



**UFPA**

**ANÁLISE ESTÁTICA E DINÂMICA DE REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO COM PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
UTILIZANDO O *SOFTWARE* SIMULIGHT**

**JULIANA PORTUGAL DA COSTA**

ITEC – Instituto de Tecnologia  
Universidade Federal do Pará  
Campus Universitário do Guamá  
Belém - Pará

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ**  
**INSTITUTO DE TECNOLOGIA**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**JULIANA PORTUGAL DA COSTA**

ANÁLISE ESTÁTICA E DINÂMICA DE REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO COM PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
UTILIZANDO O *SOFTWARE* SIMULIGHT

BELÉM

Janeiro/2014

**JULIANA PORTUGAL DA COSTA**

ANÁLISE ESTÁTICA E DINÂMICA DE REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO COM PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
UTILIZANDO O *SOFTWARE* SIMULIGHT

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, pela Faculdade de Engenharia Elétrica (FEE) da Universidade Federal do Pará (UFPA).

Orientador: Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira.

BELÉM

Janeiro/2014

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ**  
**INSTITUTO DE TECNOLOGIA**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE ESTÁTICA E DINÂMICA DE REDES DE**  
**DISTRIBUIÇÃO COM PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**  
**UTILIZANDO O *SOFTWARE* SIMULIGHT**

Este trabalho foi julgado, em 30/01/2014, adequado para obtenção do Grau de Engenheiro Eletricista, e aprovado na sua forma final pela banca examinadora que atribuiu o conceito EXCELENTE.

---

Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira  
(ORIENTADOR-UFPA)

---

Profa. Dra. Maria Emília de Lima Tostes  
MEMBRO DA BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra  
MEMBRO DA BANCA EXAMINADORA

## DEDICATÓRIA

*Aos meus pais,  
pelo amor, dedicação e exemplo.*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, João Paulo, por ter me sugerido um tema, com o qual eu não poderia ter gostado mais de trabalhar. Obrigada pela orientação, pela disponibilidade e pela paciência. Obrigada e parabéns por ser um excelente professor e orientador.

Agradeço ao meu amigo, Douglas de Oliveira, por toda a ajuda, disposição, paciência e amizade.

Agradeço à professora Tatiana de Assis, da COPPE/UFRJ, por ter sido tão solícita em partilhar seu conhecimento.

Agradeço aos professores Ubiratan Bezerra e Maria Emília Tostes, por terem aceitado avaliar e contribuir para este trabalho.

Agradeço aos meus amigos do CEAMAZON, que me ajudaram sempre que puderam e colaboraram imensamente para este trabalho. Obrigada por alegrarem estes dias e por fazerem do CEAMAZON um ambiente leve e agradável de se trabalhar.

Agradeço aos meus professores da graduação, pelo conhecimento e experiência transmitidos. Agradeço, especialmente, aos professores Jorge Brito e Valquíria Macêdo, a quem eu dispenso muitíssimo carinho, respeito e admiração.

Agradeço aos meus pais, por serem o exemplo que eu espero ser para os meus filhos. Obrigada pelo incentivo, apoio e participação ativa na minha vida. Obrigada por confiarem tanto em mim que chegam a me convencer. Obrigada por tudo que eu sou porque sem vocês, eu não teria chegado à metade.

Agradeço aos meus irmãos, que são as maiores das dicotomias. Apesar das diferenças, dos desentendimentos e das provocações, a gente se entende no nosso silêncio e se ama. Obrigada, maninhos, sem vocês a vida seria muito mais fácil e sem graça.

Agradeço à minha família por sempre torcer e se preocupar comigo, mesmo de longe. Obrigada pelo carinho e apoio.

Agradeço às minhas amigas Larissa Pinheiro e Nara De Bastiani, que são a família que eu escolhi. Obrigada por contribuírem para o meu equilíbrio, pela amizade, pela disponibilidade, pelos planos, pelo carinho e pelas nossas reuniões vitalícias de sexta-feira.

Agradeço à minha amiga Luiza Nogueira, que foi um fator fundamental durante estes anos de graduação. Obrigada por me oferecer tua amizade e me mostrar que, para que duas pessoas se tornem amigas, elas não precisam pensar igual, só ser capazes de se dividir.

Agradeço aos amigos que fiz no curso de Engenharia Elétrica por terem compartilhado momentos tão decisivos na minha vida. André Lages, Murillo Cordeiro e Florindo Ayres, um obrigada especial para vocês.

Agradeço aos meus amigos da turma 2009/2, por me mostrarem que amizade, solidariedade e companheirismo podem ser massificados. Obrigada por me receberem como se eu sempre tivesse sido uma de vocês.

Agradeço aos meus amigos João Rodrigo Andrade, Maurício Peline e Luís Romero, por terem participado de um dos momentos mais bonitos e difíceis da minha vida. Obrigada por contribuírem para o que eu sou hoje e deixarem comigo um pouco de vocês.

Agradeço a Deus por ter me indicado o caminho onde encontrei todas estas pessoas, o que me levou para o lugar onde estou hoje.

## RESUMO

Este Trabalho de Conclusão de Curso analisa o impacto da Geração Distribuída na rede de distribuição IEEE 33 barras, utilizando o *software* Simulight. Para tanto, realizam-se análises estáticas (fluxo de carga) e dinâmicas (ilhamento e curto-circuito). Em primeiro lugar, analisa-se o perfil de tensão nas barras da rede, de acordo com a penetração da GD. Posteriormente, são realizadas simulações de ilhamento, com o objetivo de avaliar a resposta do sistema face ao aumento súbito da potência drenada do gerador, e de curto-circuito em vista a analisar a capacidade da máquina em manter a estabilidade transitória. Através dos estudos estáticos, constatou-se que o grau de penetração da GD (modo de controle de fator de potência) provoca o aumento dos níveis de tensão do sistema. Por outro lado, a partir dos estudos de ilhamento, percebeu-se que é necessário que haja reserva girante suficiente para que o gerador distribuído seja capaz de atender à demanda de potência, assim como é imprescindível o uso de reguladores adequados de tensão e frequência. Por fim, os estudos de curto-circuito mostraram que o sistema mantém o sincronismo quando submetido à perturbação, em diferentes barras do sistema.

## SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO .....	11
1.1 Considerações Iniciais.....	11
1.2 Objetivos .....	12
1.3 Organização do Trabalho .....	13
CAPÍTULO 2 - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	14
2.1 Introdução .....	14
2.2 Geração Distribuída .....	14
2.3 Principais Tecnologias .....	15
2.3.1 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) .....	15
2.3.2 Eólica .....	16
2.3.3 Solar .....	17
2.3.4 Biomassa .....	18
2.3.5 Cogeração .....	19
2.4 Impacto da inserção de GD às redes de distribuição .....	19
2.4.1 Fluxo de Potência .....	19
2.4.2 Níveis de Tensão .....	21
2.4.3 Níveis de Curto-Circuito .....	23
2.4.4 Estabilidade .....	23
2.4.5 Qualidade da Energia .....	24
2.4.6 Proteção .....	25
2.5 Ilhamento .....	25
2.6 PRODIST: Módulo 8 - Qualidade da Energia .....	26
2.6.1 Frequência .....	26
2.6.2 Tensão .....	26
CAPÍTULO 3 - MODELOS E FUNDAMENTOS .....	28
3.1 Introdução .....	28
3.2 Modelo do Gerador Síncrono .....	28
3.3 Modelo dos Reguladores .....	30
3.3.1 Regulador de Tensão .....	30
3.3.2 Regulador de Frequência .....	31
3.4 Fluxo de Carga .....	32
3.5 Estabilidade .....	34
3.5.1 Estabilidade de Sistemas de Potência .....	34
3.5.2 Estabilidade Angular .....	35
3.5.3 Estabilidade de Tensão .....	36
3.5.4 Estabilidade de Frequência .....	37
CAPÍTULO 4 - SIMULIGHT .....	38
4.1 Introdução .....	38
4.2 Simulight .....	38
4.3 Interface Gráfica .....	39
4.4 Entrada de Dados .....	40
4.5 Importação de Dados do ANAREDE .....	44
4.6 Simulações .....	44

CAPÍTULO 5 - RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	47
5.1 Introdução .....	47
5.2 Considerações Iniciais .....	47
5.3 Sistema .....	48
5.4 Estudos de Caso .....	49
5.4.1 Estático - Perfis de Tensão .....	49
5.4.2 Dinâmico .....	50
a) Ilhamento .....	50
b) Curto-Circuito .....	69
CAPÍTULO 6 - CONCLUSÃO .....	74
6.1 Considerações Finais .....	74
6.2 Trabalhos Futuros .....	75
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	76

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1 Considerações Iniciais

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEPs) foram originalmente desenvolvidos para gerar energia e suprir cargas localmente. Os sistemas individuais eram construídos e operados por companhias independentes. Durante os primeiros anos, este modo de organização provou ser suficiente para satisfazer interesses de consumidores e empresas. Contudo, após certo período, reconheceu-se que sistemas integrados, planejados e operados por uma organização específica, eram uma alternativa atrativa em termos econômicos, de confiabilidade e segurança dos sistemas. Tais fatores levaram à centralização da geração de energia e ao atendimento das cargas a partir de redes de transmissão e distribuição [1].

O arranjo convencional dos SEPs teria permanecido, não fosse a necessidade de racionalizar o uso de energia elétrica, especialmente, aquela de alto impacto ambiental, e de diversificar a matriz energética mundial, diminuindo sua dependência a combustíveis fósseis, energia nuclear e, no caso brasileiro, recursos hídricos. Governos e empresas do setor elétrico, de diversos países, têm se empenhado em desenvolver alternativas energéticas “limpas” (eólica, solar, etc.), esquemas locais de cogeração e reaproveitamento de resíduos. Paradoxalmente, as vantagens econômicas e de localização dos combustíveis, e/ou fontes de energia, indicaram que estes novos geradores deveriam estar prioritariamente conectados às redes de distribuição. Dessa forma, a geração localizada próxima à carga voltou a ser considerada no cenário energético mundial, ficando conhecida como Geração Distribuída (GD). Nesta nova configuração, os geradores poderiam estar “embarcados” às redes de distribuição e dispersos ao longo do sistema [1].

As GDs podem proporcionar as seguintes vantagens:

- redução da emissão de gases nocivos, especialmente CO<sub>2</sub>;
- eficiência energética e uso racional de energia;
- desregulamentação e políticas mais competitivas;
- diversificação das fontes de energia;
- disponibilidade de esquemas de geração modulares;
- facilidade em encontrar locais para a instalação de geradores de pequeno porte;

- tempo de construção e investimento reduzidos para esquemas de geração menores;
- geração próxima à carga, o que pode reduzir os custos de transmissão.

As redes inteligentes ou *Smart Grids* são, ainda, um dos principais atrativos da introdução de GD nos SEPs. Definem-se *Smart Grids* como redes capazes de se auto-recuperar (*self-healing*), equipadas com técnicas dinâmicas de otimização, que utilizam monitoramento em tempo real para minimizar as perdas na rede, manter os níveis de tensão, aumentar a confiabilidade, etc. Os dados da operação coletados pelas redes inteligentes, e seus subsistemas, permitirão que os operadores da rede identifiquem rapidamente a melhor estratégia contra situações que põem em risco a confiabilidade do sistema e a qualidade da energia fornecida [2, 3].

Ao longo dos anos, modelos, técnicas e ferramentas foram desenvolvidos, considerando a natureza centralizada da geração de energia. A Geração Distribuída, por outro lado, possui características muito específicas que alteram a arquitetura e o modo de operação convencionais dos SEPs. Geradores de pequeno porte distribuídos ao longo do sistema, geralmente, conectados a redes fracas e, frequentemente, não-despachados pelo operador, são particularidades que tornam imprescindível a revisão e a atualização das técnicas e práticas existentes [1]. Assim, estudos estáticos e dinâmicos abrangendo redes com presença de GD, como os apresentados neste trabalho, são cada vez mais urgentes e indispensáveis para o setor elétrico mundial.

## 1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho é o de realizar avaliações estáticas e dinâmicas de uma rede de 33 barras, com presença de GD, utilizando o programa Simulight.

A avaliação estática se refere a análise do perfil de tensão da rede, conectada ao sistema principal, considerando o aumento da penetração da GD.

Por outro lado, a avaliação dinâmica concerne a análise do comportamento do sistema face à aplicação de perturbações, como curtos-circuitos e situações de ilhamento da rede. As avaliações abrangem a estabilidade angular, de tensão e de frequência.

As análises de desempenho desenvolvidas foram baseadas nos critérios estabelecidos pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), estabelecidos pela ANEEL [4].

### 1.3 Organização do Trabalho

Este trabalho está dividido em seis capítulos.

No Capítulo II, são apresentadas as principais considerações a respeito da Geração Distribuída, como tecnologias utilizadas e impactos às redes de distribuição.

No Capítulo III, são apresentados os fundamentos e modelos utilizados, neste trabalho, para a realização das análises e simulação da rede elétrica de 33 barras.

No Capítulo IV, é apresentado, o *software* Simulight, assim como conceitos básicos para sua utilização.

No Capítulo V, são apresentados e discutidos, os resultados estáticos e dinâmicos obtidos a partir das simulações.

Por fim, no Capítulo VI, são debatidas, as conclusões relativas ao trabalho desenvolvido.

## **CAPÍTULO 2**

### **GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

#### **2.1. Introdução**

Este capítulo abrangerá uma visão geral sobre a Geração Distribuída, seus impactos sobre a rede de distribuição, a possibilidade de operação em modo ilhado e os critérios de frequência e tensão estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST.

#### **2.2. Geração Distribuída**

Os termos Geração Distribuída ou Geradores Distribuídos, geralmente, se referem a pequenas unidades de geração de energia elétrica, conectadas diretamente ao sistema elétrico de distribuição, ou através de instalações de consumidores, com o objetivo de atender à demanda de energia de determinada carga. Tais geradores normalmente possuem baixa capacidade, variando desde alguns quilowatts até dezenas de megawatts [5].

Até o presente, não existe definição universal para o termo Geração Distribuída. Entretanto, alguns pontos em comum entre a maior parte das GDs espalhadas pelo mundo podem ser listados [1]:

- não são centralmente planejadas;
- não são centralmente despachadas;
- possuem capacidade inferior a 50-100MW;
- encontram-se conectadas ao sistema de distribuição.

Considera-se o sistema de distribuição, as redes onde os consumidores estão diretamente conectados e que possuem, tipicamente, tensões entre 230/400V e 145kV [1]. De acordo com o art. 1º do Decreto nº 97.280, de 16 de dezembro de 1988, as tensões nominais, no Brasil, são padronizadas da seguinte maneira:

- distribuição primária em redes públicas: 34,5 e 13,8KV;
- distribuição secundária em redes públicas: 380/220 e 220/127V, em redes trifásicas; 440/220 e 254/127V, em redes monofásicas.

A ausência de uma definição única para o termo Geração Distribuída pode ser justificada pelo fato de que os sistemas de energia elétrica dos países são diferentes entre si. Cada um possui suas próprias particularidades tecnológicas e legislativas, bem como diferentes interesses econômicos, políticos e ambientais. Ou seja, considerando a unicidade de cada sistema, faz-se necessária a criação de definições e condições de operação que atendam às especificidades de cada uma dessas redes.

No que tange as tecnologias dos geradores distribuídos, nota-se a presença de certa variedade de tipos de geradores, abrangendo desde tecnologias consolidadas, como unidades de cogeração de energia, até outras mais recentes, como geradores eólicos e fotovoltaicos. Espera-se ainda que, no futuro, algumas das atuais “tecnologias emergentes”, como células à combustível, conquistem maior nível de penetração no sistema [1].

O Brasil, apesar de se encontrar consideravelmente atrasado em relação a países desenvolvidos como Estados Unidos e alguns da Europa, deu largos passos em relação à diversificação de sua matriz energética. Incentivos recentes às energias renováveis, regulamentação da GD e adaptação gradativa das distribuidoras ao novo cenário dos sistemas de energia mostram que a Geração Distribuída se tornará cada vez mais presente na realidade do setor elétrico brasileiro.

## 2.3.Principais Tecnologias

### 2.3.1 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)

Segundo a Resolução N° 652, de 09 de dezembro de 2003, da ANEEL [6], uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) é um empreendimento hidrelétrico destinado à produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma de energia elétrica, cuja área do reservatório é menor que 3 km<sup>2</sup> e sua potência está compreendida entre 1.000 kW e 30.000 kW.

A operação de pequenas e médias unidades de geração hidrelétrica em paralelo com o sistema de distribuição é bem conhecida. Por outro lado, a baixa capacidade de armazenamento de tais esquemas pode resultar em forte variação na disponibilidade de recursos e, conseqüentemente, na potência gerada. O índice de chuvas e as características da área do reservatório são outros fatores que podem agravar ou melhorar a situação [1].

Apesar disto, as PCHs são boas alternativas energéticas, uma vez que aproveitam o potencial hídrico brasileiro, causando impactos ambientais muito menos agressivos que aqueles originados pela instalação de grandes usinas. As PCHs possibilitam, ainda, o melhor atendimento às necessidades de cargas de pequenos centros urbanos e regiões rurais.

De acordo com o BIG (Banco de Informações de Geração) da ANEEL [7], o cenário atual das PCHs é o seguinte:

Tabela 2.1: Status das PCHs no Brasil.

<b>Status do empreendimento</b>	<b>Quantidade de Empreendimentos</b>	<b>Potência Outorgada (kW)</b>
Em operação	462	4.636.436
Em construção	30	330.013
Outorgado	141	1.936.016

Fonte: BIG, 2014.

Na atual configuração, 3,64% da energia produzida no Brasil provém de PCHs [7].

### 2.3.2 Eólica

Denomina-se energia eólica, a energia cinética contida nas massas de ar em movimento. Dessa forma, uma turbina eólica opera utilizando a energia cinética oriunda do vento que flui através de seu rotor [1].

A energia proveniente de empreendimentos eólicos possui várias vantagens, entre elas: é renovável, encontra-se em estágio de maturidade tecnológica, não requer combustível para a sua operação e possui impactos ambientais reduzidos, devido a não emissão de gases nocivos para a atmosfera.

Os parques eólicos são instalados em regiões submetidas a ventos com alta velocidade média anual, o que pode ser encontrado em diferentes condições topográficas, por exemplo, zonas costeiras (áreas de praia) ou campo aberto (áreas planas) [5, 8].

Apesar da maturidade da geração eólica, sua aplicação às GDs possui ainda um campo vasto de estudos. Pontos cruciais precisam ser solucionados, como: localização geralmente afastada de centros de consumo, intermitência da fonte de primária, custo dos equipamentos em relação à capacidade unitária, entre outros [5].

Segundo dados fornecidos pelo BIG, a geração eólica fornece hoje 1,74% da energia elétrica brasileira. Segue abaixo a realidade atual da energia eólica e as expectativas em relação à esta fonte:

Tabela 2.2: Status dos geração eólica no Brasil.

<b>Status do empreendimento</b>	<b>Quantidade de Empreendimentos</b>	<b>Potência Outorgada (kW)</b>
Em operação	108	2.201.769
Em construção	91	2.290.674
Outorgado	202	5.446.625

Fonte: BIG, 2014.

### 2.3.3 Solar

A conversão direta da energia solar em energia elétrica ocorre pelos efeitos da radiação (calor e luz) sobre determinados materiais, particularmente, os semicondutores. No efeito fotovoltaico, os fótons contidos na luz solar são convertidos em energia elétrica através de células solares [8].

A geração fotovoltaica é uma tecnologia bem estabelecida no que concerne o fornecimento de energia a localidades afastadas das redes de distribuição. No campo das GDs, a geração fotovoltaica possui forte potencial. Atualmente, ela vem sendo considerada como uma das maneiras mais interessantes de atender a cargas conectadas às redes de distribuição. Contudo, espera-se que sua atratividade econômica aumente nos próximos anos [5].

Um dos maiores interesses atuais, em relação à tecnologia, está focado na incorporação de módulos fotovoltaicos à estrutura dos prédios, de maneira a reduzir custos e a necessidade de espaço para suas instalações. Diretamente conectadas aos circuitos dos consumidores e à rede de distribuição, estas unidades estariam de fato embarcadas a um grande número de residências e prédios comerciais [1].

A energia solar é uma fonte inesgotável de energia e incorpora vantagens como: não poluir o ambiente, não possuir restrições geográficas, além de ser altamente conveniente. Entre os desafios enfrentados pela geração fotovoltaica está: a redução de custos, baixa densidade energética, variação na incidência de radiação no decorrer do dia, entre outros [1, 5].

Encontram-se nas regiões Norte e Nordeste do Brasil, muitas comunidades isoladas da rede de energia elétrica que utilizam a geração fotovoltaica para suprir suas necessidades energéticas. Apesar de estarem instalados no Brasil 45 empreendimentos fotovoltaicos, este tipo de energia fornece apenas 8.923kW, o que corresponde a 0,0039% da energia gerada [8].

#### 2.3.4 Biomassa

Biomassa é qualquer matéria orgânica que pode ser transformada em energia mecânica, elétrica ou térmica. De acordo com sua origem, pode ser: florestal (madeira, principalmente), agrícola (soja, arroz, cana-de-açúcar, entre outras), ou proveniente de rejeitos urbanos e industriais. Do ponto de vista energético, para fins de outorga de empreendimentos do setor elétrico, biomassa é todo recurso renovável oriundo de matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) que pode ser utilizada na produção de energia [8].

A biomassa é uma das fontes de energia com maior potencial de crescimento nos próximos anos. Tanto no mercado internacional quanto no interno, ela é considerada uma das principais alternativas para a diversificação da matriz energética e a consequente redução da dependência dos combustíveis fósseis. Dela é possível obter energia elétrica e biocombustíveis, como o biodiesel e o etanol, cujo consumo é crescente em substituição a derivados de petróleo como o óleo diesel e a gasolina [8]. Segundo o BIG, o Brasil possui 475 usinas termelétricas que utilizam biomassa e geram 11.407.712 kW, o que corresponde 8,48% da energia gerada no Brasil.

Uma das principais vantagens da biomassa é que, embora de eficiência reduzida, seu aproveitamento pode ser feito diretamente, por intermédio da combustão em fornos, caldeiras etc. Para aumentar a eficiência do processo e reduzir impactos socioambientais, tem-se desenvolvido e aperfeiçoado tecnologias de conversão mais eficientes, como a gaseificação e a pirólise, também sendo comum a cogeração em sistemas que utilizam a biomassa como fonte energética. A biomassa vem sendo cada vez mais utilizada na geração de eletricidade, principalmente, em sistemas de cogeração e no suprimento de eletricidade para demandas isoladas da rede elétrica.

### 2.3.5 Cogeração

Baseando-se na produção simultânea de potência elétrica e calor sob forma de vapor, a cogeração é a tecnologia de GD com maior participação nas redes de distribuição, ultrapassando 40% da potência instalada em países como Holanda e Finlândia [1, 9].

Atualmente, a cogeração é a tecnologia de Geração Distribuída com maior eficiência energética (em média 70%, podendo chegar a até 85%). Em certos casos, é possível utilizar metade do gás natural que se usaria em uma central de grande porte para produzir a mesma energia. A alta eficiência traz ainda outro atrativo, a diminuição de impactos ambientais, propiciando redução na emissão de CO<sub>2</sub> para a atmosfera [1, 9].

Geralmente, a potência elétrica é consumida na própria instalação onde a GD está instalada. Entretanto, podem ocorrer intercâmbios de potência entre a unidade de GD e o sistema de distribuição, no caso da produção de energia elétrica ser maior ou menor que o consumo interno. O calor gerado pode ser usado tanto para processos industriais, quanto para suprir a demanda de aquecimento local ou, de maneira alternativa, pode ser transportado e utilizado para realizar o aquecimento de outras instalações [1].

De acordo com o BIG, a situação das termelétricas com cogeração, no Brasil, é a seguinte:

Tabela 2.3: Status dos empreendimentos de cogeração no Brasil.

