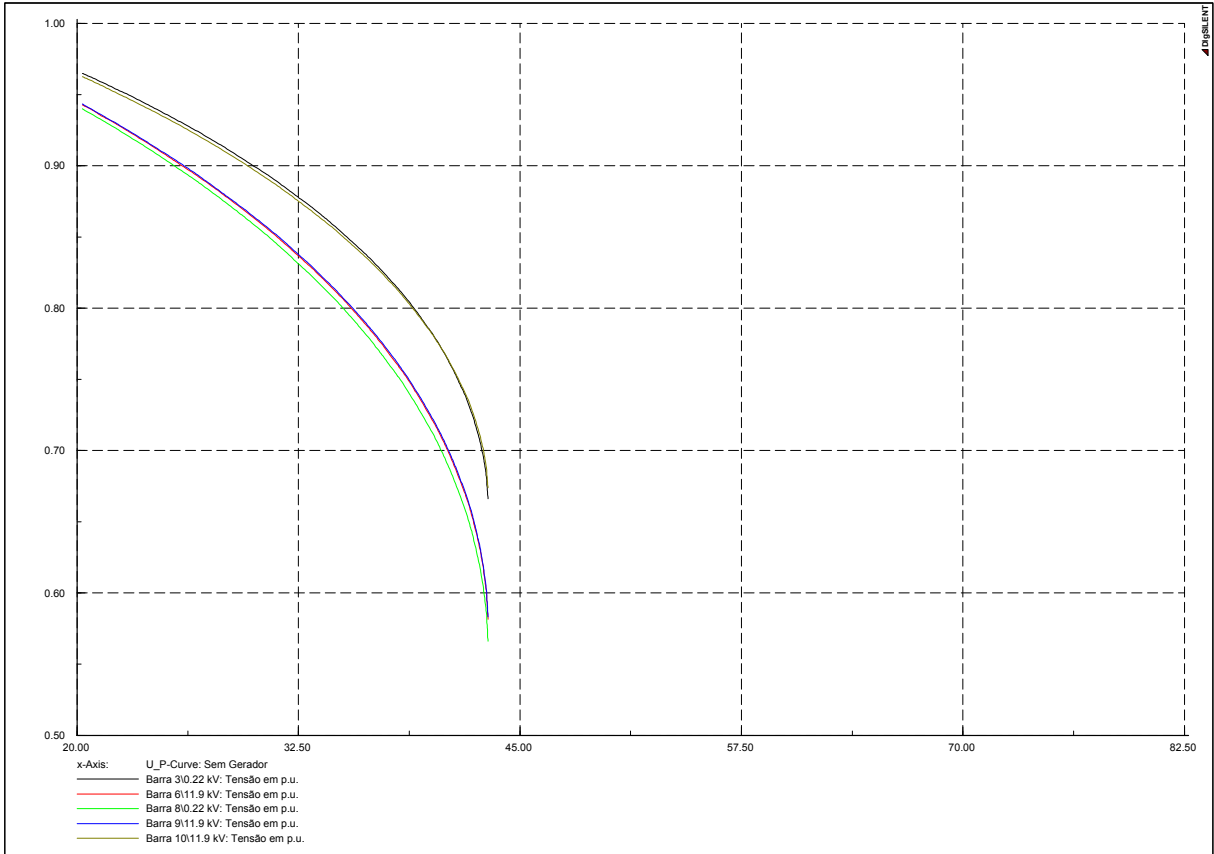


Figura 7 - Curva PV sem gerador.

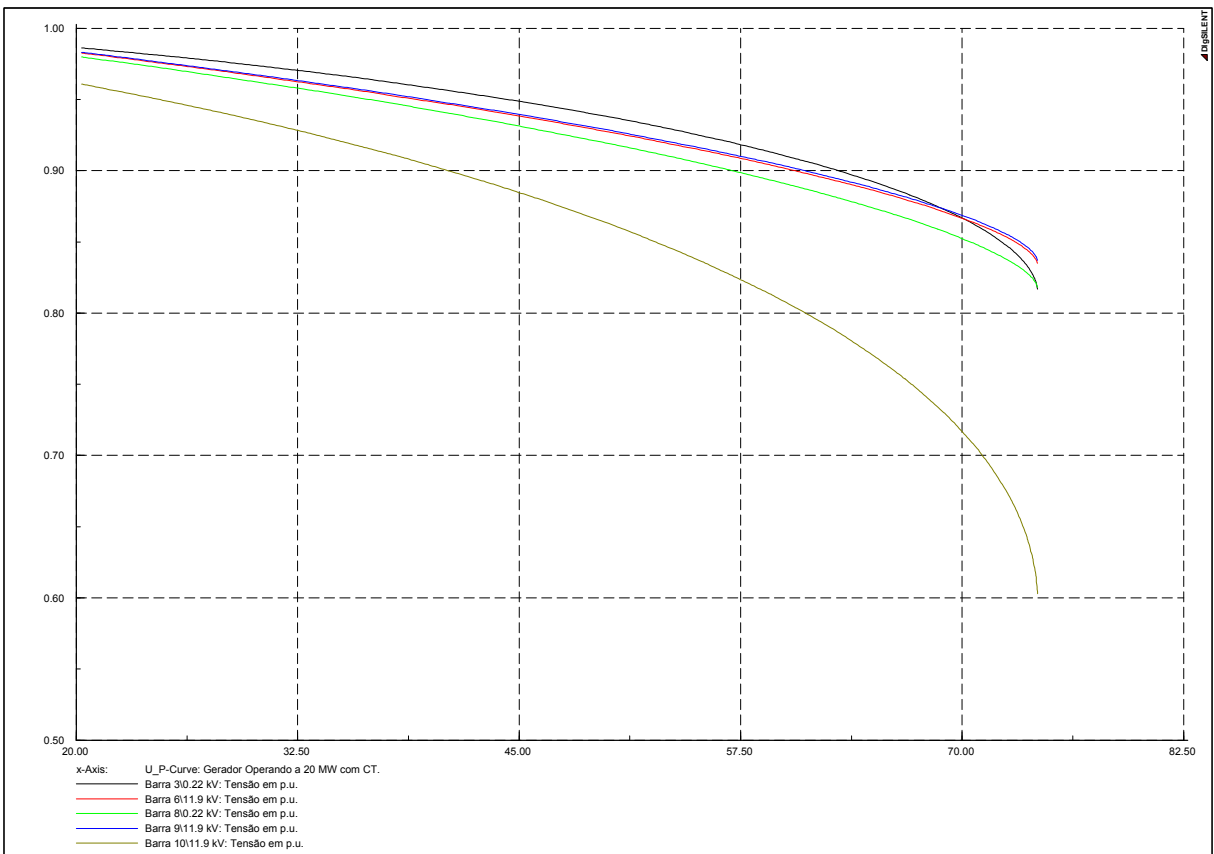


Figura 8 - Curva PV gerador operando a 20 MW com CT.

