

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

CAMILA ELES RAMALHO

Sistema de sincronização de geradores
síncronos distribuídos utilizando unidades de
medição fasorial

São Carlos, Brasil

Novembro de 2016

CAMILA ELES RAMALHO

**SISTEMA DE SÍNCRONIZAÇÃO DE GERADORES
SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS UTILIZANDO
UNIDADES DE MEDAÇÃO FASORIAL**

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

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

Orientador: José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos, Brasil
Novembro de 2016

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

E165s

Eles Ramalho, Camila
Sistema de sincronismo de geradores síncronos
distribuídos utilizando unidades de medição fasorial /
Camila Eles Ramalho; orientador José Carlos de Melo
Vieira Júnior. São Carlos, 2016.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2016.

1. Geração distribuída. 2. ilhamento intencional .
3. gerador síncrono. 4. PMU. 5. sincronismo. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Camila Eles Ramalho

Título: "Sistema de sincronização de geradores síncronos distribuídos utilizando unidades de medição fasorial"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 18 / 11 / 2016,

com NOTA 8,5 (oito, cinco), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - Orientador -
SEL/EESC/USP*

Prof. Associado Mário Oleskovicz - SEL/EESC/USP

*Mestre Eduardo Augusto Pereira Gomes -
(Doutorando/SEL/EESC/USP)*

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior

Dedico este trabalho a Rafaela, Lili, Frederico e Lester.

Agradecimentos

A Deus pelas oportunidades e caminhos abertos ao longo da vida. Agradeço pela força a mim dada para conclusão de mais uma etapa em minha vida.

Ao meu professor e orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior pela atenção, disposição e sobretudo por sua paciência nessa jornada. Agradeço ainda por me guiar, pelos ensinamentos e lições aprendidas.

Aos demais professores que puderam contribuir para minha formação pessoal e acadêmica com ênfase para Adilson Gonzaga, Jerson Barbosa de Vargas, Luís Fernando Costa Alberto, Mario Oleskovicz e Ricardo Quadros Machado.

Aos funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica José Carlos de Oliveira e Jussara Ramos Zoia pela atenção, ajuda e carisma em todos os momentos de necessidade.

Aos meus pais Edison Ramalho e Sueli Eles e minha irmã Bruna Eles pelos esforços para que pudesse conquistar meus objetivos.

Ao meu namorado Caio Fujiwara pelo apoio e por poder compartilhar alegrias e tristezas.

Aos colegas de faculdade, que hoje tenho como amigos, por compartilharmos momentos bons e mesmo os ruins. Sou grata especialmente ao Emerson Pedrino, Karoline Pereira, Murilo Portela, Rafael Fideles, Victor Hugo, Victor Langhi e Vitor Fontenele.

Às minhas colegas de república e amigas Erica Cassaro e Estefani Rossetti pelas conversas, pelos cafés da tarde e discussões com o vizinho.

Aos meus amigos não menos importantes, que me acompanham desde o começo da minha jornada Danilo Amaral, Lara Meloni e Mariana Pedroso.

Resumo

RAMALHO, C. E. Sistema de sincronização de geradores síncronos distribuídos utilizando unidades de medição fasorial. 60 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

Os impactos ambientais para a construção de usinas de geração de grande porte tornam atrativas as instalações de geradores de menor porte próximos aos centros consumidores. A contribuição desses geradores de menor porte para o sistema, quando conectados à rede de distribuição, classifica a geração distribuída. Caso a geração distribuída perca a conexão com o sistema elétrico e mantenha a energização das cargas no entorno, caracteriza-se, então, uma rede ilhada ou rede isolada. Atualmente, essa prática não é permitida pelas concessionárias. Contudo, é notório que a possibilidade de um sistema em operar isolado e em conformidade com as concessionárias aumentaria a confiabilidade do sistema, já que porções do sistema se manteriam energizadas. Outro desafio a ser superado para que uma rede operar ilhada está na reconexão desta com o sistema. Deve-se controlar a geração isolada para sincronizar as formas de onda de tensão com o sistema no ponto de reconexão e, então, reconectá-la ocasionando o mínimo de transitórios possível. O ponto de reconexão do sistema nem sempre é próximo ao gerador distribuído. É necessário fazer a medição no ponto de interesse e transmitir as informações para o controle do gerador em um intervalo de tempo pouco significativo para a resposta do sistema. Um dispositivo de medição fasorial, como por exemplo o *phasor measurement unit* (PMU), permite monitorar as variáveis de interesse no local do sincronismo e enviar as informações para um elemento remoto apto a receber os sinais desse dispositivo. Este trabalho visa modelar e analisar a viabilidade do uso desse dispositivo em sistemas de sincronismo de geradores síncronos distribuídos para envio dessas informações e controle do gerador isolado. Os resultados mostraram que uma sincronização suave pode ser alcançada com o sistema apresentado.