<b>Status do empreendimento</b>	<b>Quantidade de Empreendimentos</b>	<b>Potência Outorgada (kW)</b>
Em operação	73	2.599.747
Em construção	2	13.158
Outorgado	7	34.291

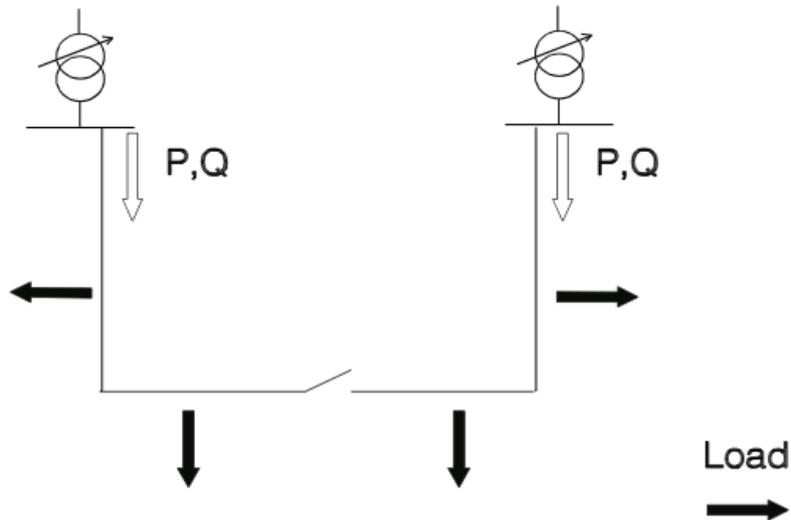
Fonte: BIG, 2014.

## 2.4 Impacto da inserção de GD às redes de distribuição

### 2.4.1 Fluxo de Potência

Os sistemas de distribuição modernos são radiais, ou seja, foram projetados para receber a energia elétrica proveniente das grandes centrais de geração e distribuí-la para os consumidores. Dessa maneira, os fluxos de potência ativa (P) e reativa (Q) em sistemas de distribuição convencionais sempre foram unidirecionais, ocorrendo do maior nível de tensão para o menor:

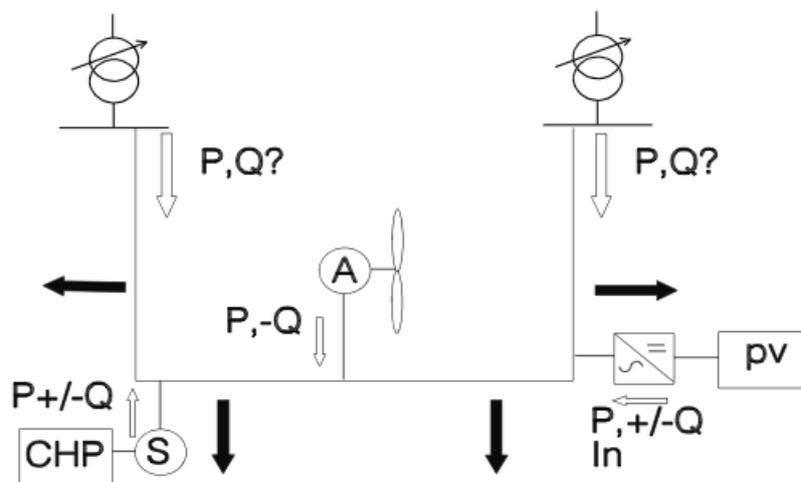
Figura 2.1: Sistema de Distribuição Tradicional.



Fonte: Jenkins, 2000.

Por outro lado, com o aumento da penetração da Geração Distribuída, o fluxo de potência pode se inverter, causando alterações nos níveis de tensão, correntes de curto-circuito, estabilidade e no modo de operação (possibilidade de ilhamento). Nessa nova configuração, onde o fluxo torna-se bidirecional, a rede de distribuição deixa de ser um circuito passivo com a finalidade de levar potência às cargas para se tornar um sistema ativo, com fluxos de potências e tensões determinados tanto pela geração quanto pela carga [1]:

Figura 2.2: Rede de distribuição com GD.



Fonte: Jenkins, 2000.

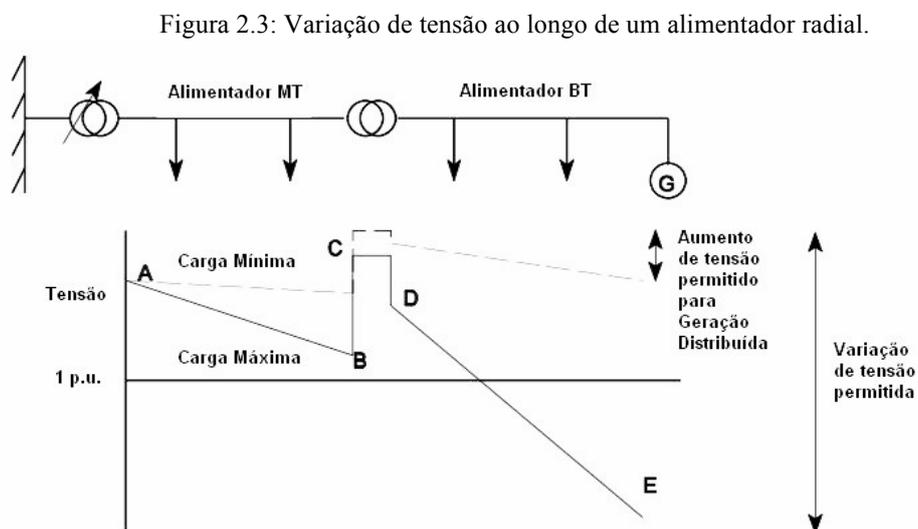
Assim, a potência que flui através dos circuitos pode assumir ambas as direções, dependendo das magnitudes relativas das potências ativa e reativa das cargas comparadas às potências injetadas pelos geradores e às perdas do sistema.

Essa nova configuração implica em importantes consequências técnicas e econômicas para os sistemas de potência, o que levou muitos países a adotarem suas próprias regras no que concerne a geração distribuída. Em geral, a abordagem adotada é a de assegurar que a GD não reduzirá a qualidade do fornecimento de energia aos consumidores e de considerar os geradores como uma “carga negativa” [1].

#### 2.4.2 Níveis de Tensão

Um dos maiores compromissos das distribuidoras de energia é o de entregar níveis adequados de tensão a seus consumidores. Esse requerimento determina, muitas vezes, o projeto e o custo dos circuitos de distribuição [1]. Os níveis de tensão aceitos por cada país variam. No Brasil, tais valores são definidos pelo Módulo 8 do PRODIST.

É sabido que, nos cenários de carga leve, as tensões nas barras do sistema tendem a aumentar, enquanto que nos cenários de carga pesada, tendem a diminuir. Grande parte das distribuidoras costuma realizar o ajuste de tap dos transformadores localizados nas subestações, com o objetivo de manter as tensões entregues aos consumidores em níveis adequados, durante os diferentes cenários de carga e geração. O perfil de tensão ao longo de um alimentador radial é mostrado na Figura 2.3.



Fonte: Jenkins, 2000.

A – Tensão constante devido à variação de tap do transformador da rede de distribuição;

A-B – Queda de tensão devido à carga no Alimentador em MT;

B-C – Aumento no valor da tensão devido à variação de tap do transformador MT/BT;

C-D – Queda de tensão no transformador MT/BT;

D-E – Queda de tensão no alimentador em BT.

De acordo com a Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição, desenvolvida pela ANEEL [10], os níveis de tensão encontrados na rede de distribuição são assim definidos:

- Baixa tensão de distribuição (BT): tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1kV;
- Média tensão de distribuição (MT): tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1kV e inferior a 69kV;
- Alta tensão de distribuição (AT): tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou superior a 69kV e inferior a 230kV, ou instalações em tensão igual ou superior a 230kV quando especificamente definidas pela ANEEL.

Com a introdução de GD nas redes de distribuição, o fluxo através do circuito irá se alterar e, conseqüentemente, o perfil de tensão seguirá a mesma tendência. Na nova configuração, o caso mais grave é aquele onde a carga é mínima e o fluxo de potência reativa (Q) fornecido pela GD deve retornar à fonte. Em alguns casos, tal problema pode ser solucionado ao reverter o fluxo de potência reativa através da utilização de geradores de indução, ou sub-excitando-se a máquina síncrona, operando com o fator de potência adiantado [1].

Estudos detalhados vem sendo desenvolvidos e soluções sendo propostas, com o objetivo de reduzir os potenciais efeitos negativos da introdução de GDs nas redes de distribuição. Em certos países, regras simples são utilizadas para indicar a capacidade máxima de GD que pode ser conectada a diferentes pontos de distribuição do sistema. Tais regras tendem a ser bastante restritivas e, muitas vezes, cálculos mais detalhados mostram que uma potência maior poderia ser conectada sem maiores dificuldades [1].

### 2.4.3 Níveis de curto-circuito

A inserção da GD às redes proporciona elevação nos níveis de curto-circuito do sistema de distribuição. O valor da corrente de curto-circuito não depende das cargas de uma instalação, mas apenas da fonte. Assim, as GDs conectadas à rede de distribuição contribuem para o aumento desta corrente, que é determinada pela f.e.m dos geradores e a impedância entre os geradores e o ponto de curto. Dessa maneira, é possível que uma indústria de pequeno porte instalada próximo a uma grande SE (subestação) necessite de disjuntores de maior capacidade de interrupção que uma indústria de maior porte, situada a uma maior distância da SE [11].

### 2.4.4 Estabilidade

Nos próximos anos, esperam-se que muitas unidades de GD sejam conectadas à rede de distribuição. A diversidade tecnológica dessas unidades geradoras é imensa e, muitas delas, divergem expressivamente daquela utilizada nos geradores síncronos convencionais. Outro ponto que as diferencia é a escala reduzida que os novos geradores, geralmente, apresentam.

O impacto da geração distribuída na estabilidade do sistema pode ser negligenciado quando sua penetração é baixa. Entretanto, à medida que o nível de penetração aumenta, a GD pode começar a influenciar o comportamento dinâmico do sistema como um todo [12]. De acordo com [13], uma GD pode aumentar a estabilidade de um sistema se tecnologias e localizações adequadas forem selecionadas.

Estudos realizados em [13] mostram resultados sobre impactos nas diferentes categorias de estabilidade:

- Estabilidade a pequenas perturbações: a utilização da geração distribuída melhora o amortecimento dos modos eletromecânicos e aumenta levemente sua frequência;
- Estabilidade transitória: o desvio máximo potência-ângulo entre os geradores diminui com o aumento da penetração da GD.
- Com o aumento da penetração da GD, a resposta da frequência mostra um comportamento mais rápido, com aumento no desvio máximo de frequência.
- O perfil de tensão nos terminais de carga mostra uma melhora devido ao uso de fontes ativas de GD próxima às extremidades dos alimentadores.

Entretanto, para que os benefícios proporcionados pelas GDs sejam maximizados, é necessário aumentar a margem de estabilidade individual dos geradores, de forma a assegurar a operação contínua e confiável da GD e contribuir efetivamente para a estabilidade global da rede.

#### 2.4.5 Qualidade da Energia

Unidades de GD inseridas em locais específicos podem aumentar a capacidade de fornecimento de um alimentador. Contudo, segundo padrões definidos em [14], o incremento nos limites de fornecimento não resultam, necessariamente, em melhoria na qualidade da energia.

Uma GD causa impactos positivos na qualidade de serviço (duração e frequência das interrupções) quando proporciona a redução da quantidade ou da duração de interrupções sustentadas, podendo ainda melhorar a confiabilidade do sistema para seu proprietário e reduzir a severidade dos afundamentos de tensão nas barras próximas aos geradores distribuídos [14]. Geradores diretamente conectados à rede podem diminuir a impedância harmônica do sistema de distribuição e, assim, reduzir sua tensão harmônica, contribuindo para a melhoria na qualidade da energia [1].

Por outro lado, alguns esquemas de GD podem causar variações transitórias na tensão da rede, caso ocorram variações de corrente muito elevadas durante a conexão ou desconexão dos geradores. Esquemas de geração distribuída mal modelados ou especificados, com interfaces eletrônicas entre a rede e a GD, podem injetar correntes harmônicas que induzirão distorções inaceitáveis na tensão da rede. Similarmente, a desconexão de geradores, operando à plena carga, pode resultar em quedas significativas de tensão. Nos casos acima, a inserção da geração distribuída compromete a qualidade da energia.

Dessa forma, uma concessionária não pode assumir automaticamente que a introdução de geradores distribuídos à rede irá melhorar a qualidade da energia. Pelo contrário, muitos estudos devem ser desenvolvidos, com o objetivo de conhecer melhor a carga, o sistema e assegurar que, ao introduzir a GD, o grau de confiabilidade do sistema não será comprometido para o resto dos consumidores.

#### 2.4.6 Proteção

Diferentes aspectos de proteção devem ser considerados no âmbito das GDs [1]:

- Proteção do gerador distribuído contra falhas internas;
- Proteção da rede de distribuição contra correntes de falta produzidas pelo gerador;
- Proteção contra ilhamento;
- Impacto da geração distribuída na proteção existente do sistema de distribuição.

O problema de proteção do gerador contra falhas internas é de simples resolução, uma vez que as técnicas de proteção existentes atualmente são geralmente adequadas. Por outro lado, a proteção da rede contra correntes de falta produzidas pelo gerador distribuído é mais complicada, assim como a proteção contra ilhamentos, que é um ponto importantíssimo no que tange as GDs, haja vista que as consequências de um ilhamento indevido podem ser gravíssimas [1].

A variação nos níveis de curto-circuito proporcionadas por uma GD pode afetar a operação da proteção já existente na rede, ao fornecer contribuições de corrente de falta que não eram esperadas pela proteção planejada originalmente [1]. Chaveamentos na rede, partidas de motores elétricos, curtos-circuitos e ligamento de fontes de GD fora da velocidade síncrona, podem proporcionar afundamentos de tensão e resultar em mau funcionamento dos sistemas de proteção, especialmente daqueles baseados em microprocessadores [15].

#### 2.5 Ilhamento

Uma das grandes vantagens da introdução de GDs às redes elétricas por todo mundo é a possibilidade de operar no modo ilhado. A operação de parcelas do sistema em microrredes aumenta sua confiabilidade. Durante interrupções no fornecimento de energia, programadas ou fortuitas, unidades de GD podem manter o fornecimento de energia às cargas conectadas a um ou mais alimentadores de uma subestação [1,16].

Segundo [16], define-se ilhamento como o modo de operação onde parte do SEP (Sistema Elétrico de Potência), eletricamente isolada do resto do sistema, se mantém energizada por uma ou mais unidades de GD, podendo este ser intencional ou não.

Para que a operação em modo ilhado seja permitida, diversas condições devem ser atendidas. Concessionárias, como a BC Hydro no Canadá, desenvolveram seus próprios manuais contendo regras específicas para permitir a criação de microrredes. Dentre outras normas, a BC Hydro estabelece o critério *two-to-one*, que determina que um ilhamento só é possível se as unidades de GD disponíveis forem capazes de gerar duas vezes mais energia que a demanda mínima anual (MVA) [16].

O sistema ilhado deve ser projetado para prover potências ativa e reativa, de acordo com as necessidades da microrrede. Ele deve, ainda, estar apto a regular tensão e frequência em níveis adequados. Equipamentos de monitoração e controle devem ser utilizados para controlar a operação em microrrede e possibilitar a transição do modo normal para o modo ilhado, e vice-versa.

Sistemas ilhados operando fora dos critérios estabelecidos pelas concessionárias apresentam grande risco. Os ilhamentos não-intencionais podem causar danos aos equipamentos, problemas em relação à segurança e ao atendimento das necessidades dos consumidores, entregando energia fora dos padrões desejados. Por essas razões, as concessionárias preferem evitar a operação ilhada, como uma maneira de proteger a integridade do sistema e das pessoas envolvidas com sua operação [17].

## 2.6 PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da Energia.

### 2.6.1 Frequência

O PRODIST define que, em condições normais de operação e em regime permanente, o sistema de distribuição e as instalações conectadas a ele devem operar dentro dos intervalos de 59,9Hz e 60,1Hz. Em casos de distúrbio, a frequência não pode exceder 66Hz, nem ser inferior a 56,5Hz. Além disso, as instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a frequência volte para a faixa de 59,5Hz e 60,5Hz, de maneira a permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.

### 2.6.2 Tensão

O PRODIST classifica a tensão de atendimento em três categorias:

Tabela 2.4: Ponto de Conexão em tensão nominal maior que 1kV e 69kV.

<b>Categoria</b>	<b>Faixa de tensão (pu em relação ao valor nominal)</b>
Adequada	$0,93 \leq V \leq 1,05$
Precária	$0,90 \leq V \leq 0,93$
Crítica	$V < 0,90$ ou $V > 1,05$

Fonte: PRODIST, 2008.

O PRODIST não estabelece padrões mínimos de desempenho para as variações momentâneas de tensão. Contudo, classifica três fenômenos distintos referentes a tais variações:

Tabela 2.5: Classificação das variações momentâneas de tensão.

Classificação	Denominação	Duração da variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação a tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão (IMT)	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u.
	Afundamento Momentâneo de Tensão (AMT)	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u.
	Elevação Momentânea de Tensão (EMT)	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u.

Fonte: PRODIST, 2008.

No próximo capítulo serão apresentados os modelos do gerador e dos reguladores de tensão e velocidade utilizados, bem como fundamentos de fluxo de potência e estabilidade dos SEPs.

## CAPÍTULO 3

### MODELOS E FUNDAMENTOS

#### 3.1 Introdução

A análise da estabilidade de um SEP, sob determinadas condições de operação, é um problema dinâmico que requer modelagens elaboradas dos componentes do sistema. Existem diversos modelos passíveis de serem utilizados, dependendo do problema que deseja ser investigado. Cada um se baseia em diferentes equações diferenciais, com vários níveis de simplificação e com o objetivo de determinar a resposta do sistema no domínio do tempo [18].

Além dos modelos, é necessário lançar mão de fundamentos teóricos relativos às análises estáticas e dinâmicas dos SEPs. Este capítulo apresentará, portanto, uma breve introdução ao fluxo de carga e à estabilidade dos sistemas de potência, bem como mostrará os modelos do gerador e dos reguladores utilizados para as simulações dinâmicas.

#### 3.2 Modelo do Gerador Síncrono

Geradores síncronos são máquinas utilizadas para converter potência mecânica em potência elétrica. A frequência das tensões induzidas nos enrolamentos do estator, quando uma carga é conectada, assim como de suas correntes resultantes, depende da velocidade do rotor. Assim, a frequência elétrica destas grandezas está sincronizada com a velocidade mecânica do rotor e, por esta razão, as máquinas são denominadas síncronas [19].

A frequência elétrica produzida possui a seguinte relação com a velocidade do rotor:

$$f_e = \frac{n_m P}{120} \quad (\text{Equação 3.1})$$

Onde:

$f_e$  – frequência elétrica;

$n_m$  – velocidade do rotor;

P – número de polos da máquina.

Os geradores síncronos devem ser capazes de manter a velocidade constante, independente da demanda de potência. Caso a máquina não seja capaz de atender a estes requisitos, a frequência do sistema irá variar. As potências ativa e reativa de saída seguem as seguintes equações:

$$P_{\text{out}} = 3V_T I_A \cos\theta \quad (\text{Equação 3.2})$$

$$Q_{\text{out}} = 3V_T I_A \sin\theta \quad (\text{Equação 3.3})$$

Onde:

$V_T$  – tensão terminal do gerador;

$I_A$  – corrente armadura;

$\theta$  – ângulo entre  $V_T$  e  $I_A$ .

O desbalanço entre potência elétrica e potência mecânica age diretamente sobre o rotor do gerador, causando aceleração ou desaceleração e afetando a potência entregue pela máquina. O modelo mais simples do movimento do rotor é baseado na Lei de Newton para o movimento circular de um corpo rígido e pode ser representado pelas equações (3.4) e (3.5):

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - K_D \omega) \quad (\text{Equação 3.4})$$

$$\frac{d\delta}{dt} = 2\pi f (\omega_o - \omega) \quad (\text{Equação 3.5})$$

$T_m$  - torque mecânico produzido pela turbina;

$T_e$  - torque elétrico da máquina;

$K_D$  - constante de amortecimento;

$H$  – constante de inércia da máquina em MW.s/MVA;

$\omega_o$  – velocidade síncrona do sistema em rad/s.

Para representar a máquina síncrona, utilizou-se o modelo 4 definido em [18], o qual considera os efeitos dos enrolamentos amortecedores. Este modelo é adequado para representar máquinas síncronas de polos salientes. Neste trabalho, utilizaram-se parâmetros típicos de uma máquina térmica:

$H = 1.27$  – inércia do rotor em segundos;  
 $D = 0$  – coeficiente de amortecimento: ;  
 $S_{base} = 5.3$  – potência nominal em MVA;  
 $Unids = 1$  – número de máquinas ligadas ao barramento;  
 $r = 0$  – resistência do estator em % ( $R_a$ );  
 $x_d = 127.4$  – reatância síncrona no eixo-d em %;  
 $x_q = 70.2$  – reatância síncrona no eixo-q em %;  
 $x_{ld} = 37.79$  – reatância transitória no eixo-d em %;  
 $x_{lld} = 20.21$  – reatância subtransitória no eixo-d em %;  
 $x_{llq} = 20.21$  – reatância subtransitória no eixo-q em %;  
 $T_{ldo} = 4.85$  – tempo transitório em circuito aberto no eixo-d em segundos;  
 $T_{lldo} = 0.06$  – tempo subtransitório em circuito aberto no eixo-d em segundos;  
 $T_{llqo} = 0.065$  – tempo subtransitório em circuito aberto no eixo-q em segundos.

Em [18], podem-se obter maiores detalhes sobre o equacionamento do modelo.

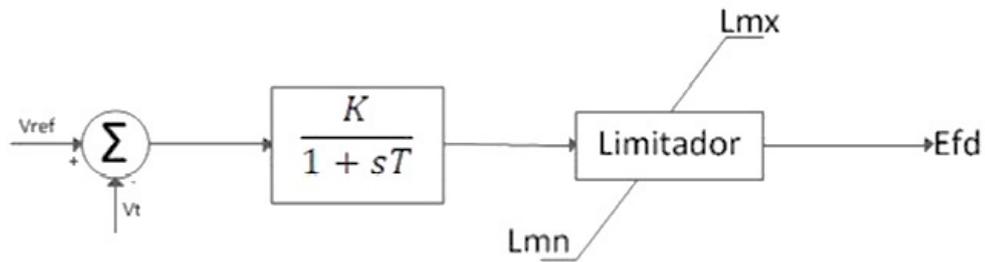
### 3.3 Modelo dos Reguladores

Para a operação satisfatória dos SEPs, a frequência e a tensão da rede devem se manter aproximadamente constantes [19]. Segundo recomendações em [16] e [17], a operação em microrredes é permitida apenas em casos onde o sistema da GD seja capaz de regular tensão e frequência, respeitando os limites estabelecidos em cada país. Desta maneira, foram utilizados reguladores de tensão e velocidade, com o objetivo de melhorar a estabilidade do sistema e de torná-lo menos susceptível a variações de carga.

#### 3.3.1 Regulador de Tensão

Neste trabalho, utilizou-se um regulador de tensão de primeira ordem, o qual se encontra disponível na biblioteca de modelos do *software* Simulight. O modelo está representado na Figura 3.1.

Figura 3.1: Diagrama do regulador de tensão de primeira ordem.



Onde:

$K$  – Ganho do regulador;

$T$  – Constante de tempo do regulador;

$V_t$  – Tensão terminal do gerador;

$V_{ref}$  – Valor da tensão de referência;

$L_{mn}$  – Limite mínimo da tensão de campo;

$L_{mx}$  – Limite máximo da tensão de campo;

$E_{fd}$  – Tensão de excitação.

E foram utilizados os seguintes parâmetros:

$$K = 40$$

$$T = 0.04$$

$$L_{mn} = -1$$

$$L_{mx} = 15$$

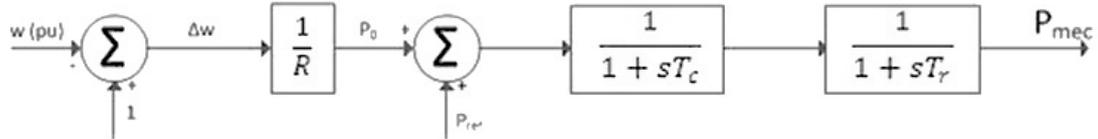
$$V_{ref} = 1$$

### 3.3.2 Regulador de Frequência

Assim como o regulador de tensão, o regulador de velocidade pode ser encontrado na biblioteca do Simulight. O modelo utilizado realiza apenas a regulação primária, o qual é feita através da variação da potência ativa das máquinas.