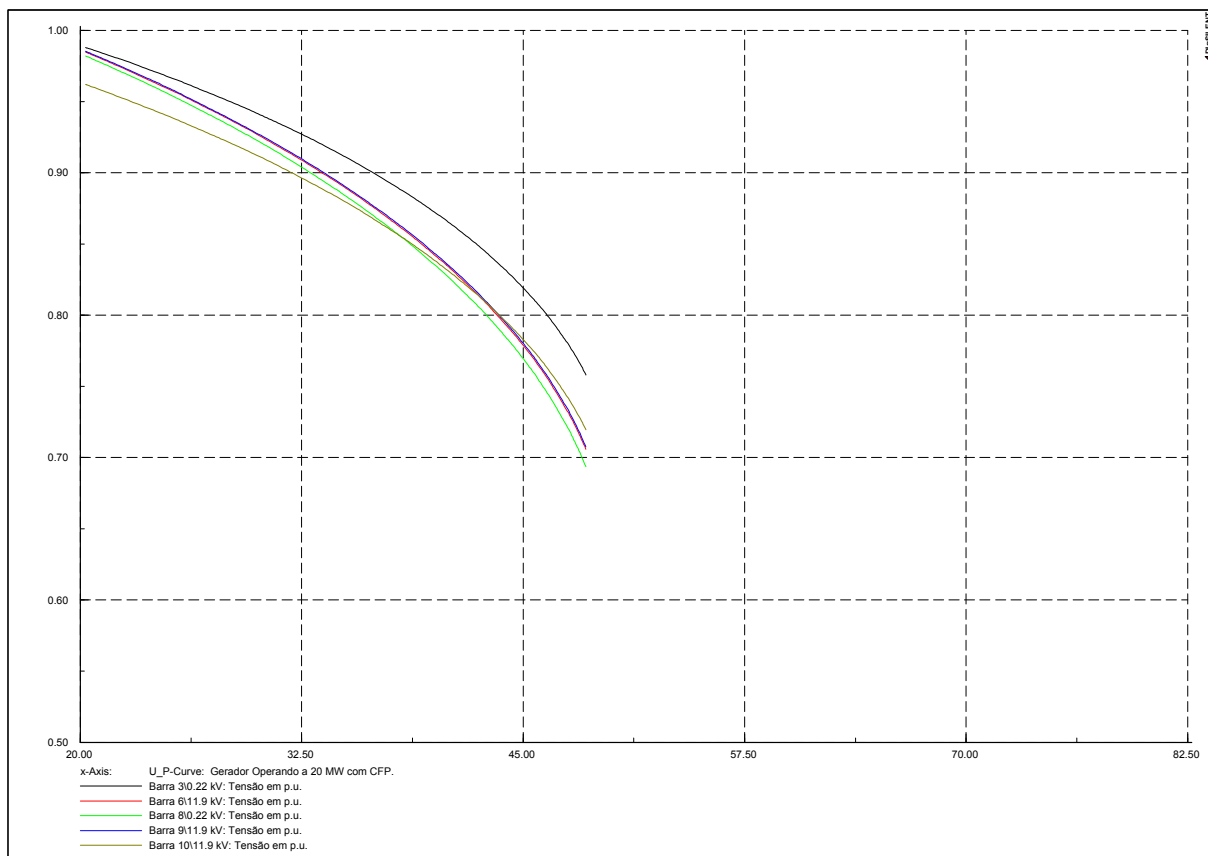


Figura 9 - Curva PV gerador operando a 20 MW com CFP.

Conforme visto nos gráficos anteriores, podemos perceber que a presença do gerador, seja qual for o tipo de controle empregado, promove um aumento da margem de estabilidade de tensão da rede de distribuição, quando comparado com o caso em que o gerador está ausente. Contudo, a troca de potência reativa entre o gerador e o sistema é que determina o quanto que a instalação do gerador pode contribuir para o aumento dessa margem [5]. Portanto, uma vez que o gerador com CT permite essa troca de potência reativa, ele promove uma maior margem de estabilidade de tensão. Para o caso sem gerador, temos que a margem é de algo em torno de 43 MW. Já para o caso em que o gerador apresenta o CT, temos que essa margem é de aproximadamente 74 MW, ou seja, um aumento de 72% em relação ao caso anterior. Para o caso com CFP, temos que o valor da margem é aproximadamente de 49 MW, ou seja, um aumento de apenas 14% em relação ao caso sem gerador.

O gráfico da Figura 10, da curva PV para a barra 6, foi elaborado para uma possível comparação entre os três casos. Podemos perceber que inicialmente a curva do CFP apresenta um perfil de tensão melhorado em relação ao CT, porém essa melhora é leve e com um pequeno incremento de carga essa vantagem é perdida.