Palavras-chave: geração distribuída, ilhamento intencional, gerador síncrono, *phasor measurement unit*, sincronismo.

Abstract

RAMALHO, C. E. Synchronization system of distributed synchronous generators using phasor measurement unit. 60 f. Monograph (Trabalho de Conclusão de Curso) — Escola de Engenharia de São Carlos, University of São Paulo, São Paulo, 2016.

The environmental impacts for construction of large-scale generation plants makes attractive the smaller generator sets implemented close to consumers. The contribution of these smaller generators to the system when connected to the distribution network is called distributed generation. In case the distributed generation loses the connection to the electrical system and keeps energizing the loads in the environment is then characterized as islanding. Currently, the concessionaires do not allow this practice. However, it is clear that the possibility of a system to operate isolated and in accordance with the concessionaires would increase system reliability, once parts of the system would remain energized. Another challenge to be overcome by the islanding is its reconnection to the system. The waveforms of voltage must be controlled in the island so it matches the system at the coupling circuit, then reconnect it causing minimal transient as possible. The system's coupling circuit is not always close to the distributed generator. It is necessary to do the measurements in the local of interest and transmit the information to the generator control in an insignificant time interval for the system response. The phasor measurement unit (PMU) allows the monitoring of the variables of interest in the coupling location and send this information to a remote element able to receive the signals of this device. This work aims the modeling and analyzes of the feasibility for using this device in synchronism of synchronous generators in distributed systems for transmission of information and control of islanding. The results showed that a smooth reconnection can be achieved with the presented system.

Keywords: distributed generation, intentional islanding, synchronous generator, phasor measurement unit, reconnection.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Sistema elétrico base simulado	33
Figura 2 – Regulador de tensão/potência reativa no gerador síncrono	38
Figura 3 – Controle adicional de tensão	39
Figura 4 – Regulador de velocidade da turbina a vapor	40
Figura 5 – Controle adicional de frequência	41
Figura 6 – Comportamento dos parâmetros no ponto de sincronismo para o caso base . .	46
Figura 7 – Comportamento dos parâmetros do gerador para o caso base	47
Figura 8 – Comportamento das tensões das cargas para o caso base	47
Figura 9 – Comportamento dos parâmetros no ponto de sincronismo para o caso 1 . . .	49
Figura 10 – Comportamento dos parâmetros do gerador para o caso 1	50
Figura 11 – Comportamento das tensões das cargas para o caso 1	51
Figura 12 – Comportamento dos parâmetros no ponto de sincronismo para o caso 2 . .	52
Figura 13 – Comportamento dos parâmetros do gerador para o caso 2	53
Figura 14 – Comportamento das tensões das cargas para o caso 2	54
Figura 15 – Lógica de fechamento do disjuntor	59

Listas de tabelas

Tabela 1 – Distribuição de cargas no sistema	34
Tabela 2 – Limites de tensão e tempos de resposta	36
Tabela 3 – Limites de frequência e tempos de resposta.	37
Tabela 4 – Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1kV e inferior a 69kV.	44
Tabela 5 – Variação de frequência e tempo tolerado dentro de cada faixa	45
Tabela 6 – Tabela verdade do flip-flop JK	60
Tabela 7 – Dados da subestação	61
Tabela 8 – Dados das linhas de distribuição	61
Tabela 9 – Dados dos transformadores	61
Tabela 10 – Dados do gerador	62

Lista de abreviaturas e siglas

GD	Geração Distribuída
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações de Geração
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i> - Unidade de Medição Fasorial
GPS	<i>Global Positioning System</i> - Sistema de Posicionamento Global
PI	Proporcional-Integral