A modelagem utilizada é apresentada na Figura 3.2.

Figura 3.2: Diagrama do regulador de velocidade.



Onde os parâmetros utilizados, foram:

$$R = 1$$

$$T_c = 0.01$$

$$T_r = 1$$

$$P_{ref} = 1$$

### 3.4 Fluxo de Carga

O cálculo do fluxo de carga, ou fluxo de potência, em uma rede de energia elétrica consiste essencialmente na determinação do estado da rede, da distribuição dos fluxos e de outras grandezas de interesse. É utilizado nos casos onde as variações no tempo são suficientemente lentas para que se possam ignorar os efeitos transitórios [20].

O problema do fluxo de carga é formulado por um sistema de equações e inequações algébricas não-lineares que correspondem, respectivamente, às Leis de Kirchhoff e a um conjunto de restrições operacionais da rede elétrica e de seus componentes. Na formulação básica do problema, a cada barra da rede são associadas quatro variáveis:

$V_k$  – magnitude da tensão nodal (barra k);

$\theta_k$  – ângulo da tensão nodal;

$P_k$  – geração líquida (geração menos carga) de potência ativa;

$Q_k$  – injeção líquida de potência reativa.

Onde duas delas são conhecidas e duas, incógnitas. De acordo com os dados conhecidos, definem-se três tipos de barras:

- a) PQ – barras de carga, P e Q são conhecidos;
- b) PV – barras de geração, P e V são conhecidos;
- c) V $\theta$  – barras de referência, V e  $\theta$  são conhecidos.

O conjunto de equações do problema de fluxo de carga é formado por duas equações para cada barra, cada uma delas representando o fato de as potências ativas e reativas injetadas em uma barra sejam iguais à soma dos fluxos correspondentes que deixam a barra através de linhas de transmissão e transformadores, o que pode ser matematicamente expresso por [20]:

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (\text{Equação 3.6})$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (\text{Equação 3.7})$$

Onde:

$k = 1 \dots NB$ , sendo NB o número de barras da rede;

$\Omega_k$  – conjunto de barras vizinhas da barra k;

$V_k, V_m$  – magnitudes das tensões das barras terminais do ramo k – m;

$\theta_k, \theta_m$  – ângulos das tensões das barras terminais do ramo k – m;

$P_{km}$  – fluxo de potência ativa no ramo k – m;

$Q_{km}$  – fluxo de potência reativa no ramo k – m;

$Q_k^{sh}$  – componente da injeção de potência reativa devido ao elemento *shunt* da barra k.

Para a solução do fluxo de carga, diversos métodos podem ser utilizados. Neste trabalho, empregou-se o *software* Simulight, que obtém a solução do fluxo através do método Newton-Raphson, o qual pode ser melhor observado em [21]. O sistema foi considerado trifásico equilibrado e, portanto, utilizou-se a representação monofásica baseada na rede de sequência positiva.

### 3.5 Estabilidade

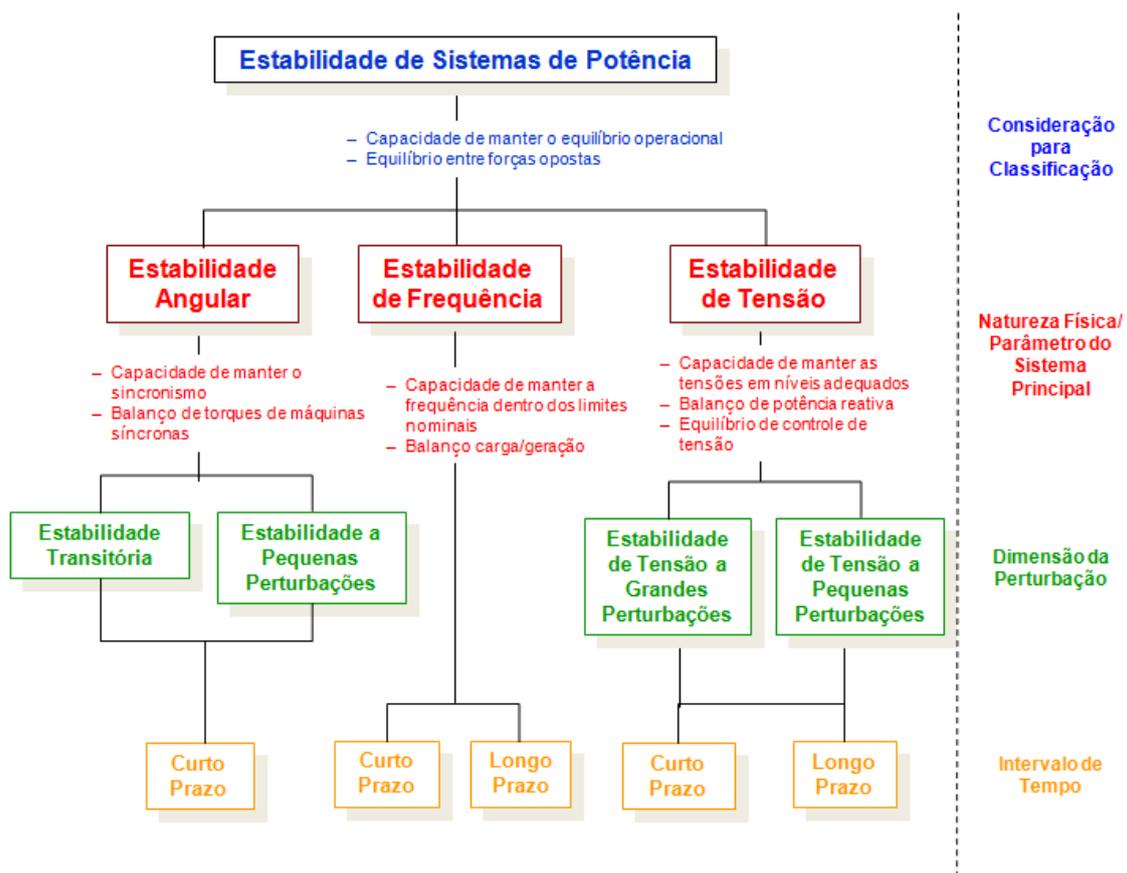
#### 3.5.1 Estabilidade de Sistemas de Potência

De maneira geral, diz-se que a estabilidade de um sistema de potência é a capacidade de um SEP se manter em estado de equilíbrio operacional sob condições normais de operação e de recuperar o equilíbrio quando submetido a perturbações. A instabilidade em um sistema de potência pode se manifestar de várias maneiras, dependendo da configuração e do modo de operação do mesmo [19].

No modo de operação dito normal, pequenas perturbações na forma de variações de carga e geração acontecem a todo momento, entretanto, o sistema deve ser capaz de suportá-las, mantendo-se em condição de equilíbrio. É, igualmente, imprescindível que o sistema esteja apto a resistir mudanças abruptas de configuração e a distúrbios de natureza severa, como curtos-circuitos nas linhas de transmissão, perda de grandes quantidades de geração ou carga, ou perda da conexão entre dois circuitos.

Os fenômenos de estabilidade se classificam da seguinte forma:

Figura 3.3 - Classificação da Estabilidade dos Sistemas de Potência.



Fonte: Adaptado de KUNDUR, 2004.

### 3.5.2 Estabilidade Angular

A estabilidade angular se refere à habilidade das máquinas síncronas de um sistema de potência interconectado se manterem em sincronismo, após submetidas a distúrbios. Ela depende da capacidade de cada máquina do sistema manter/restaurar o equilíbrio entre os torques magnético e mecânico [22].

A estabilidade do sistema está diretamente ligada à existência de duas componentes de torque em cada máquina do sistema: a componente de torque de sincronismo, cuja insuficiência resulta em instabilidade aperiódica, e a componente de torque de amortecimento, cuja carência leva à instabilidade oscilatória.

Por conveniência, divide-se a estabilidade angular em duas categorias:

#### a) Estabilidade a Pequenas Perturbações

É a habilidade do sistema de se manter em sincronismo quando submetido a pequenas perturbações. A instabilidade pode se manifestar de duas formas: i) aumento no ângulo do rotor de maneira não-oscilatória, ou aperiódica, devido à deficiência de torque de sincronismo, ou ii) amplitude crescente das oscilações do rotor por falta de torque de amortecimento. Atualmente, na maioria dos casos, estabilidade a pequenas perturbações se refere à deficiência de torque de amortecimento, uma vez que reguladores de tensão promovem um incremento no torque de sincronismo [22].

#### b) Estabilidade Transitória

Quando duas ou mais máquinas síncronas são interconectadas, as tensões e correntes dos estatores das máquinas devem apresentar a mesma frequência, a qual deve estar sincronizada à velocidade mecânica do rotor de cada gerador. Assim, o rotor de todas as máquinas síncronas interconectadas estarão em sincronismo [19].

A estabilidade transitória se refere à habilidade do SEP se manter em sincronismo, após submetido a perturbações de natureza severa, como curtos-circuitos nas linhas de transmissão. A resposta do sistema, pós-distúrbios, envolve grandes excursões nos ângulos dos rotores dos geradores e é influenciada pela natureza não-linear da relação entre ângulo e potência [22].

Tradicionalmente, o principal problema da estabilidade está relacionado à manutenção da operação síncrona. Os SEPs dependem fortemente de geradores síncronos para a geração energia elétrica. Portanto, manter o sincronismo entre as máquinas é uma condição necessária para a operação satisfatória do sistema [19].

A estabilidade transitória depende tanto das condições de operação iniciais do SEP, quanto da severidade da perturbação. Se a separação angular entre as máquinas se mantiver entre limites estabelecidos, o sistema se mantém em sincronismo. A instabilidade, por outro lado, se manifesta geralmente durante a primeira oscilação, poucos segundos após a perturbação, devido insuficiência de torque de sincronismo.

Alguns dos fatores que influenciam na estabilidade transitória são:

- carregamento dos geradores;
- potência fornecida pelo gerador durante a falta;
- tempo de eliminação das faltas;
- reatância pós-falta do sistema;
- reatância do gerador;
- inércia do gerador;
- magnitude da tensão interna do gerador;
- magnitude da tensão do barramento infinito.

Enquanto que as ações que seguem podem ser adotadas como medidas para melhorar a estabilidade transitória [19]:

- rápida eliminação da falta;
- aumento rápido e elevado da tensão das máquinas (regulador de tensão);
- abertura monopolar;
- ação rápida do regulador de velocidade (*fast-valving* – máquinas térmica);
- uso de *braking resistors*, lâminas defletoras, etc.

### 3.5.3 Estabilidade de Tensão

Para determinada condição inicial, Estabilidade de Tensão é a habilidade do SEP manter as tensões em níveis adequados, em todas as barras do sistema, após submetido a distúrbios. Depende da habilidade do SEP de manter, ou restaurar, o equilíbrio entre demanda e

fornecimento de energia. A instabilidade pode ocorrer na forma de quedas ou elevações descontroladas nos níveis de tensão de certas barras do sistema [22].

Os problemas de controle e estabilidade de tensão não são novos nos SEPs. Em um primeiro momento, foram associados a sistemas fracos e longas linhas de transmissão. Atualmente, tais problemas de estabilidade de tensão recebem atenção especial em SEPs cada vez mais estressados, como resultado de cargas cada vez mais pesadas [19].

Possíveis efeitos da instabilidade de tensão são: perda de carga em determinada área e corte de linhas de transmissão, ou de outros elementos, devido à ação da proteção. Tais consequências levam ao encadeamento de interrupções no fornecimento de energia. A perda de sincronismo em algumas máquinas pode ser resultado destas interrupções, ou de condições onde o limite da corrente de campo é violado [22].

#### 3.5.4 Estabilidade de Frequência

Estabilidade de Frequência se refere à habilidade do SEP de manter a frequência em níveis adequados, após perturbações que resultam em desequilíbrio entre geração e carga. Depende da habilidade do SEP de manter, ou restaurar, o equilíbrio entre geração e demanda, com corte mínimo de carga. A instabilidade pode ocorrer na forma de oscilações sustentadas de frequência, levando a desligamento de unidades de geração e/ou cargas [19].

No próximo capítulo, será apresentado o *software* utilizado para a realização das simulações.

## CAPÍTULO 4

### SIMULIGHT

#### 4.1 Introdução

Simulight é um *software* nacional, que teve origem durante a crise de energia que assolou o Brasil, em 2001. A partir deste momento, ocorreu um aumento expressivo no número de Produtores Independentes de Energia (PIEs), Autoprodutores e Cogeneradores interessados em se conectar ao sistema da Light (concessionária fluminense), o que motivou a criação de um programa adaptado a nova configuração dos sistemas de energia elétrica.

Desenvolvido para realizar avaliações de desempenhos estáticos e dinâmicos de redes elétricas com presença da GD, o programa foi utilizado nas simulações desenvolvidas neste trabalho. Portanto, este capítulo apresentará o *software*, bem como indicará noções básicas para sua utilização.

#### 4.2 Simulight

O programa Simulight é um *software* para avaliação de desempenhos estáticos e dinâmicos de sistemas de energia elétrica de grande porte, compreendendo os segmentos da geração, transmissão, sub-transmissão e distribuição, com presença de GD. O programa é particularmente adequado ao estudo da resposta dos SEPs a grandes perturbações (curtos-circuitos, desligamentos de linhas de transmissão, etc.), com o objetivo de testar a manutenção do sincronismo após os distúrbios, em estudos conhecidos como “estabilidade transitória”. O programa possui, ainda, um módulo de análise em regime permanente (fluxo de potência), que pode ser utilizado de maneira independente, ou para fornecer condições iniciais para as avaliações de desempenho dinâmico [23].

O desenvolvimento do programa iniciou em 2001, através de uma parceria entre COPPE e ANEEL, e continuou a ser aperfeiçoado nos anos seguintes. Com mais de 10 anos de desenvolvimento, o *software* se encontra em estágio avançado de maturação. Em 2010, o Simulight foi comprado pela concessionária AMPLA, quando sofreu customização ao novo ambiente computacional corporativo.

O Simulight pode ser utilizado para a realização dos seguintes estudos:

- Fluxo de potência;
- Estabilidade transitória em geral;
- Rejeição de carga;
- Esforço torsional nos geradores;
- Ilhamento de áreas do sistema;
- Desempenho Dinâmico da GD;
- Ajuste da Proteção;
- Etc.

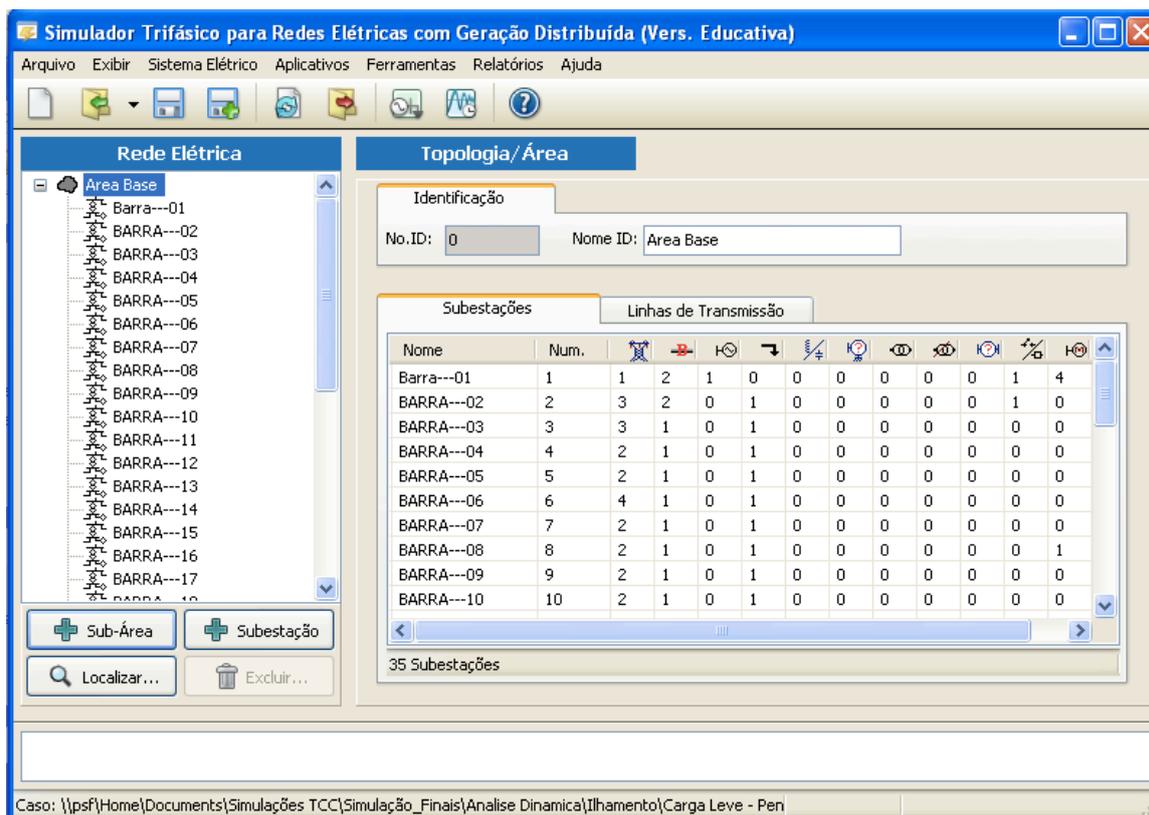
Entre as vantagens do *software*, estão:

- integração dos programas de análise estática e dinâmica em uma única interface gráfica, com acesso a um mesmo banco de dados. Esta característica resulta em ganho de produtividade e melhoria na qualidade dos resultados obtidos;
- possibilidade de realizar a modelagem trifásica dos componentes do sistema, o que permite considerar os desequilíbrios da rede, agravados pela introdução de GDs, entre outros;
- capacidade de simular diversas ilhas elétricas que surjam ou desapareçam ao longo de uma simulação no tempo, devido à atuação da proteção. Esta característica além de ser fundamental nos estudos de GD, é inovadora entre os programas de simulação existentes atualmente no mercado. A modelagem dos relés de proteção é feita no Simulight.

#### 4.3 Interface Gráfica

A interface do Simulight, Figura 4.1, foi desenvolvida no padrão Windows, o que facilita a criação de novos sistemas, a importação de modelos criados no *software* ANAREDE e as simulações. A interface é simples e intuitiva:

Figura 4.1: Interface gráfica do Simulight.



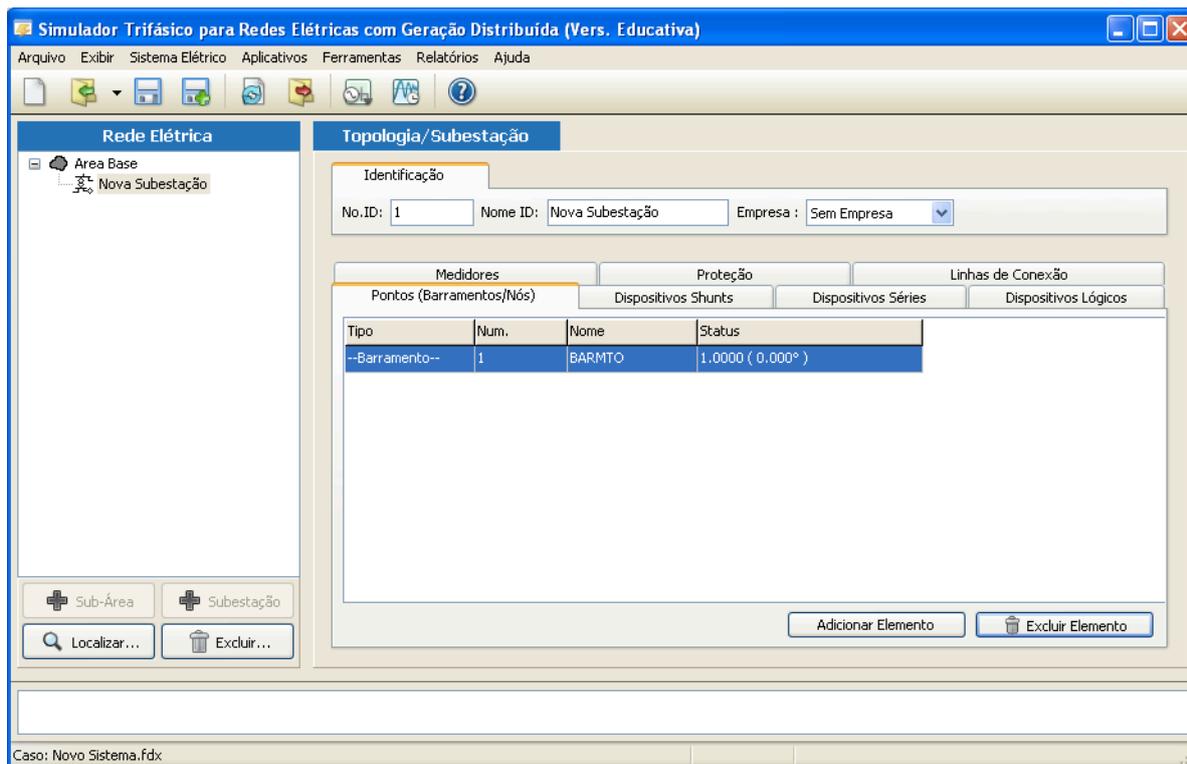
No campo esquerdo, são apresentadas as áreas, subáreas e subestações do sistema elétrico modelado. Já no campo direito, mostram-se informações sobre os componentes conectados a cada subestação e sobre as linhas de transmissão.

#### 4.4 Entrada de Dados

Os dados dos sistemas elétricos podem ser inseridos diretamente através da interface do programa, ou por meio de códigos no formato .xml.

Ao criar uma subestação, torna-se possível a introdução de novos barramentos, geradores, linhas de transmissão, etc., de acordo com as abas existentes na interface principal, conforme mostrado na Figura 4.2.

Figura 4.2: Interface principal – inserção de componentes.



As Figuras 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, 4.7 e 4.8 mostram a interface do Simulight para a inserção de dados estáticos e dinâmicos do gerador.

Figura 4.3: Introdução de um novo gerador.

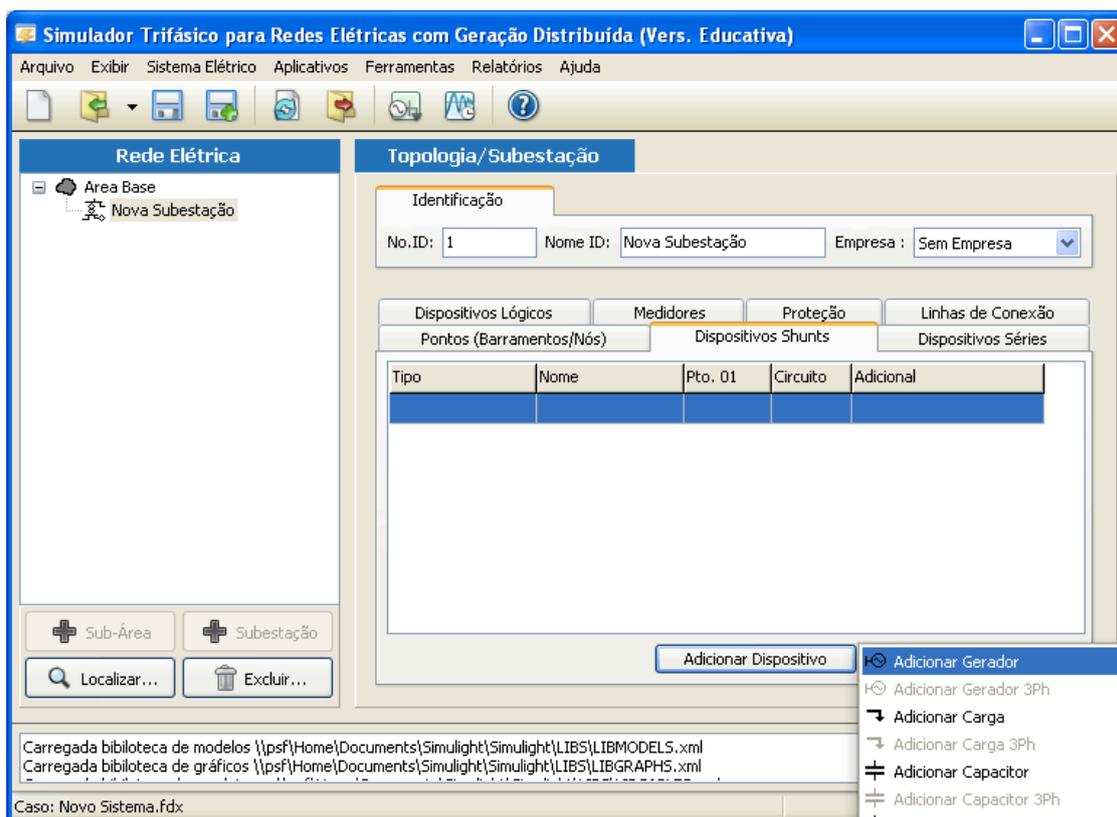


Figura 4.4: Inserção dos dados nominais do gerador.