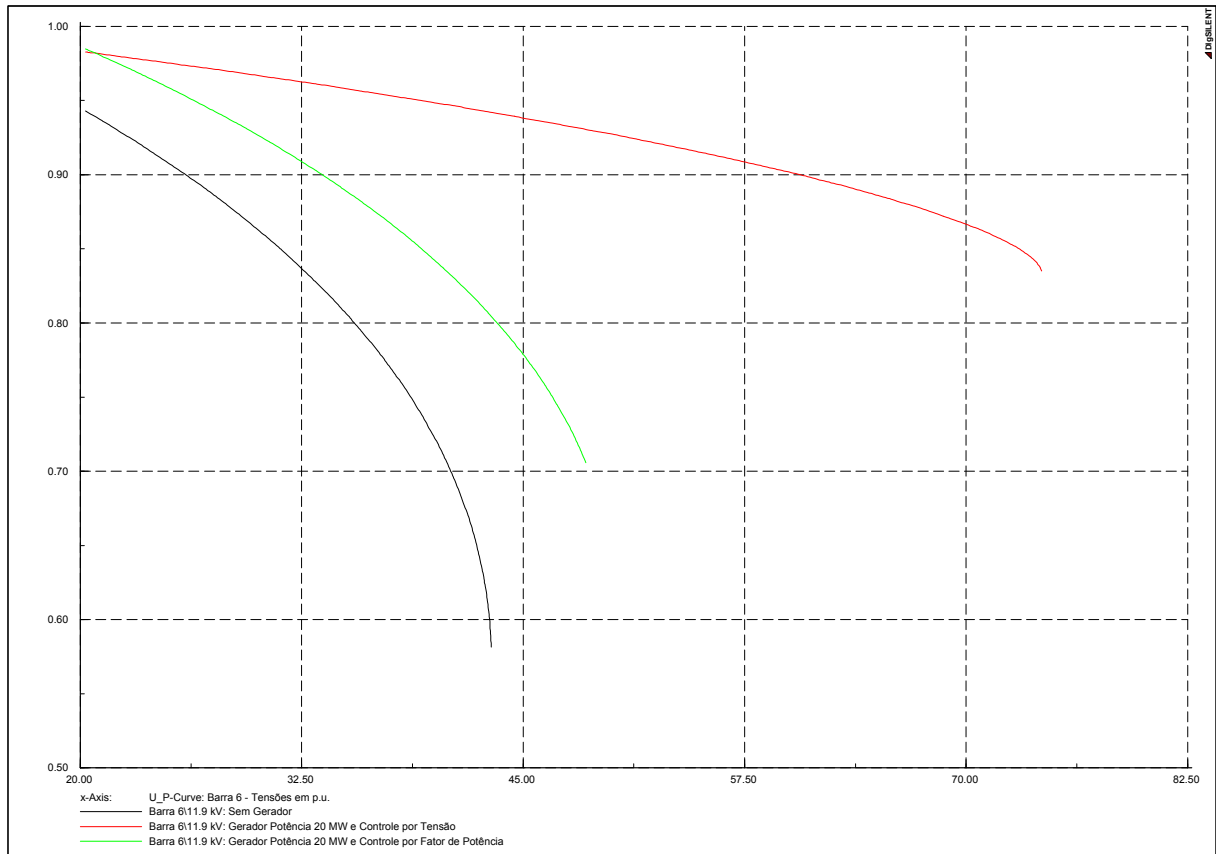


Figura 10 - Curva PV para barra 6.

5.6 Afundamentos de Tensão

Os afundamentos de tensão nas barras de um sistema podem ser causados por diversos motivos, sendo um deles a ocorrência de curtos-circuitos desequilibrados na rede. A presença de um gerador no sistema gera uma influência na duração e na magnitude dos afundamentos, em virtude de os níveis de curto-circuito da rede de distribuição serem alterados, além da influência no comportamento dinâmico dada pela troca de potência reativa entre o gerador e o sistema. Sendo assim, é importante a análise desse quesito para a escolha da forma que será empregado o gerador, tendo em vista o objetivo de minimizar os impactos negativos no desempenho global e um aproveitamento pleno das vantagens dessa instalação. Para tal estudo, aplicaremos um curto-circuito fase-A-terra com duração de 250 ms, na barra 1 em $t = 200$ ms, considerando o caso sem gerador e os casos em que o gerador está presente com CT ou CFP. No caso do gerador presente, foram realizados estudos com o mesmo trabalhando numa potência de 15 MW, pelo fato de que para a potência de 20 MW, o gerador perde o sincronismo após a eliminação da falta no caso do CFP.

O gerador síncrono operando com tensão constante promove um aumento de forma sustentada nas tensões durante as faltas, pela injeção de potência reativa. Os afundamentos de tensão provenientes das faltas podem ser caracterizados pela magnitude e duração, ou seja, pelo mínimo valor eficaz de tensão e intervalo de tempo em que a tensão permanece abaixo de um determinado valor, que neste caso foi adotado igual a 0,9 p.u., sendo esse intervalo inferior a 3 s [12]. A Figura 11 apresenta os resultados obtidos. Foram selecionadas a barra 1 (parte superior da Figura 11) e a barra 4 (parte inferior da Figura 11) para análise.

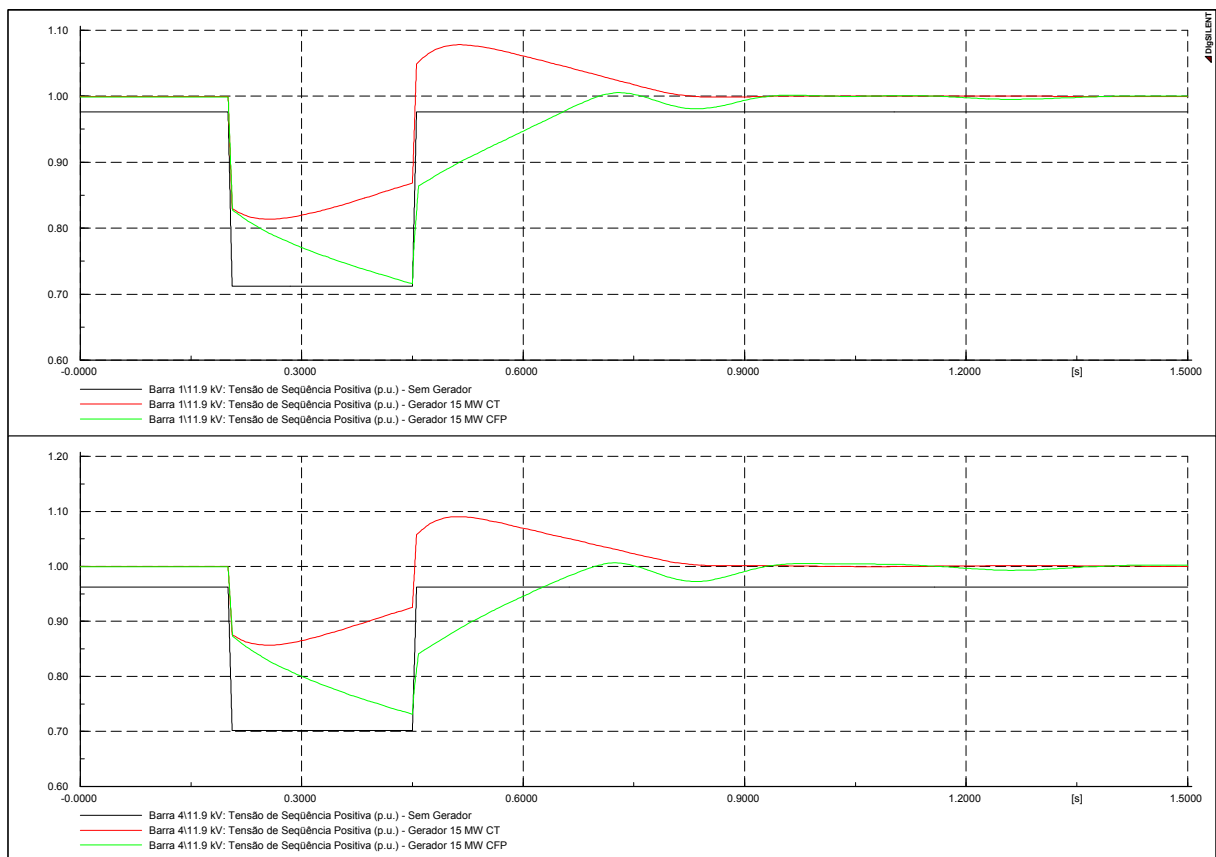


Figura 11 – Resposta das tensões nas Barras 1 e 4, perante um curto-circuito fase-A-terra na Barra 1.