Sumário

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	Geração distribuída	19
1.1.1	Contexto histórico e cenário atual	19
1.1.2	Vantagens e desvantagens da geração distribuída	20
1.2	Ilhamento	20
1.2.1	Viabilidade do retorno à rede	22
1.2.2	Aquisição e transmissão de dados	22
1.3	Objetivos e motivações	23
1.4	Organização do texto	23
2	TÉCNICAS DE SINCRONIZAÇÃO DO GERADOR SÍNCRONO DISTRIBUÍDO	25
2.1	Requisitos para sincronismo	25
2.2	Técnicas tradicionais	26
2.2.1	Sincronização manual de geradores	27
2.2.2	Sincronização semiautomática de geradores	27
2.2.3	Sincronização automática de geradores	27
2.3	Técnicas modernas	28
2.4	Considerações finais sobre o capítulo	30
3	APRESENTAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO	31
3.1	Ambiente computacional	31
3.2	Considerações do sistema base	32
3.3	Sistema elétrico base	32
3.3.1	Subestação	33
3.3.2	Cargas	33
3.3.3	Transformadores	34
3.3.4	Disjuntores	35
3.3.5	Meio de comunicação e transmissão de informações	35
3.3.6	Gerador distribuído	36
3.3.7	Regulador de tensão do gerador síncrono	37
3.3.8	Controle adicional de tensão	38
3.3.9	Regulador de velocidade do gerador	39
3.3.10	Controle adicional de frequência	40

4	ANÁLISE DA SINCRONIZAÇÃO DA REDE ILHADA COM O SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	43
4.1	Caso Base	43
4.2	Caso 1	48
4.3	Caso 2	52
5	CONCLUSÃO	55
5.1	Trabalhos futuros	55
	REFERÊNCIAS	57
	APÊNDICE A – LÓGICA DE FECHAMENTO DO DISJUN- TOR	59
	APÊNDICE B – PARÂMETROS DO SISTEMA ELÉTRICO	61

1 Introdução

1.1 Geração distribuída

A geração distribuída (GD) pode ser definida como uma fonte de geração conectada diretamente à rede de distribuição (até 138kV) de um sistema elétrico de potência. Sua produção destina-se às cargas locais ou próximas sem a necessidade de transportar energia através de redes de transmissão. No Brasil, inclui-se nesse conceito, quando atendem às condições enunciadas, pequenas centrais hidrelétricas de até 30MW e reservatório com superfície máxima de 3km², além de usinas geradoras de outras fontes até 30MW [1]. Não se estabelece uma classificação para todo o alcance de potência da geração distribuída, mas se classifica como microgeradores aqueles cuja potência instalada é menor ou igual a 75 kW, e como minigeradores aqueles cujas centrais geradoras possuem potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3MW, para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes [2].

1.1.1 Contexto histórico e cenário atual

Em um contexto histórico, na primeira metade do século 20, era usual a geração de energia local para abastecimento de setores elétricos. Devido a incentivos governamentais, a partir da década de 1940, o custo da geração central de grande porte diminuiu, reduzindo o interesse comercial e tecnológico em desenvolver a geração local. Fatores externos, como a crise do petróleo em 1973 e 1991, e fatores internos, como reforma no setor elétrico ou a fragmentação da geração, transmissão e distribuição em 1997, estimularam a competitividade neste setor e, portanto, a descentralização da geração [3].

No cenário brasileiro atual, a geração distribuída apresenta-se como um mercado em expansão. Alguns eventos foram responsáveis por acelerarem ainda mais esse mercado, dentre eles, a crise no abastecimento de energia em 2001. Em um panorama mais recente, pode-se citar a estiagem prolongada no ano de 2014 em um país cuja fonte hidráulica ofertou internamente 64,9% da geração em 2013 [4].

Em 2012, com o lançamento da Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº482/2012, foi incentivada a ampliação da geração distribuída para sistemas de distribuição de baixa tensão, ao facilitar que os próprios consumidores injetassem energia elétrica oriunda de fontes renováveis na rede elétrica. De acordo com a própria ANEEL, os estímulos são justificados pelos benefícios que a geração distribuída pode trazer ao sistema elétrico, como, por exemplo, a diversificação da matriz energética e, no curto prazo, adiar os investimentos de grandes centrais geradoras e linhas de transmissão [2].