The dialog box 'Editando Dados do Gerador' is shown with the 'Dados Elétricos' tab selected. The 'Nominiais' sub-tab is active, displaying a table with the following data:

Grandeza	Unid	Valor
Snom	MVA	100.00
Vnom	kV	13.80

Other fields in the dialog include: Nome: GD, Empresa: #EMPRESA\_1, Area: Area Base, Subestação: BARRA-GD34, Pto. Inst 01: 34 (BARRA-GD34), and Circuito: 2.

Figura 4.5: Inserção do modelo estático.

The dialog box 'Editando Dados do Gerador' is shown with the 'Dados Elétricos' tab selected. The 'Modelo Fluxo' sub-tab is active, displaying a table with the following data:

Parâmetro	Unid	Valor
P	MW	1.5603
Q	Mvar	0
Pmn	MW	-9999
Pmx	MW	9999
Qmn	Mvar	-5

The 'Tipo' dropdown is set to '(PQ) Sem. Controle'. Other fields in the dialog are the same as in Figure 4.4.

Figura 4.6: Inserção dos modelos dinâmicos.

The dialog box 'Editando Dados do Gerador' is shown with the 'Dados Elétricos' tab selected. The 'Modelo Simulação' sub-tab is active, displaying the following configuration:

- Tipo: DINÂMICO Síncrono
- Máq. Síncrona: Modelo MD02
- Reg. Tensão: Modelo 1oORD
- Reg. Velocidade: Modelo Turbina RV
- Reg. Estabilizador: Sem Reg. Estab.

Other fields in the dialog are the same as in Figure 4.4.

Figura 4.7: Inserção do modelo do gerador.

Identificação

Id ..... : MaqSincr#Mdl:IV

Parâmetro	Unid	Valor
H	seg	1.27
D	pu	0
Sbase	MVA	5.3
unids		1
r	%	0
xd	%	127.4
xq	%	70.12
xld	%	37.79
xlld	%	20.21
xllq	%	20.21

OK Cancelar

Figura 4.8: Inserção dos modelos dos reguladores.

Identificação

Id ..... : RegTensao#Mdl:1oORD

Parâmetro	Unid	Valor
K		40
T	seg	0.04
Lmn		-1
Lmx		15
Vref	pu	1

OK Cancelar

Identificação

Id ..... : CtrlVeloc#Mdl:Termo

Parâmetro	Unid	Valor
R	%	2
Tc	seg	0.01
Tr	seg	1.5
Pref	pu	1

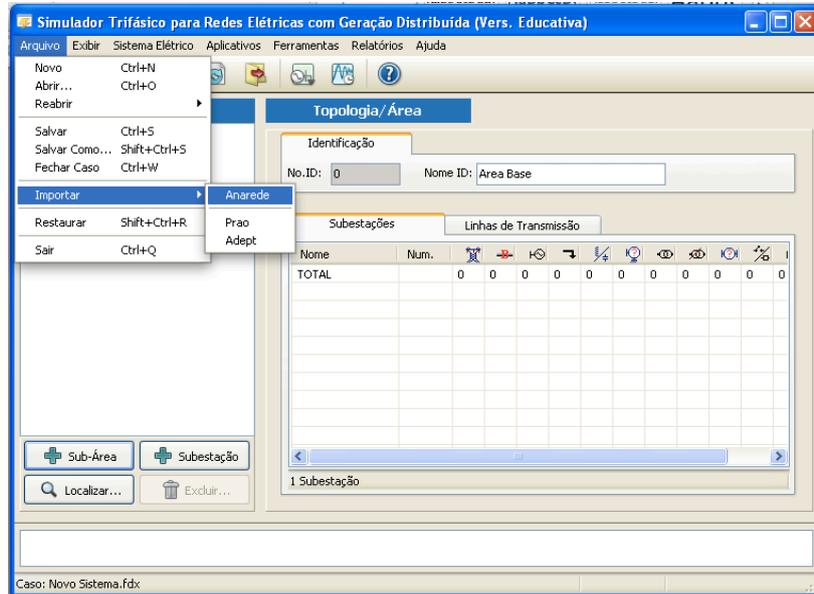
OK Cancelar

Mais informações a respeito da introdução de dados podem ser obtidas em [23].

## 4.5 Importação de Dados do ANAREDE

O Simulight permite a importação de dados de redes previamente modeladas no *software* ANAREDE de maneira simples:

Figura 4.9: Importação de dados do ANAREDE.

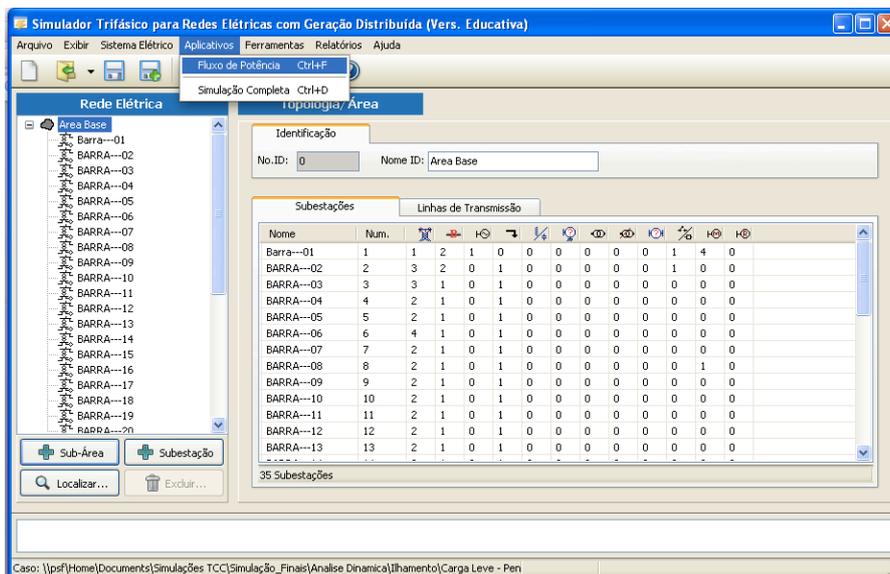


No menu Arquivo, seleciona-se a opção Importar – Anarede e os dados em .pwf são convertidos para o formato .fdx e mostrados na interface do Simulight.

## 4.6 Simulações

As simulações estáticas e dinâmicas são feitas através da mesma interface:

Figura 4.10: Simulações estática e dinâmica.



A simulação estática é realizada ao selecionar a opção “Fluxo de Potência”, no menu Aplicativos. Os resultados do fluxo de carga fornecem os fluxos de linha e de trafo, bem como as tensões de barra e outras variáveis do sistema em questão, conforme pode ser observado nas Figuras 4.11 e 4.12:

Figura 4.11: Dados de barra.

Relatório por Ilha

Por Ilha | Por Subestação | Por Área | Por Empresa | Salvar como Texto | Salvar como Tabela | Fechar

Dados de Barra | Dados de Linha

Ilha.: Todas

Geração (MW): 3.834 | Carga (MW): 3.715 | Outros (MW): 0.000  
 Geração (Mvar): 2.376 | Carga (Mvar): 2.290 | Outros (Mvar): 0.000

Barra	Nome	Subestação	Tensão (pu)	Tensão (graus)	Geração (MW)	Geração (Mvar)	Carga (MW)	Carga (Mvar)	Outros
1, 11	Barra---01	Barra---01	1.0000	0.00	1.976	2.376	0.000	0.000	0.000
2, 21	BARRA---02	BARRA---02	0.9981	0.05	0.000	0.000	0.100	0.060	0.060
3	BARRA---03	BARRA---03	0.9901	0.30	0.000	0.000	0.090	0.040	0.040
4	BARRA---04	BARRA---04	0.9871	0.49	0.000	0.000	0.120	0.080	0.080
5	BARRA---05	BARRA---05	0.9843	0.68	0.000	0.000	0.060	0.030	0.030
6	BARRA---06	BARRA---06	0.9761	1.08	0.000	0.000	0.060	0.020	0.020
7	BARRA---07	BARRA---07	0.9727	0.86	0.000	0.000	0.200	0.100	0.100
8	BARRA---08	BARRA---08	0.9594	0.72	0.000	0.000	0.200	0.100	0.100
9	BARRA---09	BARRA---09	0.9533	0.65	0.000	0.000	0.060	0.020	0.020
10	BARRA---10	BARRA---10	0.9476	0.59	0.000	0.000	0.060	0.020	0.020
11	BARRA---11	BARRA---11	0.9467	0.60	0.000	0.000	0.045	0.030	0.030
12	BARRA---12	BARRA---12	0.9453	0.61	0.000	0.000	0.060	0.035	0.035
13	BARRA---13	BARRA---13	0.9393	0.52	0.000	0.000	0.060	0.035	0.035
14	BARRA---14	BARRA---14	0.9371	0.44	0.000	0.000	0.120	0.080	0.080
15	BARRA---15	BARRA---15	0.9357	0.41	0.000	0.000	0.060	0.010	0.010
16	BARRA---16	BARRA---16	0.9343	0.38	0.000	0.000	0.060	0.020	0.020
17	BARRA---17	BARRA---17	0.9323	0.31	0.000	0.000	0.060	0.020	0.020
18	BARRA---18	BARRA---18	0.9317	0.30	0.000	0.000	0.090	0.040	0.040
19	BARRA---19	BARRA---19	0.9976	0.04	0.000	0.000	0.090	0.040	0.040
20	BARRA---20	BARRA---20	0.9940	-0.03	0.000	0.000	0.090	0.040	0.040
21	BARRA---21	BARRA---21	0.9933	-0.05	0.000	0.000	0.090	0.040	0.040

34 Registros

Figura 4.12: Dados de linha.

Relatório por Ilha

Por Ilha | Por Subestação | Por Área | Por Empresa | Salvar como Texto | Salvar como Tabela | Fechar

Dados de Barra | Dados de Linha

Ilha.: Todas

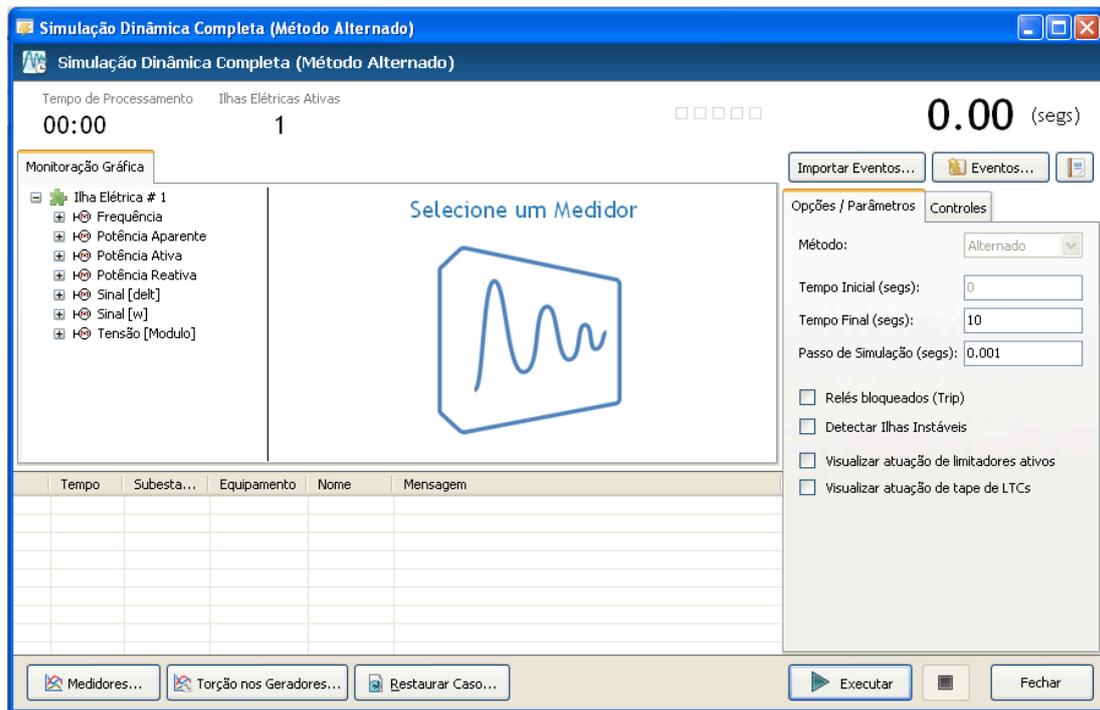
Perdas (MW): 0.119  
Perdas (Mvar): 0.086

Subestação de	Barra de	Subestação para	Barra para	Nome	Circuito	MW	Mvar	Tap	MVA Máximo
Barra---01	Barra---01	BARRA---02	BARRA---02	LT1-2(1)	1	1.976	2.376		
BARRA---02	BARRA---02	BARRA---03	BARRA---03	LT2-3(1)	1	1.509	2.152		
BARRA---02	BARRA---02	BARRA---19	BARRA---19	LT2-19(1)	1	0.361	0.161		
BARRA---02	BARRA---02	Barra---01	Barra---01	LT1-2(1)	1	-1.970	-2.373		
BARRA---03	BARRA---03	BARRA---23	BARRA---23	LT3-23(1)	1	0.939	0.447		
BARRA---03	BARRA---03	BARRA---02	BARRA---02	LT2-3(1)	1	-1.488	-2.141		
BARRA---03	BARRA---03	BARRA---04	BARRA---04	LT3-4(1)	1	0.459	1.654		
BARRA---04	BARRA---04	BARRA---05	BARRA---05	LT4-5(1)	1	0.332	1.570		
BARRA---04	BARRA---04	BARRA---03	BARRA---03	LT3-4(1)	1	-0.452	-1.650		
BARRA---05	BARRA---05	BARRA---04	BARRA---04	LT4-5(1)	1	-0.325	-1.567		
BARRA---05	BARRA---05	BARRA---06	BARRA---06	LTS-6(1)	1	0.265	1.537		
BARRA---06	BARRA---06	BARRA---26	BARRA---26	LT6-26(1)	1	0.949	0.972		
BARRA---06	BARRA---06	BARRA---07	BARRA---07	LT6-7(1)	1	1.101	0.534		
BARRA---06	BARRA---06	BARRA-GD34	BARRA-GD34	LT6-34(1)	1	-1.858	0.000		
BARRA---06	BARRA---06	BARRA---05	BARRA---05	LTS-6(1)	1	-0.253	-1.526		
BARRA---07	BARRA---07	BARRA---08	BARRA---08	LT7-8(1)	1	0.899	0.428		
BARRA---07	BARRA---07	BARRA---06	BARRA---06	LT6-7(1)	1	-1.099	-0.528		
BARRA---08	BARRA---08	BARRA---07	BARRA---07	LT7-8(1)	1	-0.888	-0.420		
BARRA---08	BARRA---08	BARRA---09	BARRA---09	LT8-9(1)	1	0.688	0.320		
BARRA---09	BARRA---09	BARRA---08	BARRA---08	LT8-9(1)	1	-0.684	-0.317		
BARRA---09	BARRA---09	BARRA---10	BARRA---10	LT9-10(1)	1	0.624	0.297		

66 Registros

A simulação dinâmica é iniciada a partir da opção “Simulação Completa”, mostrada na Figura 4.13. As perturbações, como curtos-circuitos e desligamento de linhas são selecionadas no campo Eventos, localizado abaixo do tempo de simulação:

Figura 4.13: Interface – Simulação Dinâmica.



No próximo capítulo serão apresentados e discutidos os resultados obtidos através das simulações no *software* Simulight.

## CAPÍTULO 5

### RESULTADOS E DISCUSSÕES

#### 5.1 Introdução

Este capítulo apresentará as simulações realizadas no desenvolvimento deste trabalho, bem como discutirá os resultados.

#### 5.2 Considerações Iniciais

Para as simulações realizadas, foram definidos três diferentes cenários de carga:

Tabela 5.1: Cenários de Carga.

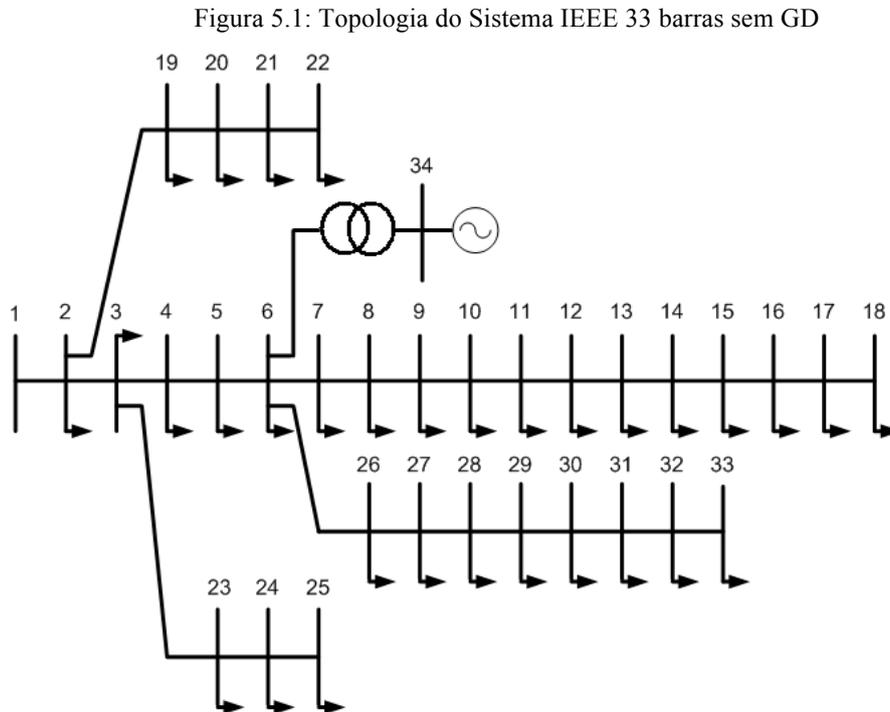
Denominação	Carga
Leve (Carga Mínima Anual)	2,229MW 1,374MVA 2,6185MVA
Média	3,715MW 2,29MVA 4,3641MVA
Pesada	5,201MW 3,206MVA 6,1097MVA

De acordo com o critério *two-to-one*, estabelecido pela BC Hydro [16], a capacidade em MVA do gerador deve ser duas vezes maior que a carga mínima anual da rede. Dessa forma, utilizou-se um gerador capaz de fornecer 5,3MVA.

Concessionárias como a Energisa [24], estabelecem que o sistema de controle do gerador distribuído deverá permitir o controle da tensão ajustada constante ou fator de potência constante. Entretanto, em condições normais de operação, o fator de potência na conexão pode variar entre 0,9 (máquina sobre-excitada) e 0,95 (máquina subexcitada). Assim, decidiu-se operar o gerador no modo fator de potência constante, onde  $FP = 1$ .

### 5.3 Sistema

A rede elétrica de 33 barras do IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) é um sistema amplamente utilizado para estudos envolvendo redes de distribuição. É um sistema radial, cuja carga total instalada é: 3,715MW e 2,29MVAR, considerando tensão base de 13.8kV e potência base de 100MVA. O diagrama unifilar do sistema é representado na Figura 5.1:



O sistema foi considerado trifásico equilibrado, enquanto que as cargas foram modeladas como potência constante. Informações sobre os parâmetros de linhas e cargas podem ser encontrados em [25].

Com o objetivo de avaliar o comportamento do sistema de distribuição na presença de GD, introduziu-se aleatoriamente um gerador síncrono na barra 6 da rede.

A modelagem inicial da rede foi feita no *software* ANAREDE e, posteriormente, importada para o *software* Simulight. De posse do modelo estático, implementou-se o modelo dinâmico do gerador distribuído, com seus reguladores de tensão e velocidade.

## 5.4 Estudos de Caso

### 5.4.1. Estático – Perfis de Tensão.

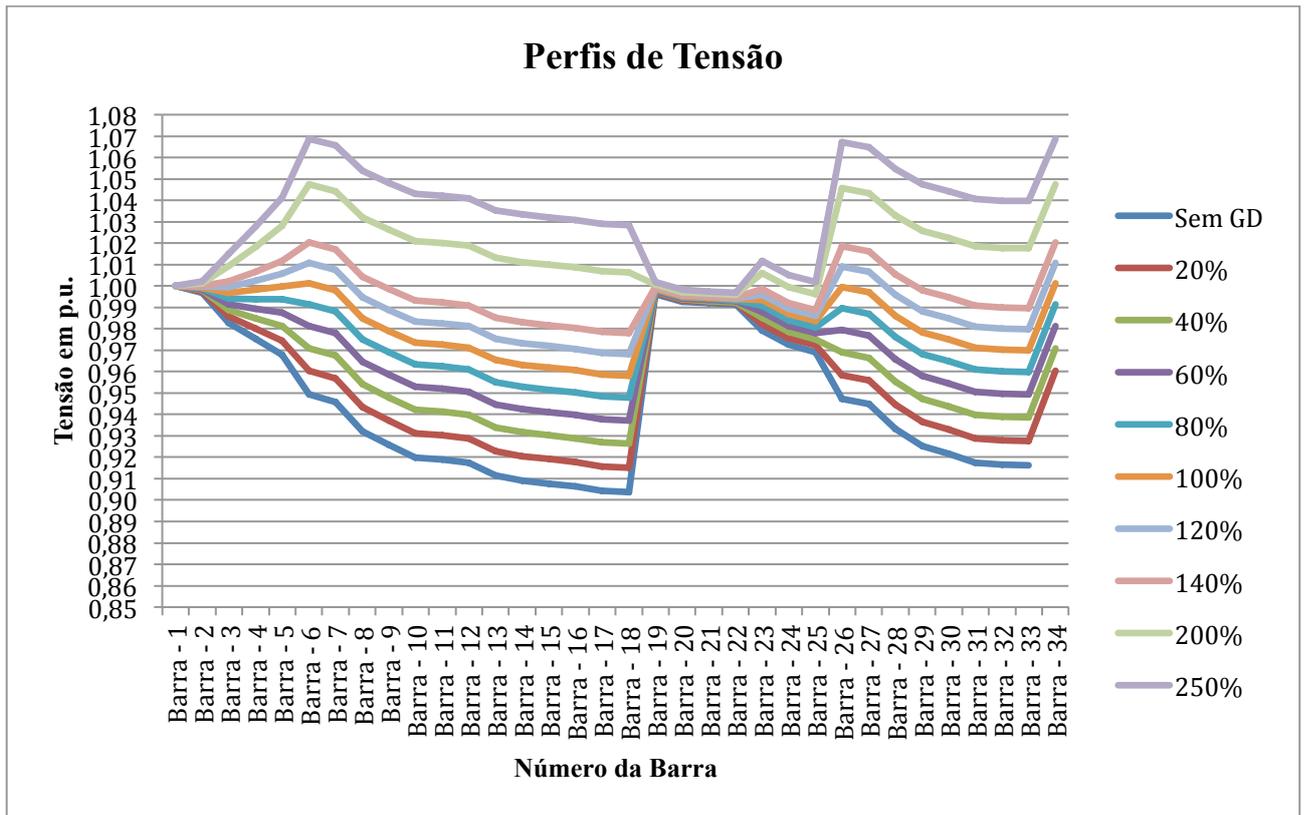
Nas análises estáticas, analisaram-se os perfis de tensão da rede, de acordo com a penetração da geração distribuída. Os casos simulados são definidos na Tabela 5.2:

Tabela 5.2: Definição dos casos de simulação.