Conforme gráfico da Figura 11, para a barra 1, verifica-se que a severidade do afundamento de tensão é menor na presença do gerador, pois na ausência do mesmo, o nível do afundamento de tensão atingiu 0,71 p.u. com uma duração de 249 ms; já para o caso do gerador com CT, esse nível foi para 0,81 p.u. no ponto mais crítico do afundamento (ou ponto de menor tensão) com a mesma duração de 249 ms. Para o gerador com CFP, temos que o valor do afundamento foi semelhante ao do caso sem gerador, com a diferença de que, neste o afundamento é uma linha quase que constante, enquanto que na presença do gerador, a tensão cai gradativamente até atingir esse mesmo valor, apresentando porém uma duração maior de 312 ms.

Para a barra 4, barra onde o gerador está conectado, vemos um comportamento semelhante, porém com valores diferentes. Para o caso sem gerador, temos que o nível do afundamento foi de 0,70 p.u., com a mesma duração de 253 ms; para o gerador com CT, 0,86 p.u. no ponto mais crítico do afundamento, com uma duração de 186 ms. Finalmente, para o gerador com CFP, o ponto mais crítico foi 0,73 p.u., uma leve diferença para o caso sem gerador, porém com uma duração maior de 327 ms.

Vale a pena ressaltar que a presença do gerador, operando sob quaisquer dos modos de controle analisados, gera uma degradação no desempenho dinâmico da resposta da tensão, tendo em vista de que em ambos os casos a tensão demora mais para se recuperar ao valor de 1,0 p.u. Para o gerador com CT, temos que ocorre um aumento na tensão na barra 1 além dos 1,05 p.u., e na barra 4 para 1,09 p.u. No entanto, segundo [12], temos que uma elevação momentânea da tensão se caracteriza para valores acima de 1,1 p.u. e tempo de duração inferior de 3 s, ou seja, o evento visualizado para este caso não se caracteriza como uma elevação de tensão, logo, não é motivo de preocupação.

Tabela 4 - Resultados do Afundamento de Tensão.

Tipo de Geração	Barra 1		Barra 4	
	Magnitude (p.u.)	Duração (ms)	Magnitude (p.u.)	Duração (ms)
Sem Gerador	0,71	249	0,70	253
Gerador 15 MW – CT	0,81	249	0,86	186
Gerador 15 MW – CFP	0,71	312	0,73	327

5.7 Nível de Curto-Circuito

Os valores das correntes de curto-circuito podem aumentar devido à instalação do gerador síncrono na rede de distribuição de energia elétrica, levando à necessidade de trocas ou atualizações de componentes do sistema de proteção, ou ainda, em casos mais extremos, o dos componentes do próprio sistema, como cabos, por exemplo. Sendo assim, nesta seção, um estudo foi realizado para avaliar a influência do gerador nas correntes de curto-circuito nas barras. Para isso, foram aplicados curtos-circuitos trifásicos francos em todas as barras do sistema e analisados os valores das correntes em kA. A Tabela 5 apresenta os resultados obtidos, considerando os valores eficazes e momentâneos (regime subtransitório) das correntes de curto-circuito. O cálculo de curto-circuito foi realizado utilizando-se o programa *DlgSILENT* e segundo a norma IEC-60909, que considera como tensão de pré-falta 110% da tensão nominal da barra.

Tabela 5 - Nível de Curto-circuito.

Barra	Tensão Nominal (kV)	Corrente em (kA)	
		Sem Gerador	Com Gerador
B0	11,9	6,0022	10,0038
B1	11,9	4,3867	9,7605
B2	11,9	3,1008	5,0673
B3	0,22	9,7338	9,9556
B4	11,9	3,6363	10,6941
B5	11,9	3,2613	8,0431
B6	11,9	2,7008	5,3319
B7	11,9	3,1008	7,1426
B8	0,22	18,4244	19,6047
B9	11,9	2,5891	4,9138
B10	11,9	4,3867	6,1481

Verificamos que a instalação do gerador promove um aumento considerável no nível de curto-circuito do sistema de distribuição de energia elétrica analisado neste documento. Podemos observar que na barra 4, onde o gerador está conectado, o valor chegou a 10,69 kA. Algumas concessionárias de energia elétrica exigem que, na presença de geradores distribuídos, o valor eficaz momentâneo das correntes de curto-circuito trifásico para sistemas de média tensão não ultrapasse 10 kA [15]. No entanto, para o caso analisado será admitido que não houve violação a essa norma da concessionária devido aos seguintes motivos:

- O valor ultrapassado em relação aos 10 kA exigidos é pequeno e pode ser decorrente das hipóteses conservadoras utilizadas pela norma IEC-60909 [8][16];
- Curtos-circuitos trifásicos francos são aqueles com a menor probabilidade de ocorrência nos sistemas elétricos de distribuição de energia elétrica.

Embora tenhamos admitido que não houve violação, o sistema elétrico operando com o gerador distribuído analisado encontra-se em seu limite com relação ao nível de curto-circuito. Portanto, a introdução de um outro gerador distribuído nessa rede de distribuição inviabilizaria a sua operação. Com relação ao fato da corrente de curto-circuito na barra 8 ser superior a 10 kA não se trata de um problema, tendo em vista o fato da tensão nela ser menor 0,22 kV, pois os equipamentos de baixa tensão possuem uma suportabilidade em relação ao nível de curto-circuito superior à dos equipamentos de média tensão.

5.7.1 Comportamento Dinâmico das Correntes de Curto-Circuito

No item anterior constatou-se que os valores das correntes de curto-circuito podem aumentar significativamente devido à instalação do gerador síncrono na rede de distribuição de energia elétrica. Isso pode levar à necessidade de trocas ou atualizações de componentes do sistema de proteção, ou ainda, em casos mais extremos, o dos componentes do próprio sistema, como cabos, por exemplo. Sendo assim, nesta seção, o comportamento dinâmico da corrente de curto-circuito fornecida pelo gerador síncrono durante uma falta equilibrada é analisado pelo uso de simulação do tipo de transitórios eletromagnéticos.

Na Figura 12, tem-se o comportamento dinâmico da corrente da fase-A do estator do gerador síncrono para um curto-circuito trifásico aplicado na barra 4 em $t = 200$ ms e sem eliminação. O sistema utilizado é o mesmo apresentado na Figura 1. Verifica-se que a resposta de corrente é diferente para cada tipo de controle do gerador. No caso do gerador com CT, a ação do sistema de excitação com regulador de tensão permite que o gerador forneça corrente de falta de forma sustentada, tendo em vista que o controle tenta manter a tensão na barra terminal no seu valor especificado. Porém, no caso do gerador síncrono operando com fator de potência constante, CFP, tal capacidade é diminuída. Com base nesta análise, verificamos que o sistema de controle da excitatriz do gerador que possui o melhor desempenho é o CFP, pois a corrente de curto-circuito é menor, e sendo assim, a energia dissipada durante curto-circuito é menor também.