O avanço desse mercado é registrado no Banco de Informações de Geração (BIG) criado

pela ANEEL, em que é possível obter informações sobre o parque de geração brasileiro tal como a potência de usinas instaladas e as concessionárias as quais atendem. Os dados englobam autoprodutores, autoprodutores com comercialização de excedentes, produtores independentes de energia e registro de mini e micro geradores regularizados em operação, em construção ou outorgados no período de 1998 a 2013 [2].

1.1.2 Vantagens e desvantagens da geração distribuída

A descentralização da geração elétrica é motivada pelas vantagens que a geração distribuída fornece. Pode-se citar a possibilidade de diversificação da matriz energética de um país de forma a suprir as sazonalidades das suas principais fontes energéticas. No caso do território brasileiro, por exemplo, a época com maior índice de ventos coincide com a época de estiagem. A geração distribuída permite atender a demanda crescente de energia elétrica aliviando a urgência de grandes obras na expansão no sistema de transmissão e geração centralizada. Isso reduz o carregamento das redes e acarreta em um aumento da confiabilidade do sistema elétrico, já que não existe mais a dependência de apenas uma fonte energética ou de uma única central geradora [5].

Devido ao seu menor porte, a geração distribuída possui maior velocidade e menor custo de implantação. Além disso, causa um menor impacto no ambiente em que é instalado dependendo da fonte de energia utilizada. É possível instalar com maior facilidade geradores com a potência adequada à quantidade de fonte energética disponível sem grandes modificações ao ambiente. Por ser conectada próximo a carga, custos na transmissão e perdas podem ser minimizados desde que esse sistema seja responsável por suprir apenas a demanda local [2],[5].

As desvantagens da geração distribuída podem ser remetidas aos impactos que esta pode causar à rede. A injeção de potência ativa dos geradores distribuídos pode resultar em oscilações ou níveis de tensão acima do tolerado, evidenciando a necessidade de mecanismos de controle de tensão em campo. Ainda poderá causar riscos ao longo de sua operação devido às oscilações de tensão, aos aumentos na complexidade de manutenção das linhas de distribuição e aumento nos níveis de curto-circuito e da necessidade de ajustes nos sistemas de proteção já instalados. Distorções harmônicas podem ser emitidas dependendo da interface do gerador com a rede, tendo em vista que máquinas rotativas emitem poucos harmônicos quando comparadas às interfaces que utilizam eletrônica de potência. Para adição de qualquer elemento ao sistema elétrico de potência deve-se ponderar a necessidade deste com os riscos à qualidade da energia que pode causar [5].

1.2 Ilhamento

Neste cenário de expansão da geração distribuída, leva-se em pauta a viabilidade de um sistema em operar ilhado. Um ilhamento intencional é caracterizado quando, mediante uma falta

ou pela necessidade de manutenção programada, uma porção da carga perde o abastecimento pelo sistema interligado devido à atuação do sistema de proteção e passa a operar apenas com a geração distribuída, suprindo eletricamente esta carga de forma isolada. Para que o ilhamento seja caracterizado como intencional deve ser detectado e o esquema de controle do gerador distribuído comutado.

No Brasil, o ilhamento ou operação ilhada é citado pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), documentos elaborados pela ANEEL, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica [2].

Em um âmbito regional, a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) define que para o caso de micro e minigerações distribuídas, a operação em ilha da rede não será permitida sobre qualquer hipótese. Sendo assim, na ausência do fornecimento de energia proveniente da concessionária, deve haver a interrupção do paralelismo de fornecimento da micro ou minigeração em até dois segundos. Dessa forma, a proteção desse sistema deve atuar sobre uma quantidade mínima de eventos de acordo com a potência que injeta na rede, sendo obrigatório a todos eles as proteções de sub e sobretensões, sub e sobrefrequência, sincronismo e anti-ilhamento [6].

Ainda sobre a concessão da CPFL, para o caso de autoprodutores em paralelo com o seu sistema de distribuição, é inibida a atuação de religadores automáticos de qualquer elemento que promova o paralelismo entre os circuitos. Da mesma forma, sob qualquer situação operativa, a operação ilhada dos acessados ao sistema elétrico não é permitida [7].