Carga / FP	Penetração	
3,715MW 2,29MVar FP = 0,8513	Sem GD	
	20%	0,743MW
	30%	1,1145MW
	40%	1,486MW
	50%	1,8575MW
	60%	2,229MW
	70%	2,6005MW
	80%	2,972MW
	90%	3,3435MW
	100%	3,715MW
	110%	4,0865MW
	120%	4,458MW
	130%	4,8295MW
	140%	5,201MW
	150%	5,5725MW
200%	7,43MW	
250%	9,2875MW	

Na Figura 5.2, são mostrados os perfis de tensão para cada nível de penetração. Verifica-se que, a partir de 60% de penetração, as tensões em todas as barras do sistema atingem níveis adequados. Contudo, o aumento da penetração pode resultar em sobretensões em algumas barras da rede, conforme ocorre nas barras 6, 9, 26, 29 e 34 quando a penetração atinge 250%.

Figura 5.2: Perfis de tensão na rede de acordo com a penetração da GD.



#### 5.4.2. Dinâmico

##### a) Ilhamento

Em 1s, a linha que realizava a conexão entre a microrrede e o sistema principal foi desligada. Analisaram-se, então, as respostas do sistema e do gerador face às novas configurações.

- Caso 1: Carga Leve – Penetração 70%

No Caso 1, considerou-se o cenário apresentado na Tabela 5.3:

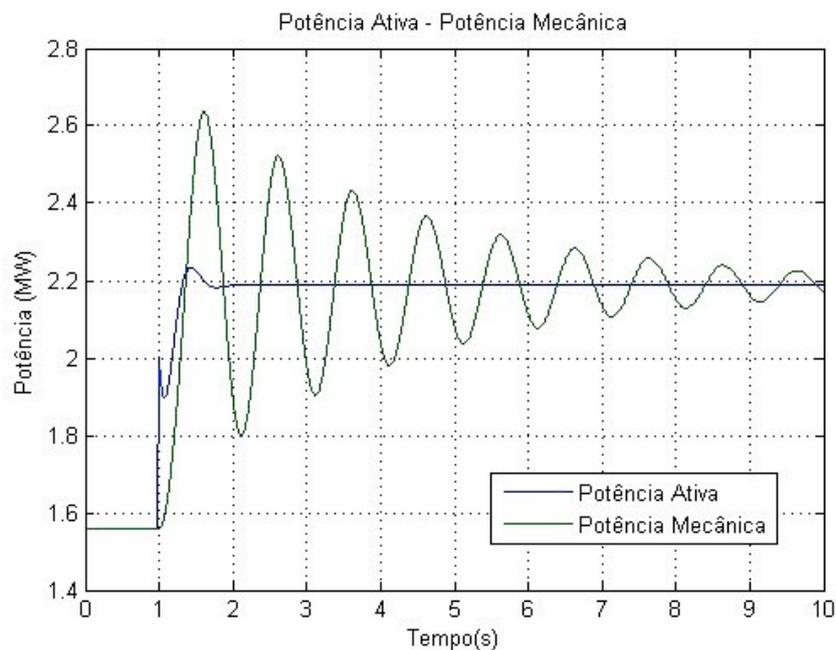
Tabela 5.3: Cenário – Caso 1.

Carga		Geração	
Leve	2,229MW 1,374MVA 2,6185MVA	70% da carga leve	1,5603MW

No instante em que ocorre a desconexão dos sistemas, a demanda de potência a ser fornecida pela GD aumenta. O incremento de carga é refletido instantaneamente como variação do torque elétrico do gerador, o que provoca um desequilíbrio entre potência ativa e potência mecânica e resulta em variações na velocidade do rotor.

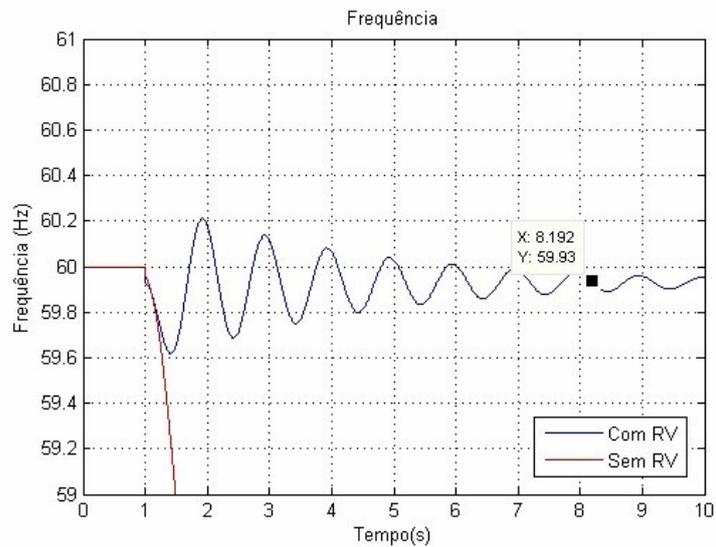
A capacidade de uma máquina síncrona de manter os valores de velocidade angular e frequência, dentro dos limites desejados, está diretamente ligada à sua habilidade de manter o equilíbrio entre potência ativa e potência mecânica. Na Figura 5.3, verifica-se o comportamento de ambas as potências numa tentativa de encontrar um novo ponto de equilíbrio operacional.

Figura 5.3: Potência Mecânica e Potência Elétrica.



Verifica-se que, devido à inércia da máquina, a potência mecânica não consegue se igualar instantaneamente à potência elétrica, causando movimentos de aceleração e desaceleração no rotor da máquina. À medida que a potência drenada do gerador aumenta, sua velocidade de rotação diminui, o que afeta diretamente a frequência.

Figura 5.4: Frequência – Barra 34 (GD).

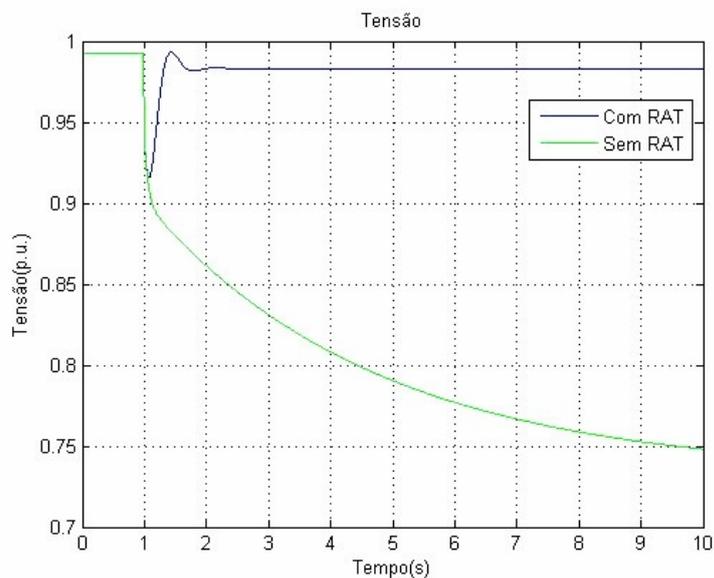


Na Figura 5.4, são mostradas as respostas da frequência com o RV ativado e desativado. Sem RV, a frequência cai de forma descontrolada e atinge limites inoperáveis em poucos instantes. Por outro lado, quando o RV se encontra ativo, este age em poucos instantes, atendendo o controle de frequência do gerador.

Na configuração onde o RV está ativo, percebe-se que a frequência atende aos requisitos especificados pelo PRODIST, sendo que, em regime permanente, a frequência tende a estabilizar em torno de 59,93Hz.

O comportamento da tensão é verificado na Figura 5.5.

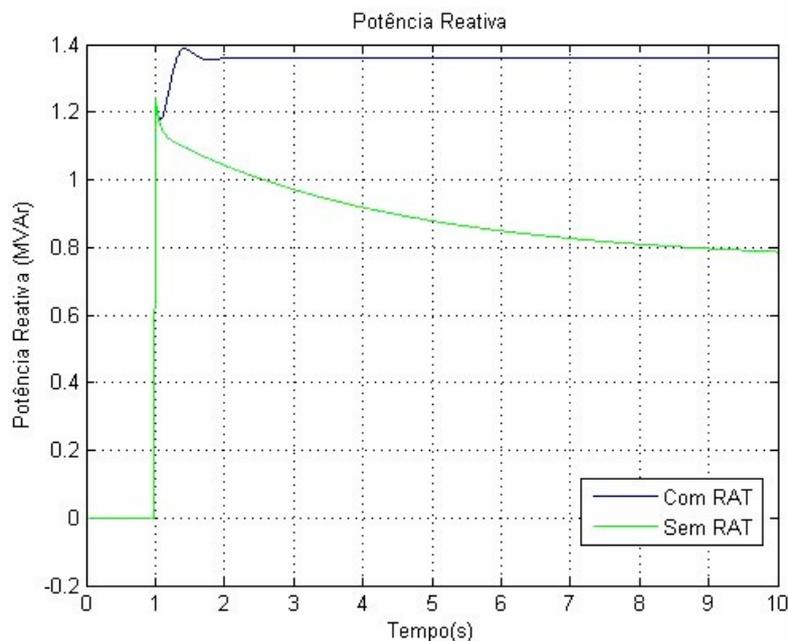
Figura 5.5: Tensão – Barra 34 (GD).



O aumento da carga com fator de potência atrasado, ou indutivo, representa um acréscimo na demanda de potência ativa e reativa do gerador. Este aumento de carga aumenta a corrente drenada do gerador, o que faz com que o valor da tensão no terminal do gerador diminua. Este comportamento é verificado na Figura 5.6, especialmente no caso onde o RAT está desabilitado e a tensão cai acentuadamente. Ao se ativar o RAT, percebe-se que a tensão é rapidamente controlada, atingindo valores aceitáveis, de acordo com o PRODIST.

Antes da desconexão dos sistemas, a GD operava no modo de controle de fator de potência. Entretanto, no instante em que a microrrede é formada, é necessário que o gerador distribuído comece a injetar potência reativa para a rede, com o objetivo de atender à demanda desta carga. Na Figura 5.6, apresenta-se o comportamento da potência reativa fornecida pelo gerador.

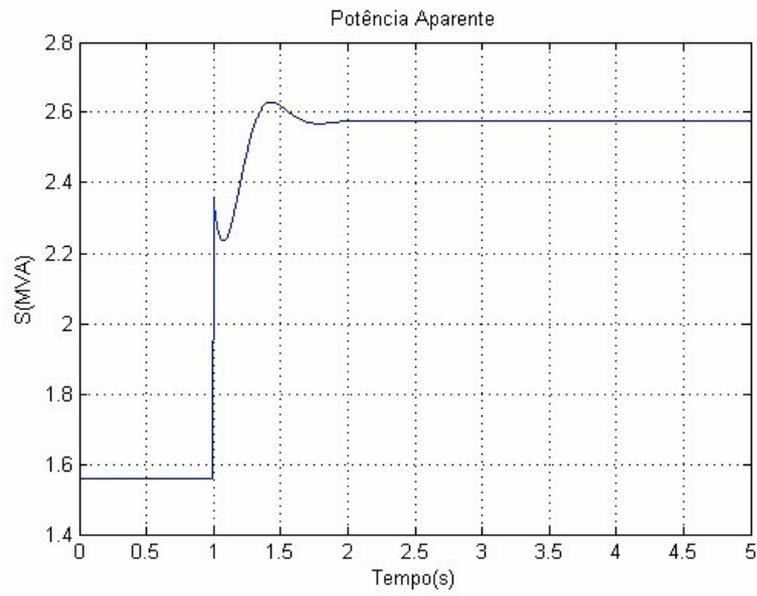
Figura 5.6: Potência Reativa.



A potência reativa e a tensão são grandezas fortemente acopladas. Conforme o esperado, observa-se que a geração de potência reativa se ajusta de acordo com a necessidade de regular a tensão no terminal do gerador.

A Figura 5.7, indica que o gerador está operando dentro dos limites de geração, em relação à potência aparente.

Figura 5.7: Potência Aparente.



Os perfis de tensão ao longo das barras do sistema são mostrados nas figuras 5.8, 5.9 e 5.10:

Figura 5.8: Perfil de Tensão – Barras: 2, 3, 19, 20, 21, 22, 23, 24 e 25.

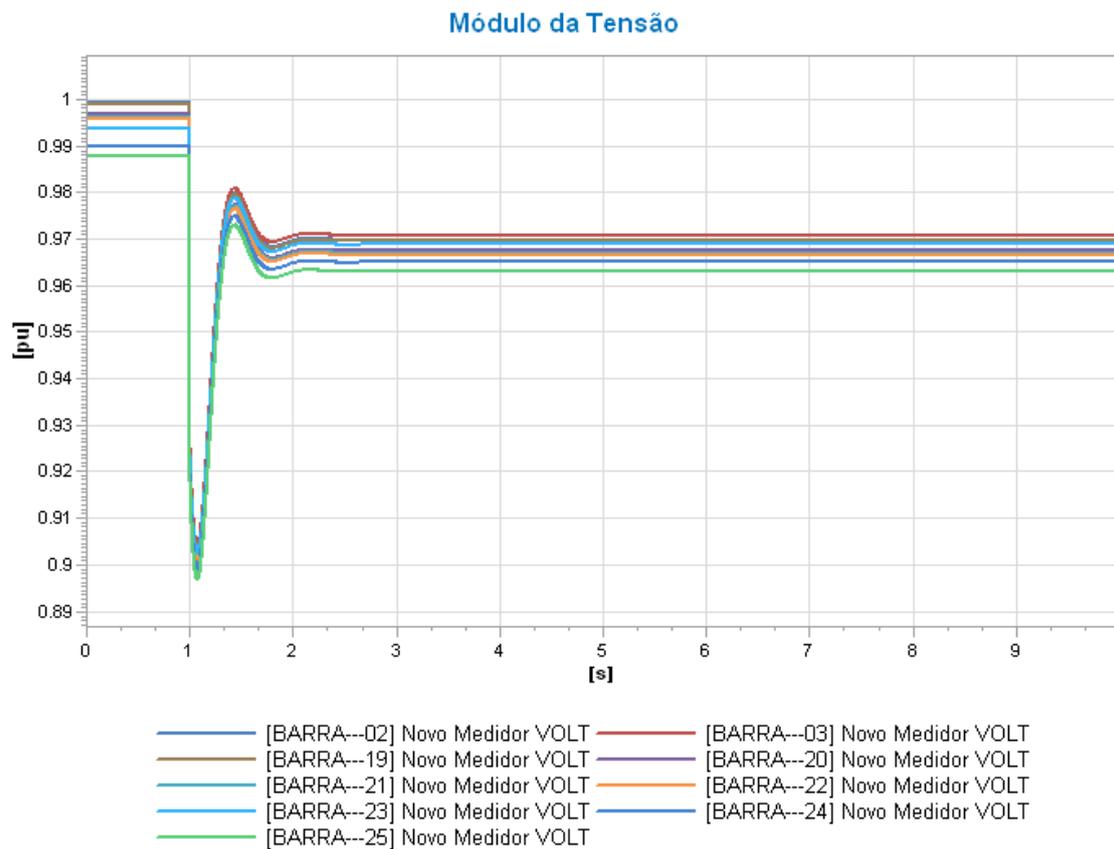


Figura 5.9: Perfil de Tensão – Barras: 4, 5, 6, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33 e 34.

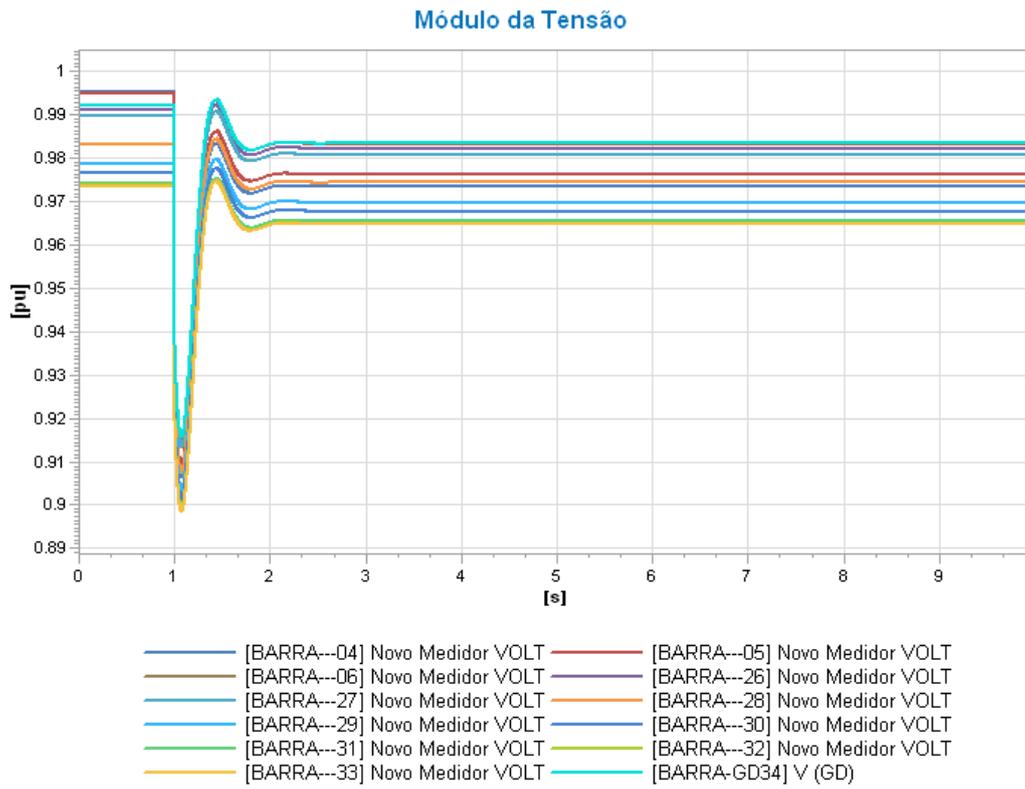
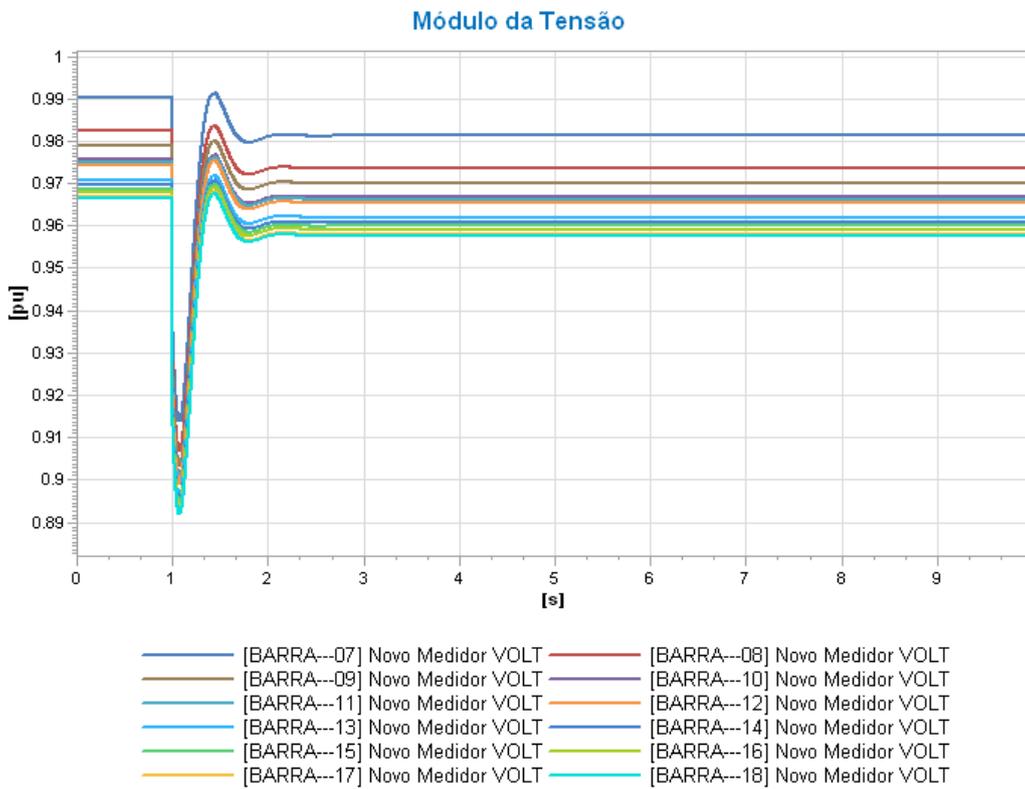


Figura 5.10: Perfil de Tensão – Barras: 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 e 18.



As tensões em todas as barras da rede se mantêm em níveis adequados, após o distúrbio. Nos segundos seguintes à falta, ocorrem variações momentâneas de tensão, entretanto, o RAT logo atua, levando a tensão a níveis adequados.

- Caso 2: Carga Média – Penetração 50%

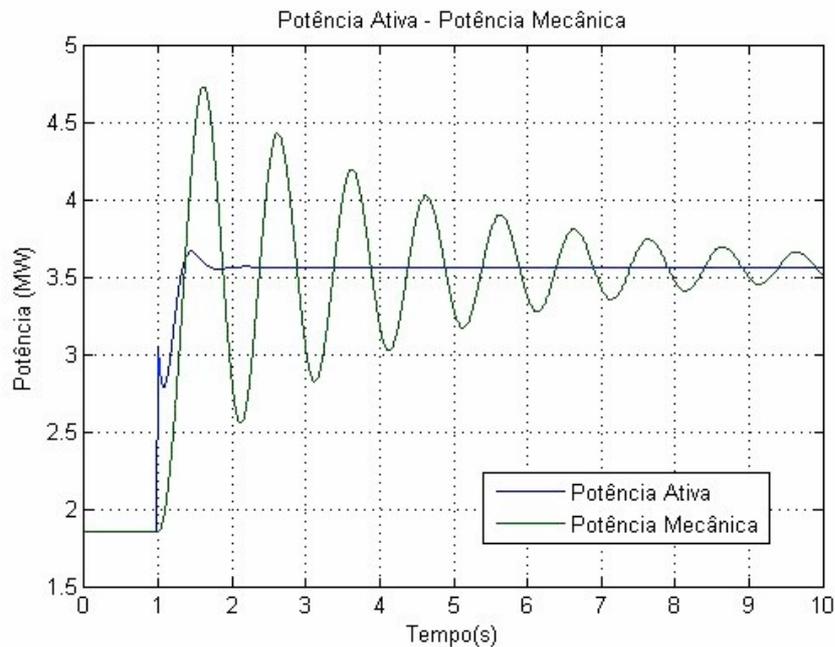
No Caso 2, considerou-se o cenário mostrado na Tabela 5.4:

Tabela 5.4: Cenário – Caso 2.

Carga		Geração	
Média	3,715MW 2,29MVar 4,3641MVA	50% da carga média	1,8575MW

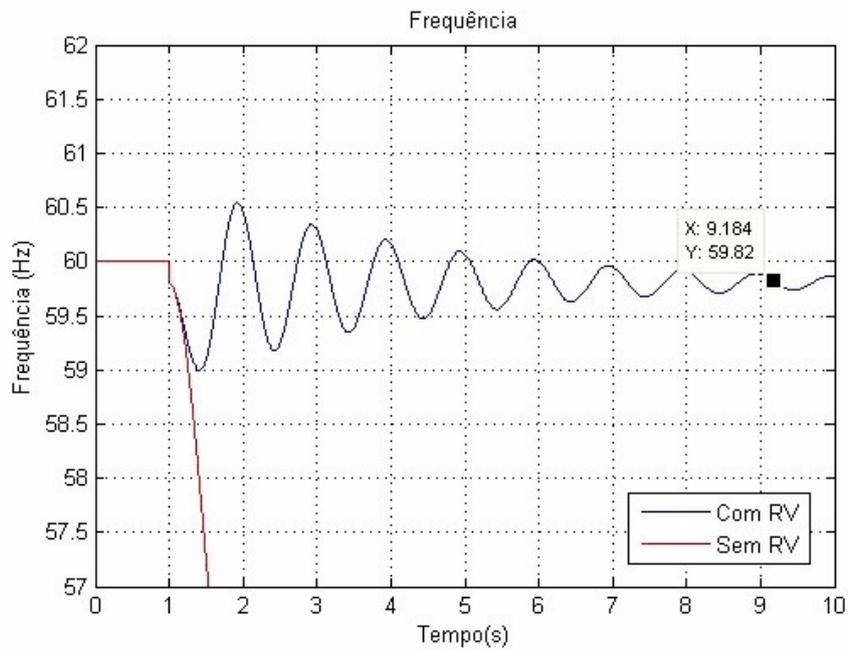
Neste caso, o desequilíbrio entre as potências mecânica e elétrica se mostra mais forte que no Caso 1, conforme mostrado na Figura 5.11:

Figura 5.11: Potência Mecânica e Potência Elétrica.