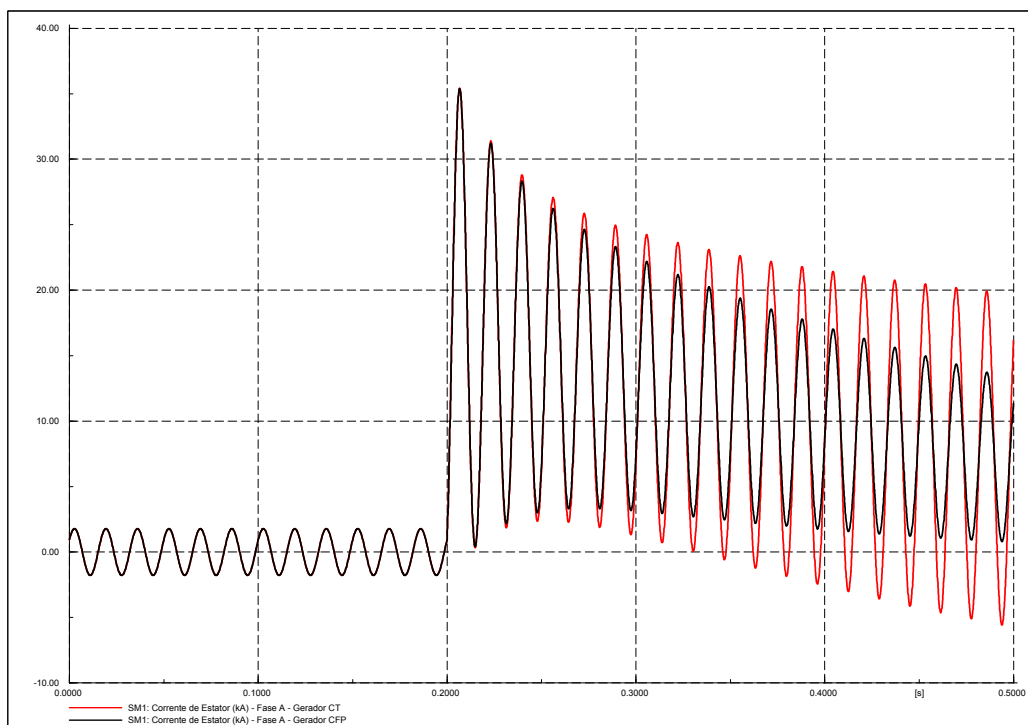


Figura 12 - Corrente de Curto-circuito da Fase A do Estator do Gerador - CT e CFP.

6 CONCLUSÕES

As conclusões foram separadas em tópicos para melhor organização do raciocínio. No tópico 6.1 é apresentada uma conclusão sobre o programa *DigSILENT PowerFactory*, com um breve comentário sobre sua utilização ao longo deste estudo, no 6.2 uma conclusão sobre as perspectivas / expectativas acerca da geração distribuída, de como ela pode e deve ser empregada para auxiliar no desenvolvimento brasileiro, e por fim, no 6.3 uma conclusão sobre o resultados obtidos neste estudo.

6.1 O Programa *DigSILENT PowerFactory* 13.2

O *DigSILENT PowerFactory* mostrou-se uma poderosa ferramenta computacional durante este estudo. Por apresentar recursos visuais e bem estruturados, trata-se de um programa de fácil utilização, além do fato de possuir uma documentação muito bem elaborada. Ao longo deste trabalho, pôde-se descobrir a gama de recursos, de cálculos e de variações fornecidas pelo mesmo, de forma que todas as necessidades foram atendidas plenamente com sua utilização.

6.2 O Futuro da Geração Distribuída

A energia é algo fundamental para o desenvolvimento de um país e o Brasil está em um momento de crescimento, e esse crescimento gera uma maior demanda de energia. Logo, toda e qualquer solução viável que venha a contribuir com o aumento da capacidade da matriz energética brasileira pode e deve ser explorada e incentivada. Embora não tenha sido abordado nada neste estudo as perspectivas futuras acerca da geração distribuída, sabe-se que esta é uma forma de energia muito promissora, pois as unidades geradoras podem ser instaladas mais próximas dos grandes centros consumidores, conectadas diretamente nas redes de subtransmissão / distribuição, diminuindo assim, a necessidade de construção de longas linhas de transmissão de energia elétrica, o que promove uma redução significativa nos custos. Conforme [2]-[3], pode-se perceber que, além de ser uma forma promissora de geração de energia elétrica que pode ser implantada aqui no Brasil, verifica-se também que há uma grande viabilidade pelo fato de haver um grande potencial a ser explorado.

6.3 O Trabalho Realizado

O objetivo deste trabalho foi realizar uma análise dos principais impactos decorrentes da instalação de um gerador síncrono distribuído em um sistema de distribuição de energia elétrica. Diferentes pontos de operação do sistema elétrico e do gerador foram considerados

e, além disso, duas formas de controle da excitatriz do gerador síncrono foram analisadas: a excitatriz do gerador configurada para controle de tensão constante (CT) e a outra para controle de fator de potência constante (CFP). Os vários resultados foram discutidos ao longo dos tópicos e foi possível verificar as diferenças entre um sistema e outro. A Tabela 6 mostra um resumo dos itens estudados, apontando qual é a melhor forma de controle do gerador para cada um deles:

Tabela 6 - Comparação entre o CT e o CFP.

Item Analisado	Forma de Controle do Gerador	
	Gerador c/ CT	Gerador c/ CFP
5.1 – Perfil de tensão de regime permanente	X	
5.2 – Variação de tensão de regime permanente durante desconexão do gerador distribuído		X
5.3 – Regulação de tensão de regime permanente	X	
5.4 – Perdas elétricas		X
5.5 – Estabilidade de tensão	X	
5.6 – Afundamentos de tensão	X	
5.7 – Nível de curto-circuito		X