Para a Companhia Paranaense de Energia (COPEL), para o caso particular de acesso de micro e minigerações à rede de distribuição, sob qualquer circunstância não poderá operar ilhada alimentando cargas da região, cabendo a ela tomar as medidas necessárias para impedir esta prática [8].

Em condições normais de acesso de uma geração distribuída ao sistema de distribuição da COPEL, a operação ilhada também não é permitida. Contudo, caso gerações provenientes de geradores síncronos manifestem interesse, a companhia realizará um estudo de viabilidade para que haja a liberação ou não da operação ilhada. Portanto, as centrais geradoras deverão estar preparadas para a operação ilhada da instalação interna ou de parte do sistema de distribuição, formando assim microrredes. Tornam-se de sua responsabilidade a proposição de melhorias para a qualidade da energia no ponto de acoplamento [9].

Embora ainda proibida, manter o abastecimento das cargas mesmo que de forma isolada aumentaria a confiabilidade do sistema elétrico. Os indicadores de verificação da continuidade do serviço DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) representam o tempo e o número de vezes que uma unidade consumidora fica sem o fornecimento de energia para um determinado período [2]. Esses índices diminuiriam naturalmente em um cenário em que a operação ilhada

seja permitida, já que, ao invés de desconectada, as cargas têm seu abastecimento e, portanto, o seu faturamento mantido.

Neste sentido, a operação ilhada representa um desafio à concessionária acessada, que é responsável em garantir a qualidade da energia na porção energizada da rede. Mesmo assim, as consequências econômicas devido à continuidade do abastecimento de energia e oportunidades de uma rede ilhada devem ser consideradas, sobretudo em um ambiente industrial [5]. A falta de garantia da qualidade ou de energia aos consumidores por parte da concessionária em uma rede ilhada desencoraja essa prática. Contudo, a possibilidade de um gerador em operar isoladamente deve ser definida caso a caso.

Embora a operação ilhada não seja uma prática comum, existem estudos para viabilizá-las. Dentre estes, destaca-se a dissertação de mestrado sobre a análise de requisitos técnicos para ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos [10].

1.2.1 Viabilidade do retorno à rede

Uma vez que um sistema opera em forma de ilha, seja devido à manutenção programada ou à falta, torna-se necessário o retorno deste à rede integrada assim que a causa é sanada. Ou seja, uma rede ilhada pode retornar a rede interligada de forma a operar como um gerador distribuído. Contudo, a reconexão de uma fonte geradora ao sistema interligado deve ser feita de tal forma que não comprometa ou prejudique a operação dos demais acessantes do sistema de distribuição [11].

Para que a transição entre o sistema ilhado para um sistema interligado seja a mais branda possível, a sincronização entre ambas as partes devem atender condições específicas de operação. O sincronismo depende que o gerador e a rede apresentem no ponto de conexão a mesma sequência de fases e diferenças de tensão, frequência e defasagem dentro das respectivas faixas de tolerância. Para tanto, deve ser feito o uso de dispositivos controladores de tensão e frequência no gerador isolado para que a sua inserção não perturbe a rede.

1.2.2 Aquisição e transmissão de dados

O ponto de reconexão do sistema nem sempre é próximo ao gerador distribuído. É necessário fazer a medição no ponto de interesse e transmitir as informações para o controle do gerador em um intervalo de tempo pouco significativo para a resposta do sistema. Um dispositivo de medição fasorial, como por exemplo o phasor measurement unit (PMU), permite monitorar as variáveis de interesse (magnitude, frequência e fase da tensão) no local do sincronismo e enviar as informações para um elemento remoto apto a receber os sinais desse dispositivo [12].

1.3 Objetivos e motivações

As tendências do mercado energético de descentralização da geração de energia e o crescimento da demanda apontam para geração distribuída como uma solução. Com o aumento de fontes no sistema, seja por uma falta, ou pela necessidade de manobra na rede, a operação ilhada está ainda mais próxima à realidade atual.

Uma vez permitida a operação isolada de uma rede, torna-se necessário o retorno desta para o sistema interligado, assim que a reconexão se faz possível. Diferentemente de uma rede ilhada, a geração distribuída tem como suporte de abastecimento do sistema interligado.

Pesquisas e desenvolvimentos tanto nas áreas de geração distribuída quanto de operação ilhada são necessárias para fundamentar e desmistificar essas formas de atuação. A partir do embasamento desses conceitos e a confirmação de sua inofensibilidade ao consumidor e ao sistema, a operação ilhada pode ser, então, concedida.