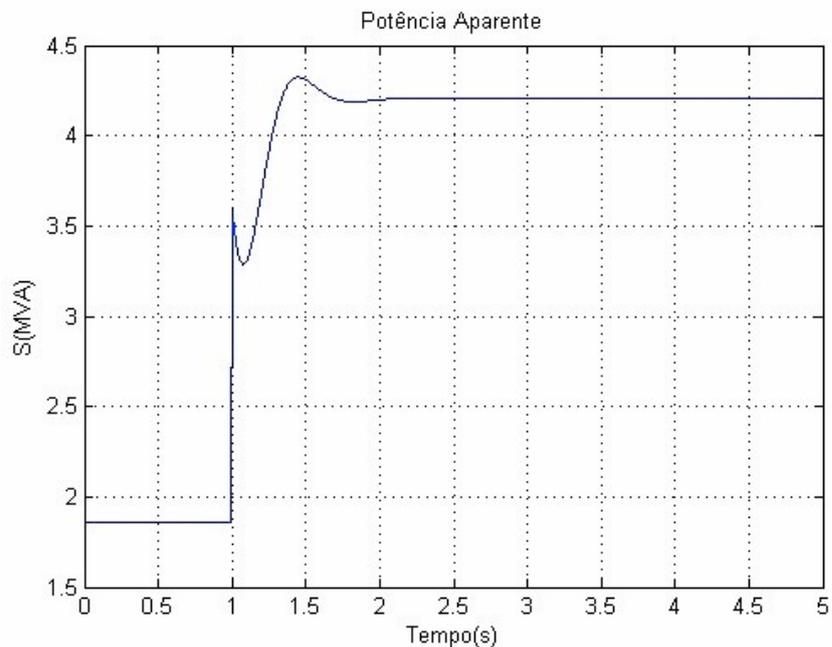
O desbalanço entre as potências resultará em queda mais acentuada da frequência, o que é mostrado na Figura 5.12:

Figura 5.12: Frequência – Barra 34 (GD).



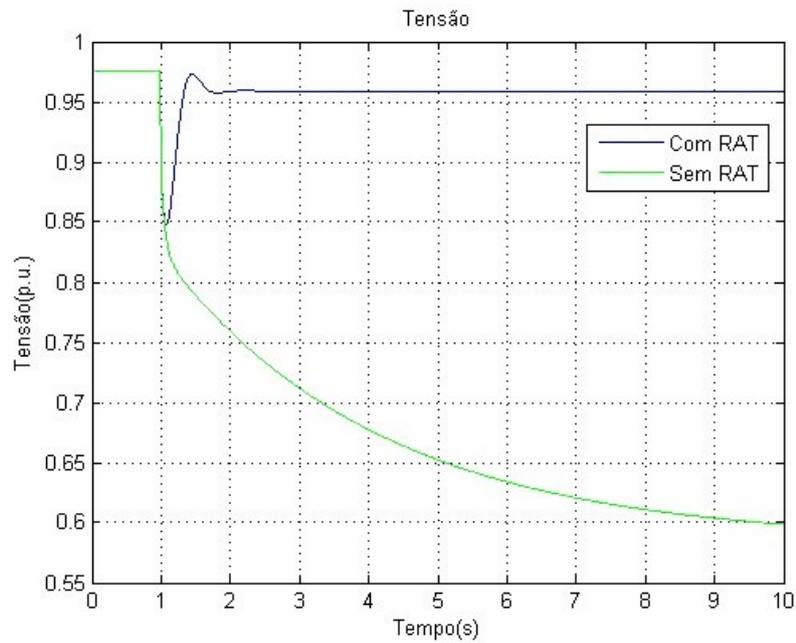
A frequência tende a estabilizar por volta de 59,82Hz, o que viola os limites indicados no PRODIST. Contudo, esta situação poderia ser resolvida implementando um esquema de regulação secundária, uma vez que a capacidade máxima do gerador ainda não foi atingida, conforme mostrado na Figura 5.13:

Figura 5.13: Potência Aparente.



Nesta configuração do sistema, a maior demanda de reativos, provocará uma maior afundamento na tensão, de acordo com o que é mostrado na Figura 5.14:

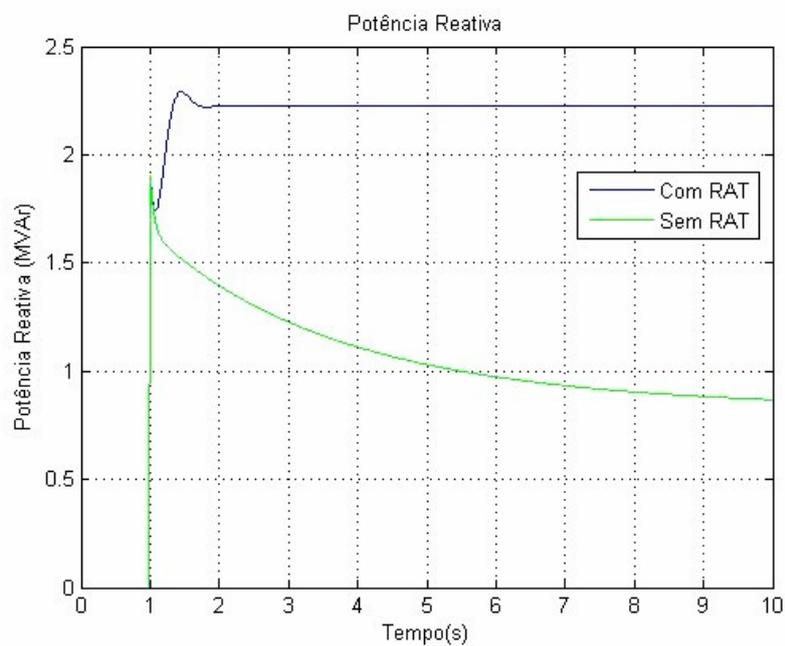
Figura 5.14: Tensão – Barra 34 (GD).



Apesar disso, o nível de tensão pós-distúrbio se encontra dentro dos critérios estabelecidos pelo PRODIST.

O comportamento da potência reativa é apresentado na Figura 5.15:

Figura 5.15: Potência Reativa.



Os perfis de tensão ao longo das barras do sistema são mostrados nas figuras 5.16, 5.17 e 5.18:

Figura 5.16: Perfil de Tensão – Barras: 2, 3, 19, 20, 21, 22, 23, 24 e 25.

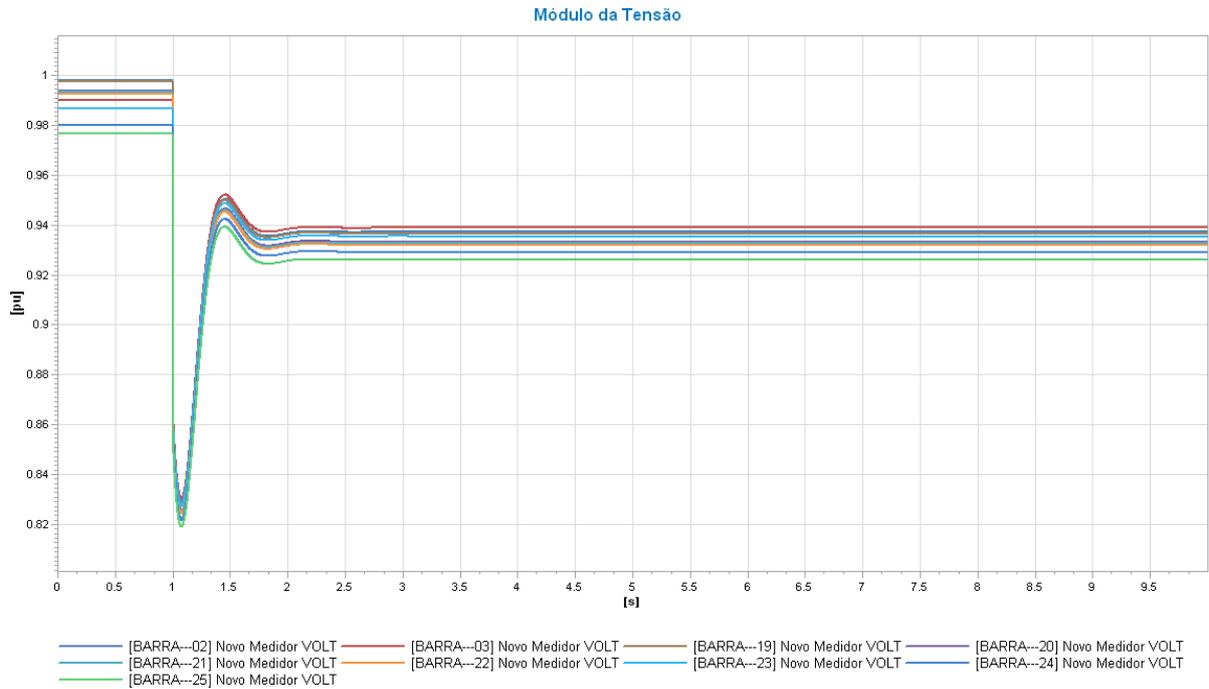


Figura 5.17: Perfil de Tensão – Barras: 4, 5, 6, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33 e 34.

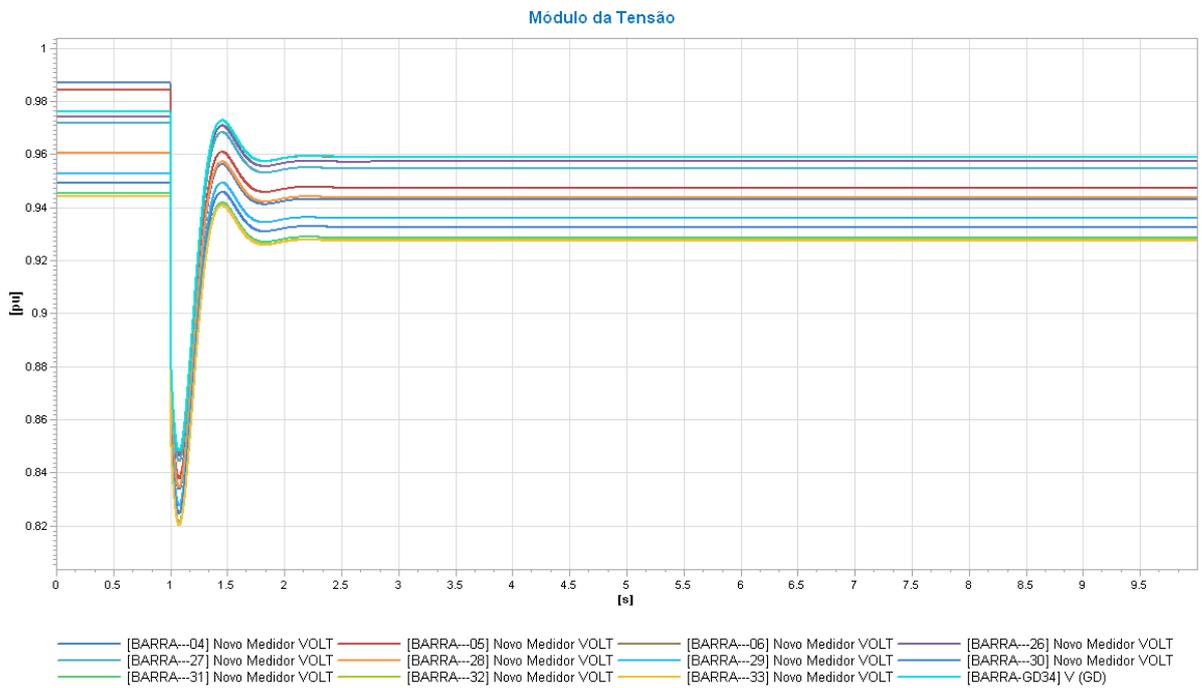
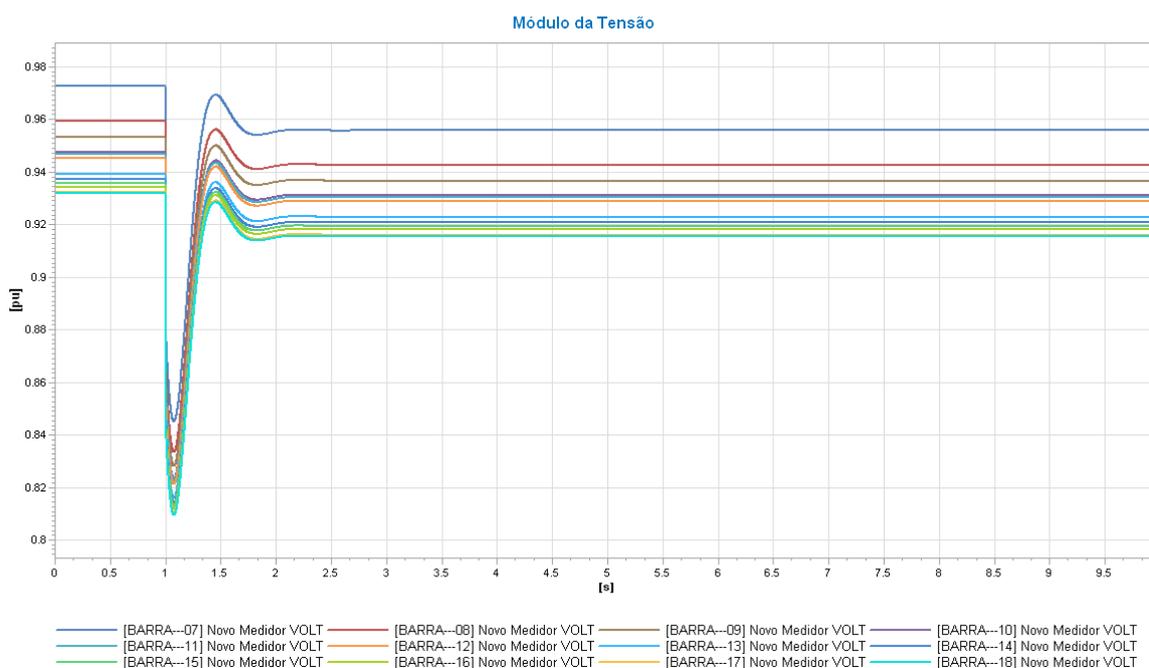


Figura 5.18: Perfil de Tensão – Barras: 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 e 18.



No Caso 2, são identificadas violações nas tensões de algumas barras do sistema, especialmente, aquelas localizadas no final do alimentador:

Tabela 5.5: Subtensões nas barras.

Barra	Tensão (p.u.)
12, 24, 31 e 32	0,929
13	0,923
14 e 15	0,921
17 e 18	0,916
25	0,926

- Caso 3: Carga Pesada – Penetração 30%

No Caso 3, considerou-se cenário mostrado na Tabela 5.6:

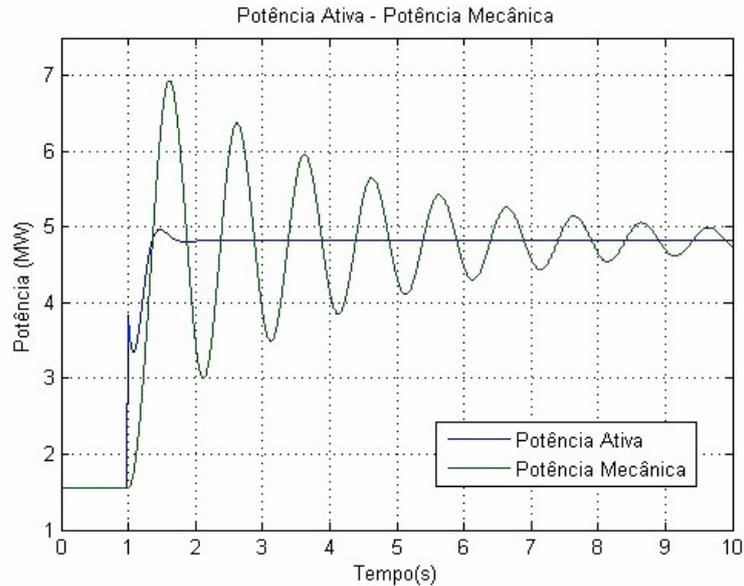
Tabela 5.6: Cenário – Caso 3.

Carga		Geração	
Pesada	5,201MW 3,206MVar 6,1097MVA	30% da carga pesada	1,5603MW

As respostas do sistema para esta configuração são mostradas a seguir.

Como a demanda de energia é maior que nos casos anteriores, a variação da potência mecânica será maior, assim como o súbito aumento do torque elétrico. O comportamento é mostrado na Figura 5.19:

Figura 5.19: Potência Mecânica e Potência Elétrica.



Dessa maneira, as amplitudes da variação de frequência serão maiores e o regulador será incapaz de manter a frequência em níveis adequados, Figura 5.20. Neste caso, a carga é maior que a capacidade de geração da máquina, conforme mostra a Figura 5.21, o que tornaria qualquer acréscimo de geração não recomendável a longo prazo, uma vez que isto poderia causar problemas ao gerador.

Figura 5.20: Frequência – Barra 34 (GD).

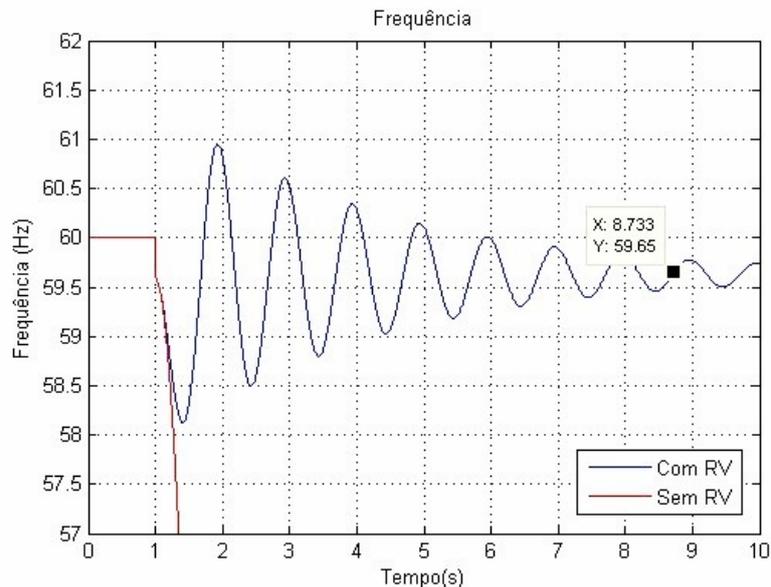
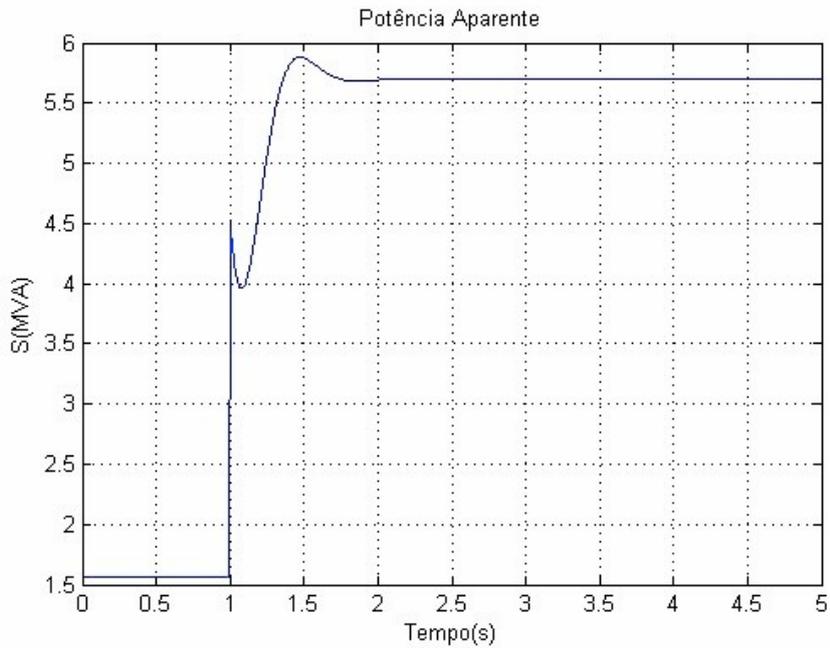
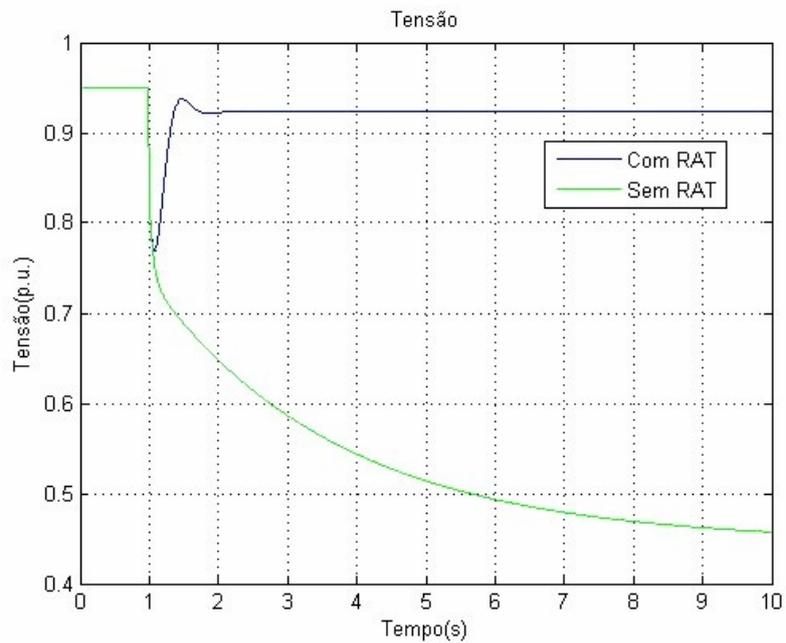


Figura 5.21: Potência Aparente.



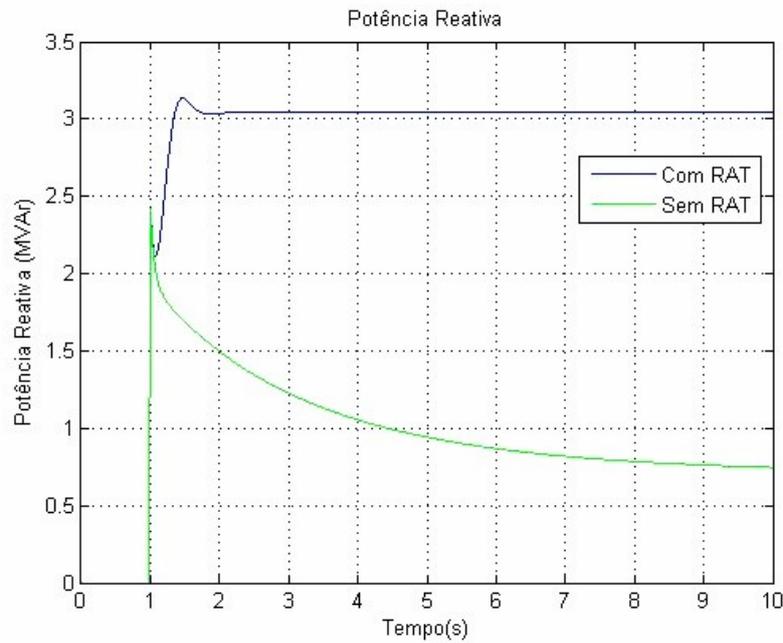
De acordo com a Figura 5.22, a tensão na barra onde está localizada a GD, sofre um afundamento mais acentuado, o qual o RAT não é capaz de controlar. Assim, a tensão estabiliza em aproximadamente 0,92p.u., o que é inaceitável, de acordo com os padrões estabelecidos pelo PRODIST.

Figura 5.22: Tensão – Barra 34 (GD).



Apesar da potência reativa gerada ser maior que nos casos anteriores, Figura 5.23, o nível de tensão desejado não é atingido, uma vez que a tensão estabiliza em 0,923 p.u.

Figura 5.23: Potência Reativa.



Os perfis de tensão ao longo das barras do sistema são mostrados nas figuras 5.24, 5.25 e 5.26:

Figura 5.24: Perfil de Tensão – Barras: 2, 3, 19, 20, 21, 22, 23, 24 e 25.