Comparativamente, o gerador com CT é a melhor opção do ponto de vista global, pois resulta em perfil de tensão mais uniforme e próximo de 1,0 p.u. para os casos de carga máxima e de carga leve, apresenta uma melhor regulação da tensão de regime permanente, aumenta muito mais a margem de estabilidade de tensão do sistema e promove uma recuperação mais rápida da tensão após a ocorrência de um curto-circuito assimétrico. Esses fatores justificam a opção dessa estratégia de controle da excitatriz do gerador, embora a outra estratégia de controle tenha apresentado melhor desempenho nos demais itens de comparação. Apenas no item perdas elétricas houve de certa forma um empate técnico, onde o CFP levou uma leve vantagem para a situação de carga leve. Em situação de carga máxima, as perdas só são reduzidas com a operação do gerador abaixo de 15 MW, para ambas as formas de controle da excitatriz. O estabelecimento da potência a ser fornecida pelo gerador distribuído depende também, entre outras questões, das disposições contratuais entre produtor independente e concessionária de energia elétrica. Portanto, estudos como os realizados neste trabalho certamente são de grande valia para auxiliar na determinação das condições operativas que satisfaçam, tecnicamente, o produtor independente e a concessionária de energia elétrica.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, e G. Strbac. *Embedded Generation*. The Institute of Electrical Engineers (IEE), 2000.
- [2] COC Jornalismo: *Bagaço de cana pode ser o futuro na produção de energia elétrica*. Disponível em <<http://www.coc.com.br/jornalismo/noticias.aspx?IdMateria=20498>>. Acesso em: 07 de dezembro de 2007.
- [3] Agência Canal Energia: *Estudo da Cogen-Rio identifica potencial de 582,6 MW para cogeração*. Disponível em <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Busca.asp?id=58261>>. Acesso em: 10 de outubro de 2007.
- [4] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica: *Termelétricas com cogeração qualificada*. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/CoGeracao.asp?>>>. Acesso em: 10 de outubro de 2007.
- [5] W. Freitas, A. M. França, J. C. M. V. Júnior, L. C. P. da Silva, V. F. da Costa, *Análise comparativa entre geradores síncronos e de indução para a aplicação em geração distribuída*, Sba Controle&Automação vol.16 no.3 Campinas Jul/Set. 2005.
- [6] CIRED Working Group 4. *Dispersed Generation*. *CIRED Technical Report*, 1999. Disponível em <<http://www.cired.be>>. Acesso em: 10 de outubro de 2007.
- [7] CIGRÉ Working Group 37.23. *Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system*. *Technical Report*, CIGRÉ, 1999.
- [8] DIgSILENT PowerFactory, *User Manual*. Disponível em <<http://www.digsilent.de>>. Acesso em 10 de outubro de 2007.
- [9] KUNDUR, P. *Power system stability and control*. 1st ed., New York: McGraw-Hill, 1994. 1176 p.
- [10] Hurley, J. D., Bize, L. N. e Mummert, C. R. (1999). *The adverse effects of excitation system var and power factor controller*, IEEE Transaction on Energy Conversion 14(4): 1636–1645.

- [11] J. C. M. V. Júnior, *Metodologias para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos*, 2006. 207 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.
- [12] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Resolução nº 505, de 26 de novembro de 2001, 2001. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2001505.pdf> >. Acesso em: 19 de outubro de 2007.
- [13] Bollen, M. H. J. (2000). *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*, 1 edn, Institute of Electrical and Electronic Engineers.
- [14] IEEE Standards Coordinating Committee 22 (1995). Recommended practice for monitoring electric power quality, *IEEE Std 1159-1995*.
- [15] CPFL – Norma Técnica – *Fornecimento em Tensão Primária 15 kV e 25 kV – Volume 3 – Anexos*, 2005. Disponível em < http://agencia.cpf.com.br/portal-servicos/paulista/inf_publicacao_normas.asp > Acesso em: 01 de novembro de 2007.
- [16] I. Kasikci. *Short-Circuits in Power Systems: A Practical Guide to IEC-60909*. Wiley-VCH, 2002.

8 APÊNDICE

Este apêndice foi inserido visando apresentar os dados de todos os elementos utilizados ao longo deste estudo, bem como os resultados nele obtidos, gerando a possibilidade dele ser repetido e ter seus resultados comparados.

8.1 Parâmetros dos Componentes do Sistema Elétrico

8.1.1 Rede

A rede da concessionária (rede externa ou rede de subtransmissão) possui as seguintes características:

Tabela 7 - Parâmetros da Rede da Concessionária.

Tensão na rede:	138 kV
Frequência:	60 Hz
Nível de curto-circuito:	449,9 MVA
Corrente de curto-circuito:	1,88 kA
Zpositiva(+)/Znegativa(-):	1
Xzero(o)/Xpositiva(+):	3,4653
Rzero(o)/Xzero(o):	0,1763

8.1.2 Transformador SE (Subestação)

Este transformador tem os parâmetros dados abaixo:

Tabela 8 - Parâmetros do Transformador da Subestação.

Potência nominal:	25 MVA
Frequência nominal:	60 Hz
Tensão do lado de alta:	138 kV com ligação em Δ (delta)
Tensão do lado de baixa:	11,9 kV com ligação em Yg (estrela aterrada)
Impedância de seqüência (+) / (-):	14,75 %
Impedância de seqüência (o):	12,54 %

Além disso, o transformador tem um ajuste no tap para proporcionar uma tensão maior na saída (tap = 1,05%).

8.1.3 Características das Linhas

Os cabos das linhas são de alumínio, e os valores das impedâncias de seqüência positiva, negativa e zero são:

Tabela 9 - Impedâncias de Seqüência (+) / (-) e (o) dos cabos.

	Ohm/km
$R_+ = R_-$:	0,1876
R_o :	0,3639
$X_+ = X_-$:	0,4034
X_o :	2,0658

Dadas as características dos cabos constituintes das linhas, seus comprimentos, em km, seguem conforme especificado abaixo:

Tabela 10 - Comprimento das Linhas do Sistema em Km.

Linha	Comprimento (Km)
B1/B4:	0,75
B1/B2:	1,50
B4/B5:	0,50
B5/B6:	1,00
B5/B7:	0,25
B7/B9:	1,00
SEBT/B1:	1,00
SEBT/B10:	1,00

8.1.4 Transformadores de Cargas do Sistema

Os transformadores TR1 e TR2 têm características similares apenas diferenciando na potência nominal:

Tabela 11 - Parâmetros dos Transformadores das Cargas Menores do Sistema.

	TR1	TR2
Potência nominal:	125 kVA	250 kVA
Frequência nominal:	60 Hz	
Tensão do lado de alta:	11,9 kV com ligação em Δ (delta)	
Tensão do lado de baixa:	0,22 kV com ligação em Yg (estrela aterrada)	
Impedância de seqüência +/-:	3,25 %	
Impedância de seqüência zero:	2,60 %	

TR1 alimenta a carga B3 (carga ligada a barra 3) e TR2 alimenta a carga B8, conforme mostra o diagrama unifilar (Figura 1).

8.1.5 Cargas do Sistema

O sistema apresenta as seguintes cargas conectadas a si (situação de carga máxima):

Tabela 12 - Valores das Cargas do Sistema.

Carga	MVA
Carga B3:	0,1
Carga B6:	4
Carga B8:	0,2
Carga B9:	3
Carga B10:	13

Todas elas apresentam fator de potência igual a 0,94 indutivo.

8.1.6 Geração Distribuída

8.1.6.1 Transformador

O transformador que conecta o gerador ao sistema tem como parâmetros:

Tabela 13 - Parâmetros do Transformador do Gerador.

Potência nominal:	40 MVA
Frequência nominal:	60 Hz
Tensão do lado de alta:	11,9 kV com ligação em Δ (delta)
Tensão do lado de baixa:	6,9 kV com ligação em Yg (estrela aterrada)
Impedância de seqüência +/-:	8,00 %
Impedância de seqüência zero:	6,80 %

8.1.6.2 Gerador

O gerador possui como características:

Tabela 14 - Parâmetros do Gerador.