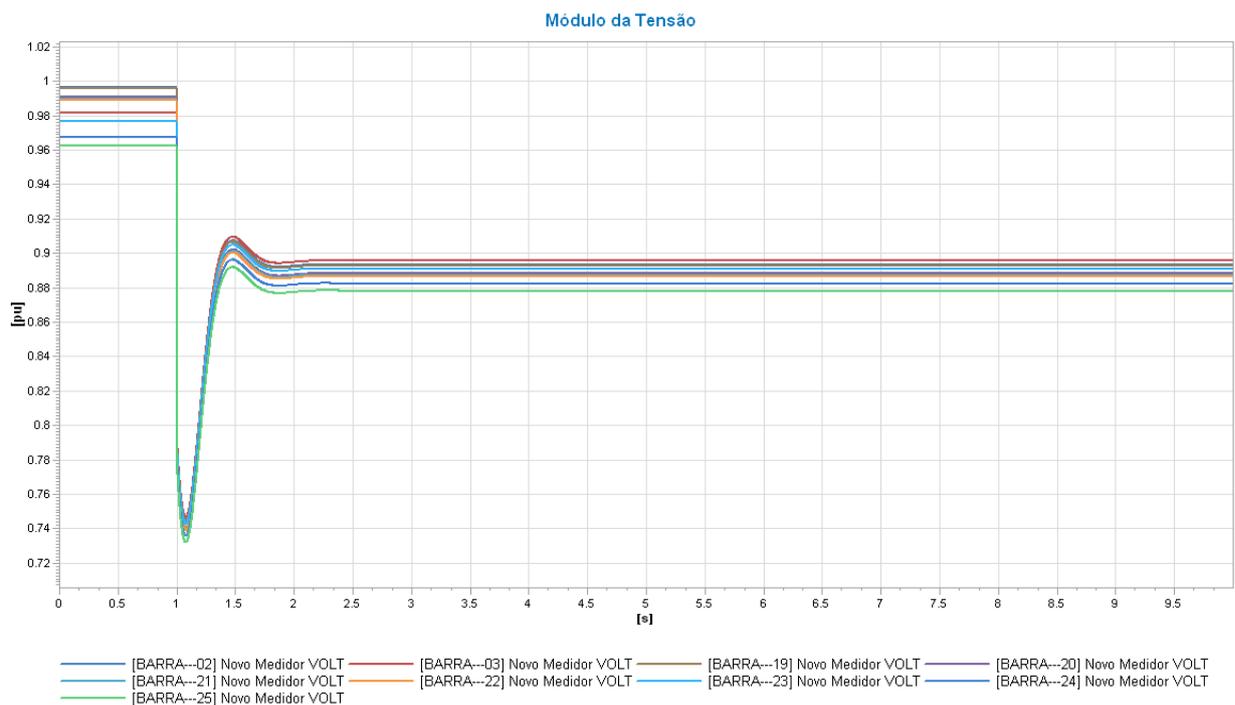


Figura 5.25: Perfil de Tensão – Barras: 4, 5, 6, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33 e 34.

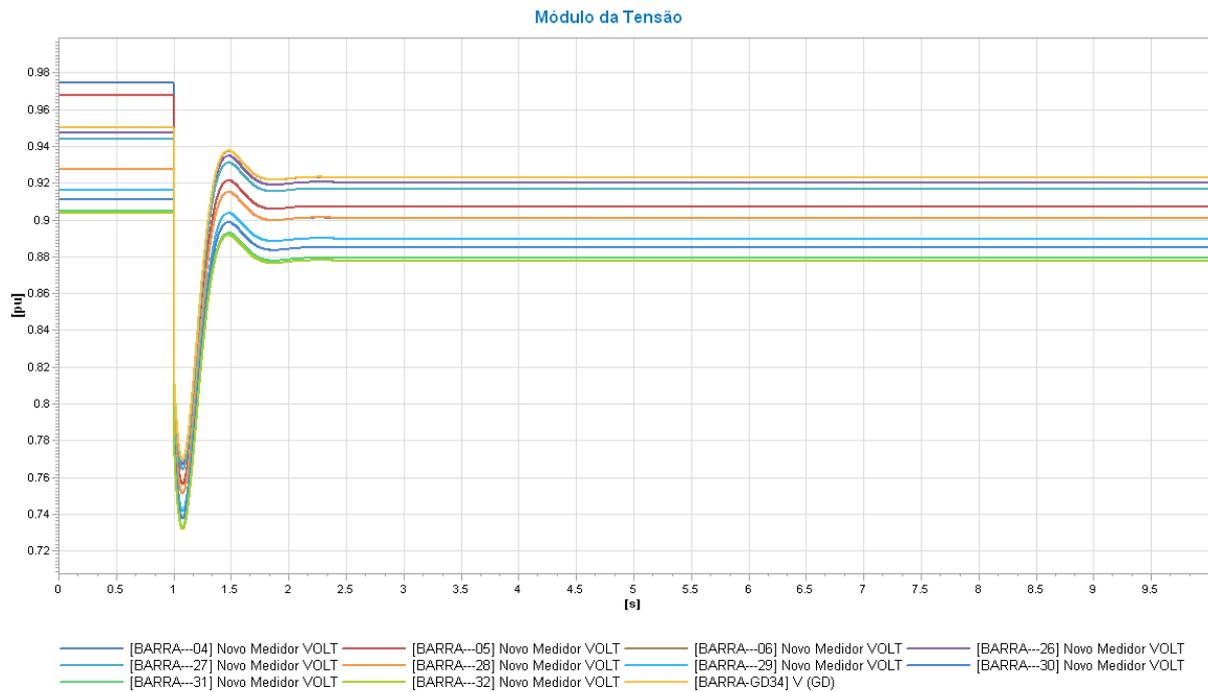
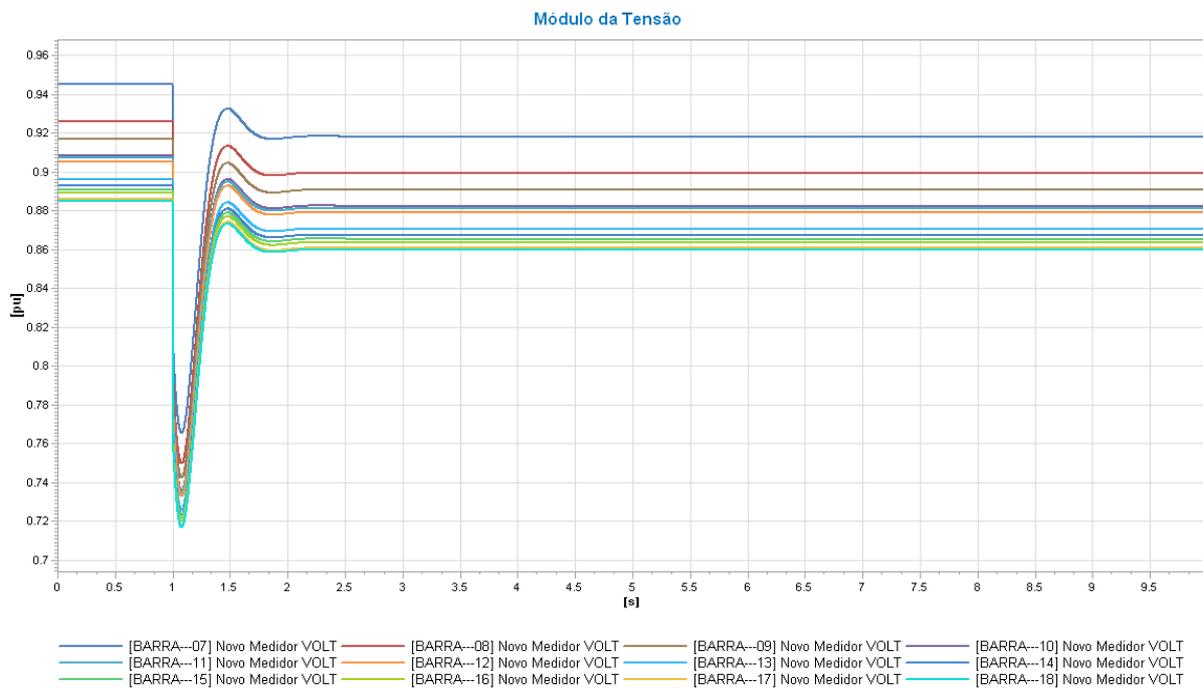


Figura 5.26: Perfil de Tensão – Barras: 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 e 18.



Neste caso, todas as barras apresentaram subtensão, após o distúrbio, sendo que algumas já mostravam valores abaixo do limite antes do ilhamento. Os valores variaram entre 0,861 p.u. e 0,923 p.u.

- Caso 4: Carga Pesada – Penetração 70%

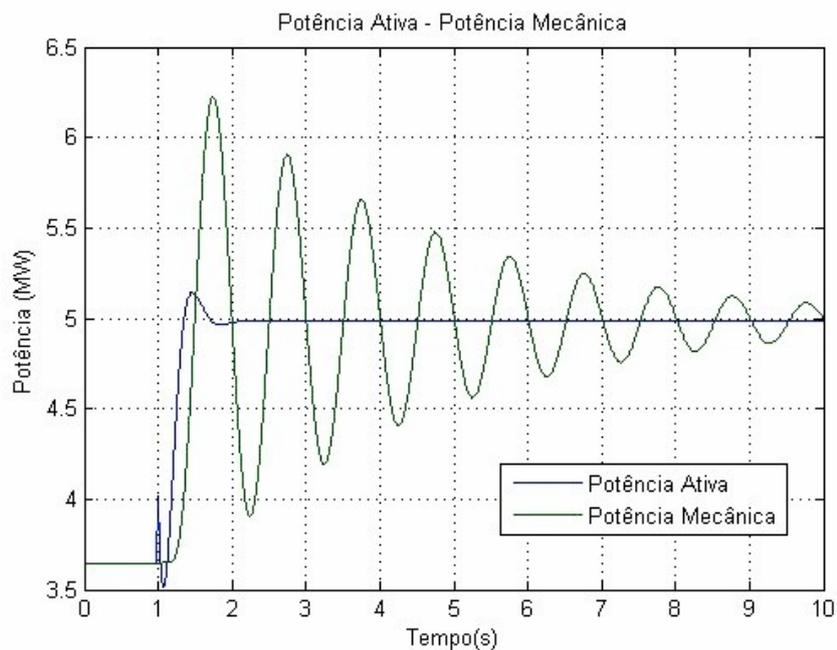
No Caso 4, considerou-se cenário apresentado na Tabela 5.7:

Tabela 5.7: Cenário – Caso 4.

Carga		Geração	
Pesada	5,201MW 3,206MVA 6,1097MVA	70% da carga pesada	3,6407MW

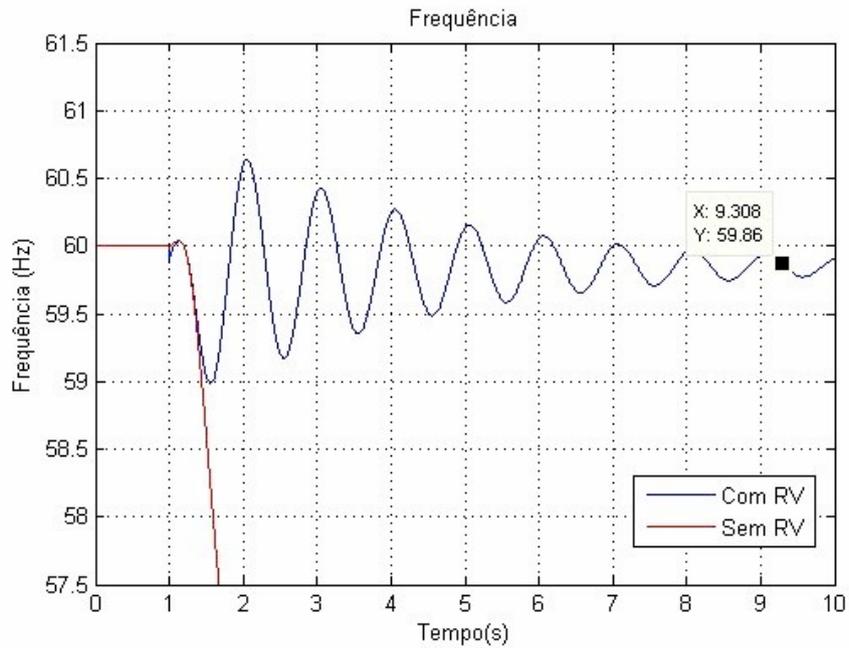
No Caso 4, foi adotada a mesma carga do Caso 3, porém com maior penetração da GD. Como o fornecimento de energia antes do desligamento da linha é maior em relação ao caso anterior, o desbalanço entre as potências elétrica e mecânica será menor, conforme mostra a Figura 5.27:

Figura 5.27: Potência Mecânica e Potência Elétrica.



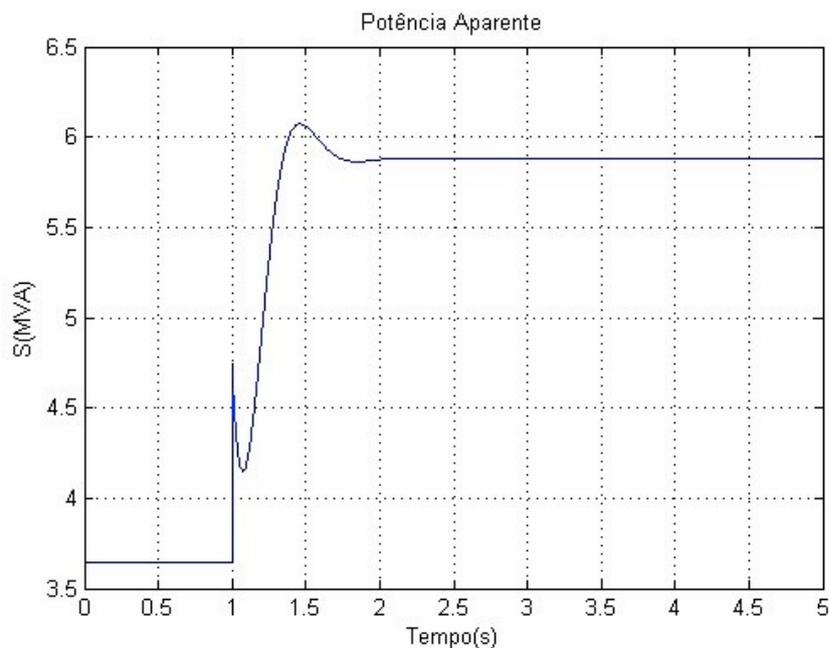
Nota-se na Figura 5.28, que, no primeiro instante, a frequência cai e, em seguida, sofre um discreto aumento devido ao aumento da potência mecânica em relação à elétrica.

Figura 5.28: Frequência – Barra 34 (GD).



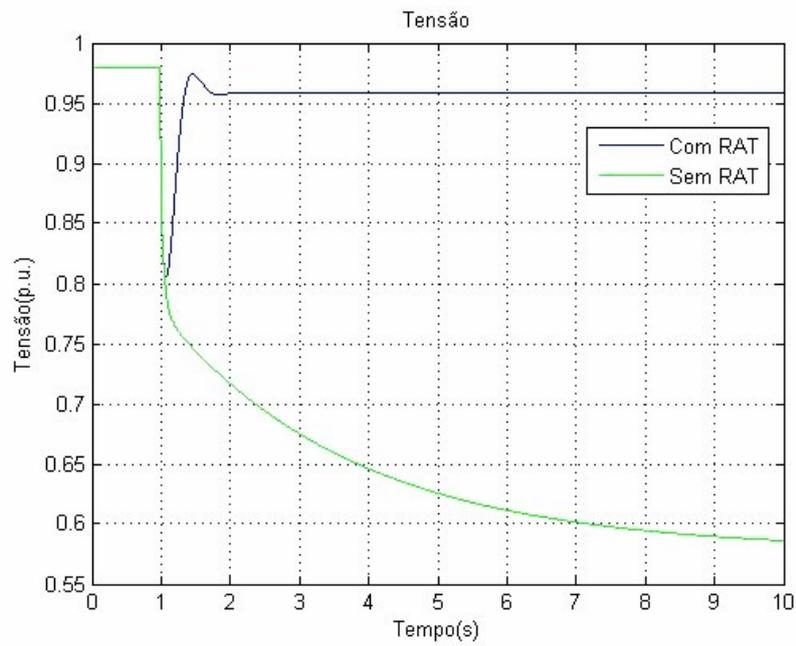
A frequência tende a estabilizar em 59,86Hz, o que viola os limites estabelecidos pelo PRODIST. Além disso, a geração de potência ultrapassa a capacidade do gerador, Figura 5.29, o que inviabilizaria a regulação da frequência.

Figura 5.29: Potência Aparente.



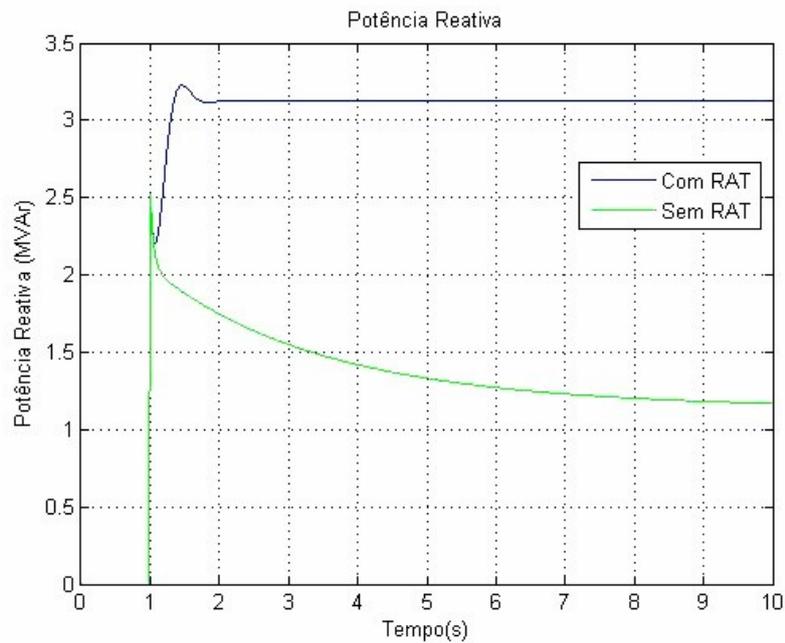
A tensão na barra do gerador, após o distúrbio, atinge limites adequados, regulando em um valor acima de 0,95p.u., de acordo com a Figura 5.30.

Figura 5.30: Tensão – Barra 34 (GD).



A potência reativa, mostrada na Figura 5.31, não viola os limites de capacidade de geração de reativos do gerador.

Figura 5.31: Potência Reativa.



Os perfis de tensão ao longo das barras do sistema são mostrados nas figuras 5.32, 5.33 e 5.34:

Figura 5.32: Perfil de Tensão – Barras: 2, 3, 19, 20, 21, 22, 23, 24 e 25.

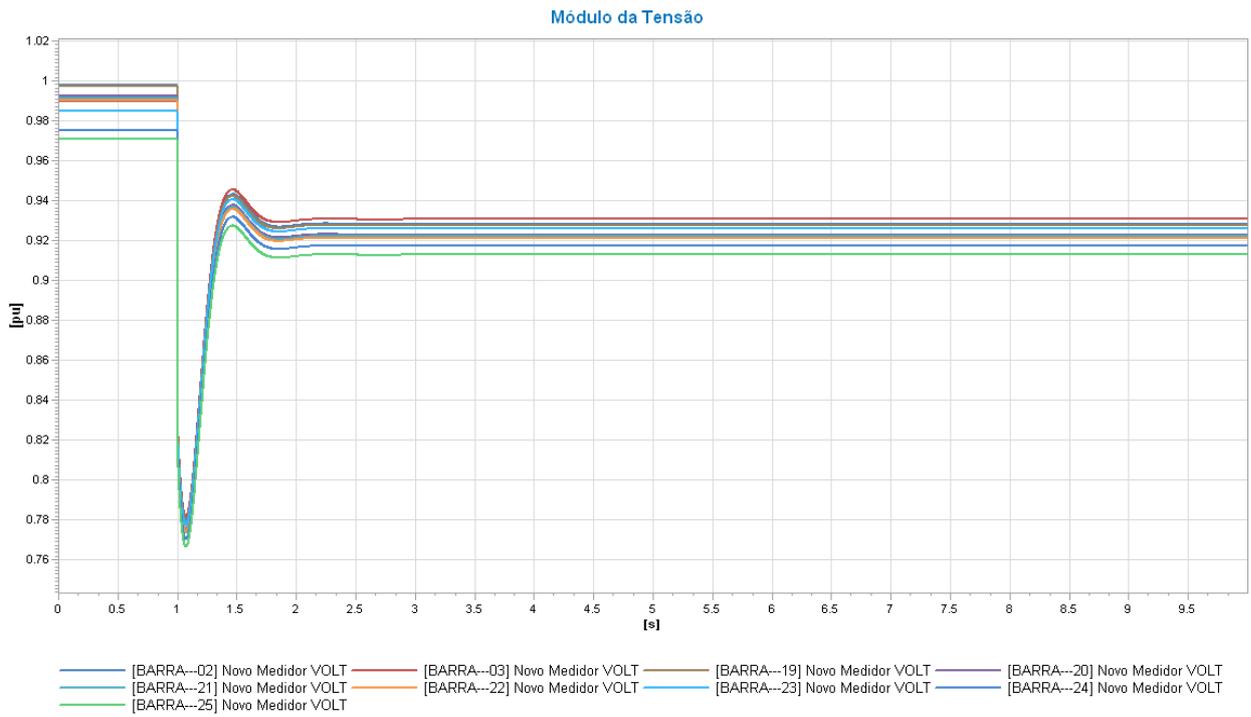


Figura 5.33: Perfil de Tensão – Barras: 4, 5, 6, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33 e 34.

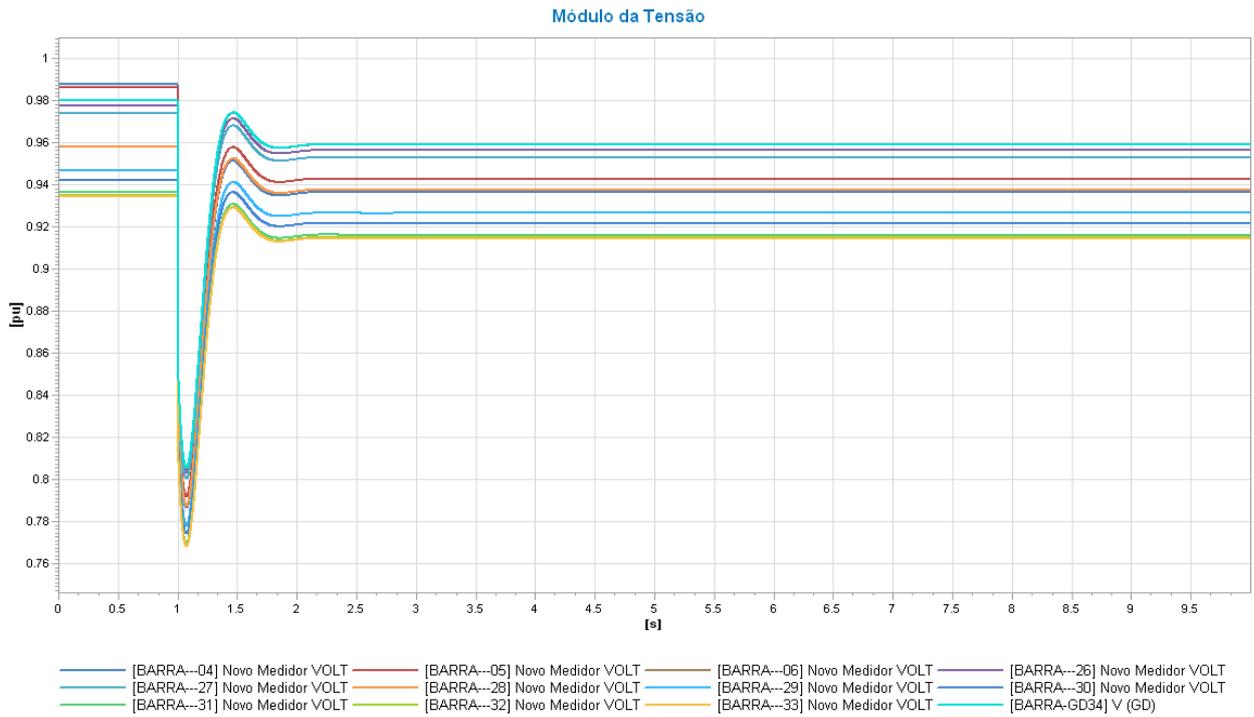


Figura 5.34: Perfil de Tensão – Barras: 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 e 18.