Tipo de pólos:	Lisos		Número de pólos:	2 pares			
Potência nominal:	30 MVA		Tensão nominal:	6,9 kV			
Tipo de conexão:	Yg (estrela aterrada)		Fator de potência:	0,95 (indutivo)			
Constante de inércia:	1,5 s						
X_d:	1,400 p.u.	X'_d:	0,231 p.u.	X''_d:	0,118 p.u.	X_q:	1,372 p.u.
X'_q:	0,800 p.u.	X''_q:	0,118 p.u.	T'_{do}:	5,500 s	T''_{do}:	0,050 s
T'_{qo}:	1,250 s	T''_{qo}:	0,190 s				
Resistência estator:	0,0014 p.u.		Reatância dispersão:	0,050 p.u.			

8.1.6.3 Regulador da Excitatriz do Gerador

Parâmetros do regulador de tensão e de fator de potência do gerador:

Tabela 15 - Parâmetros do Regulador de Tensão e de Fator de Potência do Gerador.

	Dados
Ganho do regulador – K_A:	2000
Constante de tempo do regulador – T_A:	0,01 s
Ganho da excitatriz – K_E:	1
Constante de tempo da excitatriz – T_E:	0,01 s
Ganho do bloco de amortecimento – K_F:	0,01
Constante de tempo do bloco de amortecimento – T_F:	3 s
Limite superior da saída do regulador – V_{RMAX}:	7 p.u.
Limite inferior da saída do regulador – V_{RMIN}:	-4 p.u.

8.2 Resultados das Simulações

Seguem abaixo tabelas com os valores das simulações do sistema no programa *DigSILENT PowerFactory 13.2*, para todos os casos estudados. Valores de corrente negativos indicam a inversão do sentido da mesma, por exemplo, se o valor da corrente na linha B0/B1 for negativo, indica que a mesma flui da barra 1 para a barra 0.

Tabela 16 - Resultados do Sistema - Caso sem Gerador.

Carga Leve				Carga Máxima			
Barra	V (p.u.)	Linha	I (kA)	Barra	V (p.u.)	Linha	I (kA)
B0	1,0432	B0/B1	0,0852	B0	0,9950	B0/B1	0,3996
B1	1,0393	B0/B10	0,1294	B1	0,9759	B0/B10	0,6970
B2	1,0389	B1/B4	0,0801	B2	0,9756	B1/B4	0,3942
B3	1,0289	B1/B2	0,0051	B3	0,9650	B1/B2	0,0054
B4	1,0365	B4/B5	0,0801	B4	0,9621	B4/B5	0,3942
B5	1,0346	B5/B6	0,0400	B5	0,9529	B5/B6	0,2190
B6	1,0328	B5/B7	0,0402	B6	0,9428	B5/B7	0,1752
B7	1,0342	B7/B9	0,0300	B7	0,9509	B7/B9	0,1641
B8	1,0241			B8	0,9400		
B9	1,0328			B9	0,9434		
B10	1,0365			B10	0,9626		
Perdas				Perdas			
MW		Mvar		MW		Mvar	
0,02		0,17		0,52		4,15	

Tabela 17 - Resultados do Sistema - Caso com Gerador 7,5 MW – CT.

Carga Leve				Carga Máxima			
Barra	V (p.u.)	Linha	I (kA)	Barra	V (p.u.)	Linha	I (kA)
B0	1,0182	B0/B1	-0,3583	B0	1,0073	B0/B1	0,0945
B1	1,0120	B0/B10	0,1326	B1	1,0019	B0/B10	0,6879
B2	1,0117	B1/B4	-0,3608	B2	1,0016	B1/B4	0,0930
B3	1,0015	B1/B2	0,0052	B3	0,9913	B1/B2	0,0053
B4	1,0079	B4/B5	0,0824	B4	0,9981	B4/B5	0,3794
B5	1,0060	B5/B6	0,0411	B5	0,9893	B5/B6	0,2108
B6	1,0041	B5/B7	0,0413	B6	0,9796	B5/B7	0,1687
B7	1,0055	B7/B9	0,0308	B7	0,9873	B7/B9	0,1580
B8	0,9952			B8	0,9768		
B9	1,0041			B9	0,9801		
B10	1,0122			B10	0,9754		
Varição de Tensão de Regime Permanente Durante Desconexão do Gerador – VI1 (%)							
0,2424				0,2776			
Regulação de Tensão de Regime Permanente – VI2 (%)							
1,7242							

Carga Leve				Carga Máxima			
Gerador				Gerador			
Q (Mvar)	I (kA)	Carregamento (%)	FP	Q (Mvar)	I (kA)	Carregamento (%)	FP
-3,8884	0,7069	28,1602	0,8878	1,0167	0,6333	25,2287	0,9909
Perdas				Perdas			
MW		Mvar		MW		Mvar	
0,14		0,71		0,36		2,21	

Tabela 18 - Resultados do Sistema - Caso com Gerador 15 MW – CT.

Carga Leve				Carga Máxima			
Barra	V (p.u.)	Linha	I (kA)	Barra	V (p.u.)	Linha	I (kA)
B0	1,0079	B0/B1	-0,6898	B0	0,9997	B0/B1	-0,4013
B1	1,0076	B0/B10	0,1340	B1	0,9997	B0/B10	0,6935
B2	1,0073	B1/B4	-0,6934	B2	0,9993	B1/B4	-0,4050
B3	0,9970	B1/B2	0,0053	B3	0,9890	B1/B2	0,0053
B4	1,0090	B4/B5	0,0823	B4	1,0003	B4/B5	0,3785
B5	1,0071	B5/B6	0,0411	B5	0,9916	B5/B6	0,2103
B6	1,0052	B5/B7	0,0413	B6	0,9819	B5/B7	0,1683
B7	1,0066	B7/B9	0,0308	B7	0,9896	B7/B9	0,1576
B8	0,9963			B8	0,9791		
B9	1,0052			B9	0,9824		
B10	1,0017			B10	0,9675		
Varição de Tensão de Regime Permanente Durante Desconexão do Gerador – VI1 (%)							
0,2644				0,2701			
Regulação de Tensão de Regime Permanente – VI2 (%)							
1,5516							

Carga Leve				Carga Máxima			
Gerador				Gerador			
Q (Mvar)	I (kA)	Carregamento (%)	FP	Q (Mvar)	I (kA)	Carregamento (%)	FP
-4,2553	1,3046	51,9731	0,9620	0,0578	1,2551	50,0004	1,0000
Perdas				Perdas			
MW		Mvar		MW		Mvar	
0,49		2,46		0,52		2,23	

Tabela 19 - Resultados do Sistema - Caso com Gerador 20 MW – CT.

Carga Leve				Carga Máxima			
Barra	V (p.u.)	Linha	I (kA)	Barra	V (p.u.)	Linha	I (kA)
B0	0,9997	B0/B1	-0,9198	B0	0,9933	B0/B1	-0,6387
B1	1,0036	B0/B10	0,1351	B1	0,9970	B0/B10	0,6983
B2	1,0032	B1/B4	-0,9237	B2	0,9967	B1/B4	-0,6427
B3	0,9929	B1/B2	0,0053	B3	0,9863	B1/B2	0,0053
B4	1,0090	B4/B5	0,0823	B4	1,0011	B4/B5	0,3782
B5	1,0071	B5/B6	0,0411	B5	0,9924	B5/B6	0,2101
B6	1,0052	B5/B7	0,0413	B6	0,9827	B5/B7	0,1681
B7	1,0066	B7/B9	0,0308	B7	0,9904	B7/B9	0,1575
B8	0,9963			B8	0,9800		
B9	1,0052			B9	0,9832		
B10	0,9935			B10	0,9609		
Varição de Tensão de Regime Permanente Durante Desconexão do Gerador – VI1 (%)							
0,2869				0,2621			
Regulação de Tensão de Regime Permanente – VI2 (%)							
1,4425							

Carga Leve				Carga Máxima			
Gerador				Gerador			
Q (Mvar)	I (kA)	Carregamento (%)	FP	Q (Mvar)	I (kA)	Carregamento (%)	FP
-4,1077	1,6769	68,0582	0,9796	-0,1658	1,6735	66,6690	1,0000
Perdas				Perdas			
MW		Mvar		MW		Mvar	
0,85		4,39		0,76		3,05	

Tabela 20 - Resultados do Sistema - Caso com Gerador 7,5 MW – CFP.

Carga Leve				Carga Máxima			
Barra	V (p.u.)	Linha	I (kA)	Barra	V (p.u.)	Linha	I (kA)
B0	1,0420	B0/B1	-0,2697	B0	1,0008	B0/B1	0,1459
B1	1,0469	B0/B10	0,1295	B1	0,9924	B0/B10	0,6927
B2	1,0466	B1/B4	-0,2741	B2	0,9920	B1/B4	0,1442
B3	1,0367	B1/B2	0,0051	B3	0,9816	B1/B2	0,0053
B4	1,0510	B4/B5	0,0790	B4	0,9862	B4/B5	0,3841
B5	1,0492	B5/B6	0,0394	B5	0,9773	B5/B6	0,2134
B6	1,0474	B5/B7	0,0396	B6	0,9675	B5/B7	0,1708
B7	1,0487	B7/B9	0,0296	B7	0,9753	B7/B9	0,1600
B8	1,0388			B8	0,9647		
B9	1,0474			B9	0,9680		
B10	1,0360			B10	0,9686		
Varição de Tensão de Regime Permanente Durante Desconexão do Gerador – VI1 (%)							
0,0896				0,1793			
Regulação de Tensão de Regime Permanente – VI2 (%)							
6,5098							

Carga Leve				Carga Máxima			
Gerador				Gerador			
Q (Mvar)	I (kA)	Carregamento (%)	FP	Q (Mvar)	I (kA)	Carregamento (%)	FP
0,0000	0,5972	25,0000	1,0000	0,0000	0,6364	25,0000	1,0000
Perdas				Perdas			
MW		Mvar		MW		Mvar	
0,09		0,37		0,38		2,37	

Tabela 21 - Resultados do Sistema - Caso com Gerador 15 MW – CFP.

Carga Leve				Carga Máxima			
Barra	V (p.u.)	Linha	I (kA)	Barra	V (p.u.)	Linha	I (kA)
B0	1,0350	B0/B1	-0,6119	B0	0,9993	B0/B1	-0,4027
B1	1,0472	B0/B10	0,1304	B1	0,9991	B0/B10	0,6938
B2	1,0468	B1/B4	-0,6164	B2	0,9988	B1/B4	-0,4064
B3	1,0370	B1/B2	0,0051	B3	0,9884	B1/B2	0,0053
B4	1,0574	B4/B5	0,0786	B4	0,9997	B4/B5	0,3788
B5	1,0556	B5/B6	0,0392	B5	0,9909	B5/B6	0,2104
B6	1,0538	B5/B7	0,0394	B6	0,9812	B5/B7	0,1684
B7	1,0551	B7/B9	0,0294	B7	0,9889	B7/B9	0,1577
B8	1,0453			B8	0,9785		
B9	1,0538			B9	0,9817		
B10	1,0290			B10	0,9671		
Varição de Tensão de Regime Permanente Durante Desconexão do Gerador – VI1 (%)							
0,1320				0,2644			
Regulação de Tensão de Regime Permanente – VI2 (%)							
5,8401							

Carga Leve				Carga Máxima			
Gerador				Gerador			
Q (Mvar)	I (kA)	Carregamento (%)	FP	Q (Mvar)	I (kA)	Carregamento (%)	FP
0,0000	1,1874	50,0000	1,0000	0,0000	1,2561	50,0000	1,0000
Perdas				Perdas			
MW		Mvar		MW		Mvar	
0,39		1,87		0,52		2,25	

Tabela 22 - Resultados do Sistema - Caso com Gerador 20 MW – CFP.

Carga Leve				Carga Máxima			
Barra	V (p.u.)	Linha	I (kA)	Barra	V (p.u.)	Linha	I (kA)
B0	1,0271	B0/B1	-0,8420	B0	0,994	B0/B1	-0,6351
B1	1,0432	B0/B10	0,1314	B1	0,999	B0/B10	0,6974
B2	1,0428	B1/B4	-0,8464	B2	0,998	B1/B4	-0,6392
B3	1,0329	B1/B2	0,0051	B3	0,988	B1/B2	0,0053
B4	1,0571	B4/B5	0,0786	B4	1,003	B4/B5	0,3774
B5	1,0553	B5/B6	0,0392	B5	0,994	B5/B6	0,2096
B6	1,0535	B5/B7	0,0394	B6	0,985	B5/B7	0,1678
B7	1,0549	B7/B9	0,0294	B7	0,992	B7/B9	0,1572
B8	1,0450			B8	0,982		
B9	1,0535			B9	0,985		
B10	1,0211			B10	0,962		
Varição de Tensão de Regime Permanente Durante Desconexão do Gerador – VI1 (%)							
0,134				0,2749			
Regulação de Tensão de Regime Permanente – VI2 (%)							
5,4823							

Carga Leve				Carga Máxima			
Gerador				Gerador			
Q (Mvar)	I (kA)	Carregamento (%)	FP	Q (Mvar)	I (kA)	Carregamento (%)	FP
0,0004	1,5841	66,6669	1,0000	0,0001	1,6696	66,6667	1,0000
Perdas				Perdas			
MW		Mvar		MW		Mvar	
0,72		3,60		0,76		3,02	