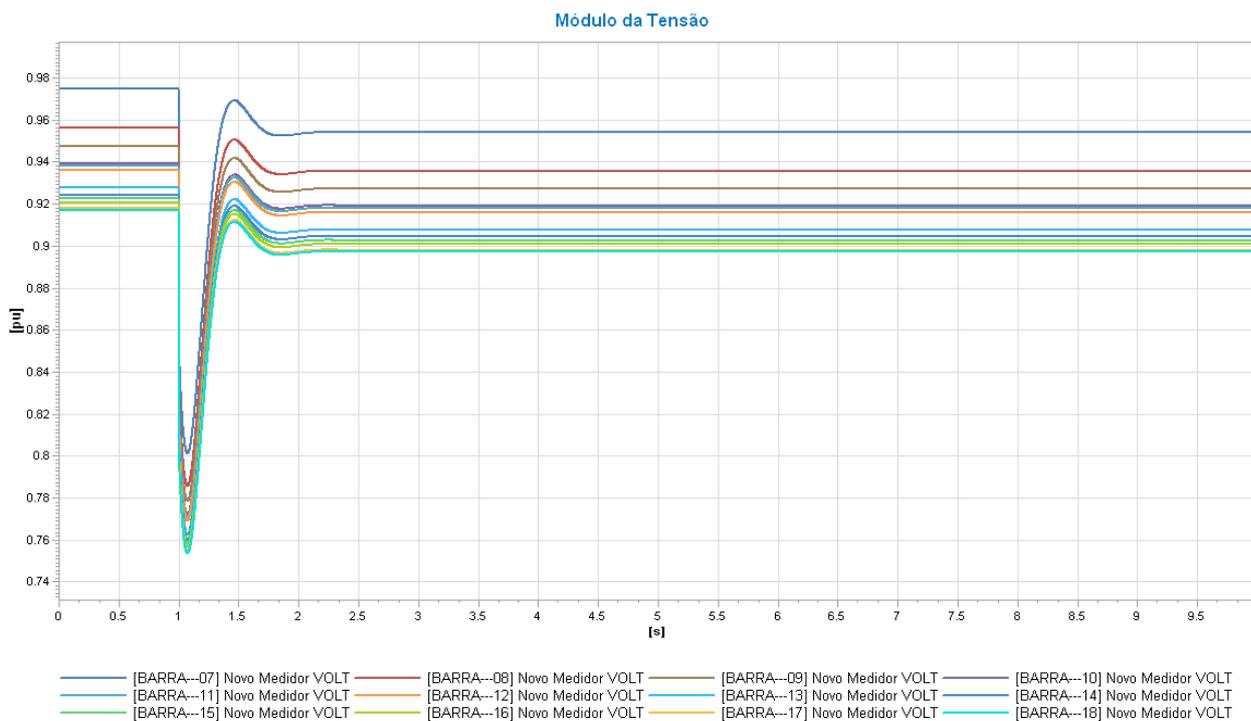


Tabela 5.8: Subtensão nas barras.

Barra	Tensão (p.u.)
2, 9, 19, 23 e 29	0,928
10 e 11	0,919
12, 24, 31, 32 e 33	0,916
13 e 14	0,907
15 e 16	0,902
20, 21, 22 e 30	0,922
25	0,913

## b) Curto-circuito

Foram realizados três casos de curto-circuito, onde cada um foi aplicado alternadamente em três barras diferentes da rede:

- Barra 2: localizada no início do alimentador;
- Barra 16: localizada no fim do alimentador;
- Barra 34: barramento no qual a GD está conectada.

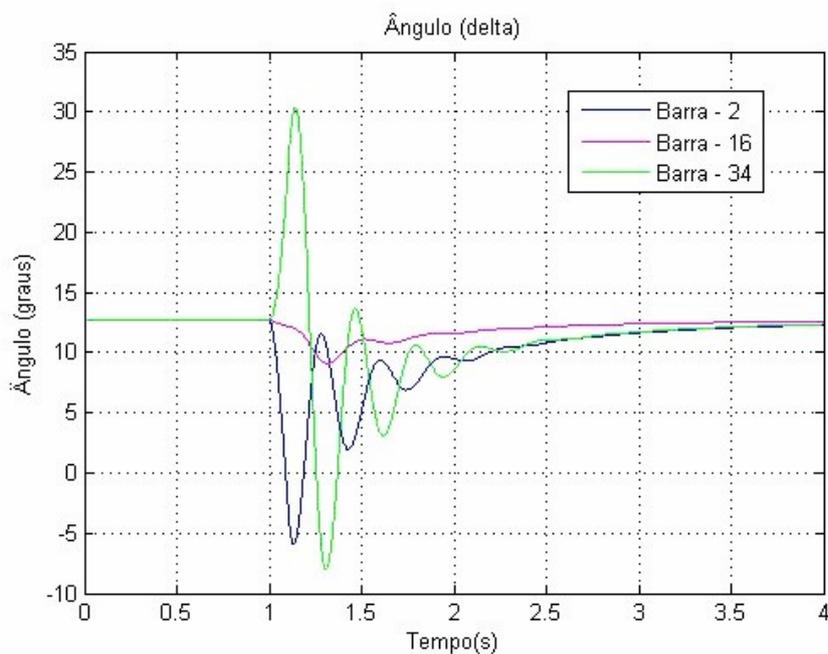
Os curtos foram trifásicos, aplicados em 1s e removidos em 100ms. As configurações de carga e geração foram as indicadas na Tabela 5.9:

Tabela 5.9: Configurações de Carga e Geração.

Carga	Geração	
2,229MW 1,374MVA <sub>r</sub> 2,6185MVA	70% de penetração	1,5603MW

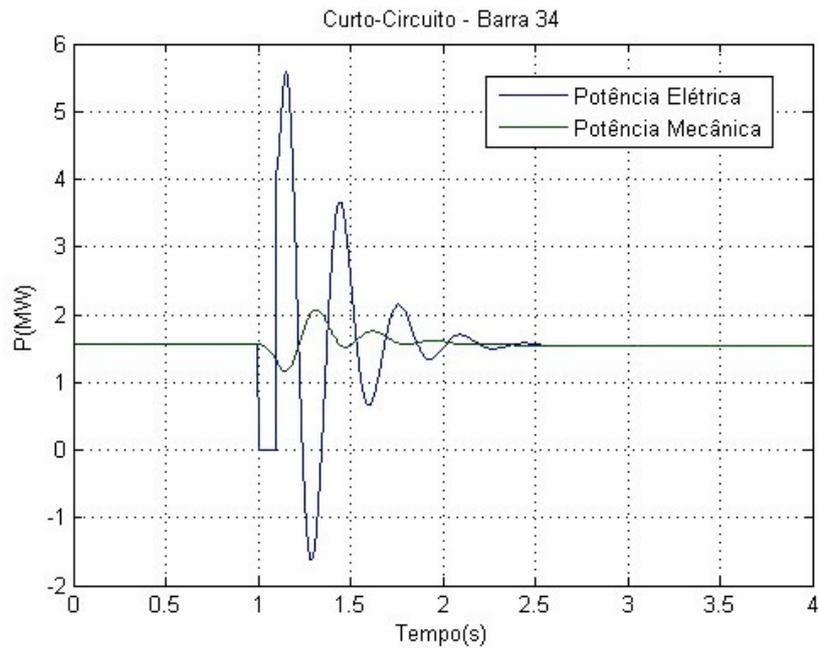
Na Figura 5.35, são mostradas as respostas do ângulo do gerador para cada caso de curto-circuito. Percebe-se que a estabilidade transitória foi mantida para os três casos.

Figura 5.35: Ângulo do gerador distribuído.



Observa-se que as maiores excursões no ângulo delta do rotor ocorrem quando o curto-circuito é aplicado na barra onde a GD está conectada. Quando o curto-circuito ocorre neste ponto da rede, a potência elétrica deixa de ser transmitida para o sistema, uma vez que a corrente de curto-circuito do gerador flui completamente para as reatâncias da falta. Desta forma, a potência elétrica vai a zero. A relação entre as potências elétrica e mecânica, para este caso, são mostradas na Figura 5.36.

Figura 5.36: Barra GD – Balanço de Potência Elétrica e Mecânica.



Quando a falta ocorre, o ponto de operação do sistema muda. Contudo, devido à inércia da máquina, o ângulo do rotor não pode variar instantaneamente. O desequilíbrio entre as potências provocará aceleração e desaceleração do rotor. Enquanto a velocidade angular da máquina for maior que a velocidade síncrona, o ângulo do rotor irá aumentar, até que a energia cinética adquirida durante os períodos de aceleração for completamente transferida ao sistema. Nos outros casos, as excursões do ângulo do gerador são menos acentuadas, devido a localização da falta.

Na Figura 5.37, observa-se o comportamento das potências na GD quando o curto-circuito é aplicado na Barra 2. Percebe-se que nos instantes seguintes à aplicação da falta, o gerador tende a se motorizar, consumindo potência ativa. Como a Barra 2 está localizada mais próxima do gerador distribuído do que a Barra 16, Figura 5.38, a influência do curto-circuito na estabilidade da GD é mais acentuada quando o curto é aplicado na barra 2 do que quando a falta ocorre na Barra 16. Em ambos os casos, o sistema não apresenta oscilações crescentes ou sustentadas durante longo período de tempo, mantendo sua estabilidade.

Figura 5.37: Curto na Barra 2 – Balanço de Potência Elétrica e Mecânica na GD.

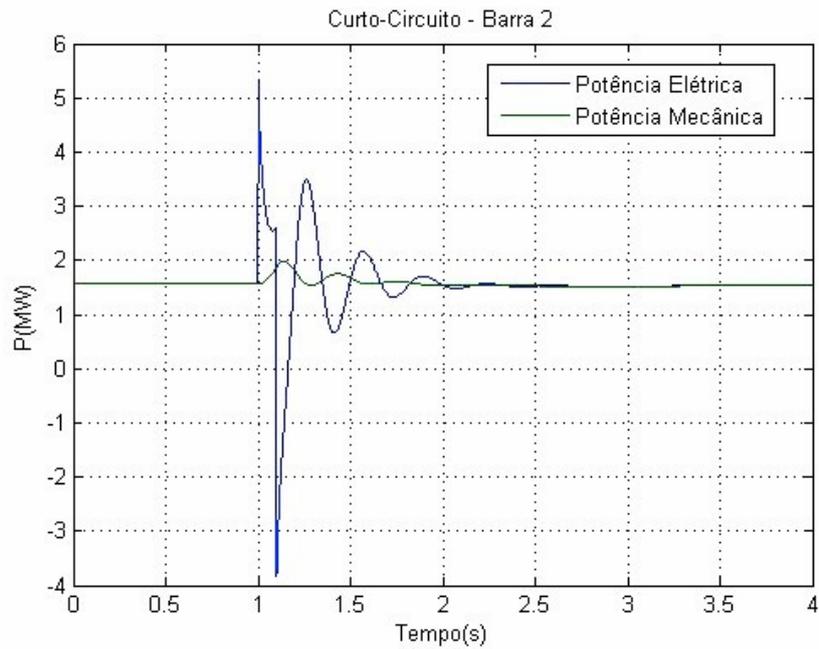
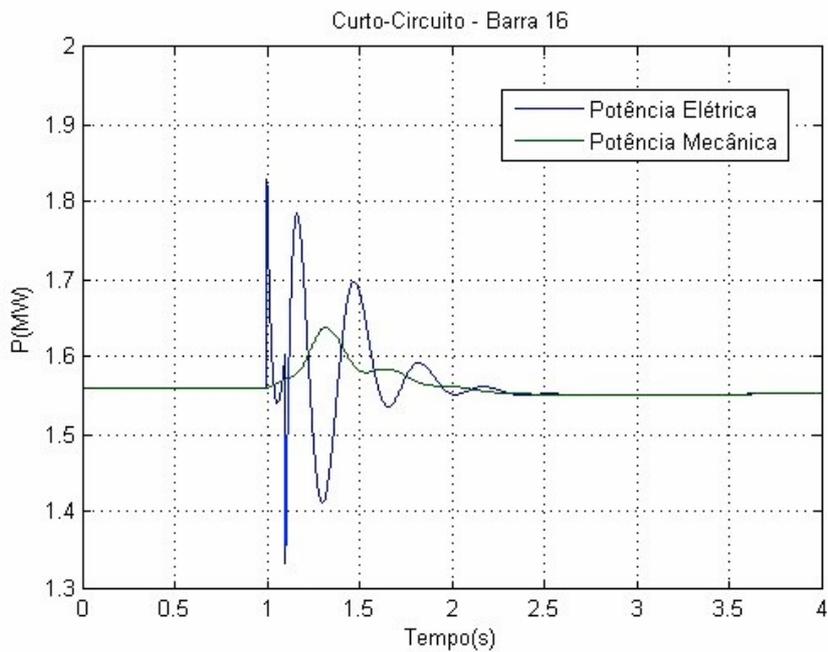


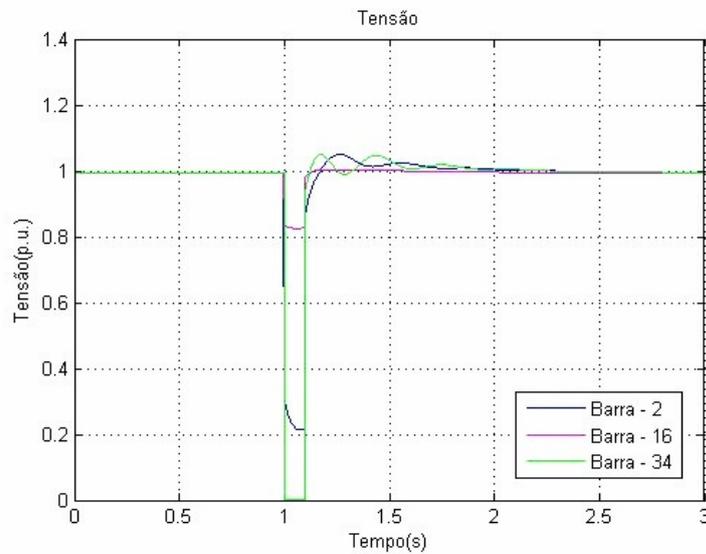
Figura 5.38: Barra 16 – Balanço de Potência Elétrica e Mecânica.



A resposta da tensão à perturbação é detalhada na Figura 5.39. De acordo com o esperado, o caso mais crítico ocorre quando o curto-circuito é aplicado diretamente na barra onde está a GD. Quando o curto-circuito é aplicado nas barras 2 e 16, ocorrem

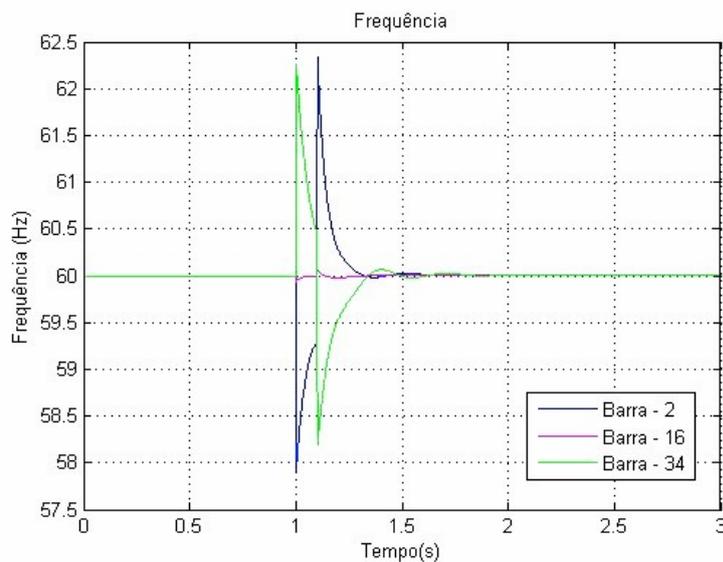
afundamentos momentâneos de tensão. Ao ser removido o curto-circuito, o sistema se recupera em poucos instantes.

Figura 5.39: Tensão na barra da GD.



A Figura 5.40 mostra que, apesar dos distúrbios, a frequência não viola nenhum dos limites estabelecidos pelo PRODIST.

Figura 5.40: Frequência na barra da GD.



No capítulo seguinte serão apresentadas as conclusões a respeito do trabalho, bem como os trabalhos futuros.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSÃO

#### 6.1 Considerações Finais

O número de instalações de diferentes tipos de esquemas de geração conectados à rede de distribuição está crescendo constantemente. A Geração Distribuída apresenta muitos benefícios sociais, ecológicos e econômicos, incluindo a alta eficiência e o aumento da penetração de fontes renováveis na matriz energética mundial, acarretando a diminuição da emissão de gases nocivos ao ambiente. No Brasil, os incentivos governamentais para o uso de energias renováveis têm impulsionado a conexão de pequenos geradores distribuídos ao sistema de distribuição.

Considerando o novo cenário dos SEPs, desenvolveram-se, neste trabalho, análises estáticas e dinâmicas da rede de distribuição IEEE 33 barras, com presença de Geração Distribuída e com o auxílio do *software* Simulight.

No primeiro momento, foram verificados os perfis de tensão das barras da rede, de acordo com o aumento da penetração da GD. Percebeu-se que, no modo de controle de fator de potência, quanto mais energia o gerador distribuído injeta no sistema, mais as tensões nos barramentos aumentam. As tensões cujos níveis se encontram mais baixos são, geralmente, aquelas nas extremidades do alimentador, enquanto que as mais altas estão localizadas próximas à geração.

Na segunda etapa, referente às análises dinâmicas, foram realizadas simulações de ilhamento e curto-circuito, com o intuito de avaliar as respostas do sistema face a estas condições anormais de operação.

Nos casos de ilhamento, foram considerados diferentes cenários de carga e geração. Verificou-se que o ilhamento é viável para situações onde: a capacidade de geração da máquina síncrona é respeitada e controles adequados de tensão e frequência são utilizados. Nos casos, onde não foi possível realizar o equilíbrio carga-geração, entretanto existia reserva girante, sugere-se que sejam implementados novos controles, especialmente, com estratégias de regulação secundária. Para os casos onde a capacidade máxima do gerador foi ultrapassada, recomenda-se que sejam planejadas estratégias de alívio de carga ou a inserção de mais unidades de GD.

Nas simulações de curto-circuito, observou-se que o sistema responde satisfatoriamente às faltas aplicadas, mantendo o sincronismo e se recuperando poucos instantes após a aplicação do distúrbio. Verificou-se, ainda, que o grau de perturbação causada ao ângulo do gerador, dependerá da barra onde o curto é aplicado. As barras mais distantes provocarão impactos menores sobre a máquina, uma vez que menos potência é drenada do gerador.

As simulações realizadas são de extrema importância para os SEPs, uma vez que permitem melhor verificar o comportamento do sistema, face à introdução de geradores distribuídos na rede de distribuição. As análises são imprescindíveis para que se antevêa a resposta do sistema, de maneira que seja possível evitar situações que coloquem em risco a integridade e a confiabilidade do sistema. Mais que isso, espera-se que as GDs sejam capazes de melhorar a qualidade da energia entregue aos consumidores, o que torna o campo de estudos relativo à geração distribuída ainda mais vasto, não se limitando aos trabalhos desenvolvidos neste TCC.

## 6.2 Trabalhos Futuros

Como sugestões de trabalhos futuros, apresentam-se:

- projeto de controladores para a regulação secundária;
- dimensionamento e alocação ótima da GD para minimizar perdas e desvios de tensão;
- avaliar o impacto de diferentes tipos de tecnologia de geradores na estabilidade do sistema;
- analisar os impactos da inserção de GDs dispersas através do sistema;
- avaliação dos impactos da GD na rede, considerando o modo de controle de tensão;
- avaliação dos impactos da GD na rede, considerando geradores baseados em diferentes fontes primárias de energia;
- estudos de proteção em sistemas com presença de GD;
- estudo sobre gerenciamento de energia em microrredes.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Jenkins, Nick, et. al, **Embedded Generation**, The Institution of Electrical and Electronics Engineers, Londres, 2000.
- [2] MOMOH, J., **Smart Grid Fundamentals of Design and Analysis**, IEEE Press Series on Power Engineering, John Wiley & Sons, 2012
- [3] FALCÃO, D. M. **Smart Grid e Microredes: o futuro já é presente**. In: VIII Simpósio de automação de sistemas elétricos – SIMPASE, Rio de Janeiro, Brasil. 09 a 14 ago. 2009.
- [4] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 06 janeiro, 2014.
- [5] HONGKAI, L. et. al, **Green Power Generation Technology for Distributed Power Supply**. In: China International Conference on Electricity Distribution, Guangzhou, China. 10 a 13 dez. 2008.
- [6] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, **Resolução N° 652**, de 9 de dezembro de 2003.
- [7] BIG - Banco de Informações de Geração da ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 15 janeiro, 2014.
- [8] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, 2 Ed. – Brasília, 2005.
- [9] Geração Distribuída e Cogeração. Disponível em: <<http://www.inee.org.br>>. Acesso em: 06 janeiro, 2014.
- [10] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, **PRODIST – Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição**. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha\\_revisao\\_2.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha_revisao_2.pdf)>. Acesso em: 06 janeiro, 2014.
- [11] SCHNEIDER ELECTRIC, **Os Efeitos do Curto-Circuito**. Disponível em:

<[http://www.schneider-electric.com.br/documents/cadernos-tecnicos/tema2\\_efeitos.pdf](http://www.schneider-electric.com.br/documents/cadernos-tecnicos/tema2_efeitos.pdf)>.

Acesso em: 07 janeiro, 2014.

[12] SLOOTWEG, J. G., KLING, W. L. **Impact of Distributed Generation on Power Systems Transient Stability**. IEEE – Engineering Society Summer Meeting, Chicago, EUA. 25 julho, 2002.

[13] AZMY, A. M., ERLICH, I. **Impact of Distributed Generation on the Stability of Electrical Power Systems**. IEEE – Power Engineering Society General Meeting, Tallahassee, EUA. 12 a 16 jul, 2005.

[14] McDERMOTT, T. E., DUGAN, R. C. **Distributed Generation Impact on Reliability and Power Quality Indices**. Rural Electric Power Conference, Colorado Springs. 2002.

[15] THONG, V. V., DRIESEN, J., BELMANS, R. **Power quality and voltage stability of distribution system with distributed energy resources**. *International Journal of Distributed Energy Resources*, Volume 1 Number 3. Editora: Technology & Science Publishers, Kassel, Alemanha, 2005.

[16] BC Hydro. **Distribution Power Generator Islanding Guidelines**. 2006.

[17] IEEE 1547.2-2008 - IEEE Application Guide for IEEE Std 1547 TM, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, Abr. 2009.

[18] J. Arrillaga, C.P. Arnold, B.J. Harker, **Computer Modelling of Electrical Power Systems**, John Wiley and Sons, 1983.

[19] KUNDUR, P., **Power System Stability and Control**, EPRI Power System Engineering. New York, McGraw-Hill, 1994

[20] Monticelli, A.J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**, 1 ed. São Paulo, Editora Edgard Blücher Ltda, 1983.

[21] BORGES, Carmen Lucia Tancredo, **Análise de Sistemas de potência**, Rio de Janeiro: UFRJ- Departamento de Engenharia Elétrica, 2005.

[22] KUNDUR, P., Et Al, **Definitions and Classification of Power System Stability**, IEEE Transactions On Power Systems, New York, Vol. 9, N. 2, pp. 1387- 1401, 2004.

[23] G.N. Taranto, C.E.V. Pontes, **Simulight V3.00 - Manual do Usuário**, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, Abr. 2013.

[24] ENERGISA. **Norma de Distribuição Unificada – NDU-015: Critérios para a conexão de acessantes de Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição da ENERGISA – Conexão em Média Tensão**. 2012.

[25] IEEE Distribution Planning Working Group Report, **Radial distribution test feeders**, IEEE Transactions on Power Systems, , Agosto 1991, Volume 6, Número 3, pp 975-985.