Este trabalho visa explorar o retorno da rede ilhada com o sistema interligado. Tem como objetivo apresentar um método para que seja feito, com menor impacto, o sincronismo e a reconexão entre esses circuitos. Os parâmetros como tensão, frequência e defasagem serão medidos nos pontos de interesse (no ponto de acoplamento, nas cargas e junto ao gerador) para averiguar a reação frente às alterações. Este trabalho é motivado pela contribuição na formação de princípios sobre esse tema.

1.4 Organização do texto

Este trabalho está organizado em cinco capítulos summarizados da seguinte forma:

- **Capítulo 2 - Técnicas de sincronização do gerador síncrono distribuído:** apresentação de conceitos e fundamentos sobre o tema. Revisão de dissertações e pesquisas que embasaram o trabalho aqui em questão;
- **Capítulo 3 - Apresentação do sistema elétrico:** apresentação do sistema elétrico e seus elementos simulados, da metodologia utilizada e ambiente computacional em que foi desenvolvido o tema;
- **Capítulo 4 - Análise da sincronização da rede ilhada com o sistema de distribuição:** apresentação dos resultados das simulações do caso base e de variações deste;
- **Capítulo 5 - Conclusão:** apresentação das considerações finais do trabalho e possibilidades para futuros desenvolvimentos na área;
- **Apêndice A - Lógica de Fechamento do Disjuntor:** descrição detalhada sobre a lógica de fechamento utilizada no disjuntor do sistema elétrico simulado;

- **Apêndice B - Parâmetros do sistema elétrico:** descrição dos parâmetros dos componentes do sistema elétrico.

2 Técnicas de sincronização do gerador síncrono distribuído

2.1 Requisitos para sincronismo

A sincronização de um gerador isolado à rede deve ser feita de forma a causar o mínimo de impacto aos demais acessantes assim como ao próprio gerador. Para isso, a rede e a geração distribuída devem apresentar a mesma sequência de fases e a diferença de frequência, tensão e defasagem entre as partes estar dentro de suas respectivas faixas de tolerância no ponto de acoplamento. É estipulado em IEEE C50.12 e IEEE C50.13 que para máquinas síncronas de polos salientes e de polos lisos, respectivamente, serem conectadas de maneira segura a rede, estes valores devem ser de [13]:

- Diferença de fase: $\pm 10^\circ$;
- Diferença de frequência: $\pm 0,067\text{Hz}$ para frequência fundamental de 60Hz;
- Diferença de tensão: 0 a + 5%.

Embora seja declarado que a diferença de frequência pode ser tanto positiva quanto negativa, na prática é usualmente utilizada a diferença de frequência positiva do sistema com relação à ilha. Neste caso, o gerador estará em uma rotação mais lenta do que a frequência da rede e, ao conectá-los, será produzido um torque transitório no sentido do torque da máquina e o gerador será acelerado. Caso a diferença fosse negativa, ou seja, se o gerador estivesse com uma rotação maior do que a frequência da rede, um torque frenante seria produzido, podendo prejudicar a parte mecânica da máquina [12].

De forma semelhante, assim como na diferença de frequência, é preferível que a defasagem seja positiva. Neste caso, o rotor do gerador será acelerado por um torque transitório no mesmo sentido que o torque da máquina até o ponto em que os ângulos se igualem [13].

Além das condições dadas, a sincronização segura também depende do modo de controle do gerador tanto no momento do fechamento do disjuntor quanto na sua atuação em regime ilhado ou paralela à rede. No modo de operação *droop*, a máquina síncrona opera como uma barra PQ, em que fornece uma potência tanto ativa quanto reativa constantes. Não há um controle de tensão em seus terminais e a frequência de saída é proporcional à potência gerada. Este modo é mais adequado às máquinas que operam paralelamente ao sistema, já que as mesmas tendem a se adequar a frequência que a rede proporciona ao invés de impor uma frequência a este. No modo de operação isócrono, a máquina síncrona passa a operar como uma barra de tensão controlada (fV), em que o módulo da tensão e a frequência são mantidos dentro do especificado

e a potência ativa e reativa são fornecidas conforme a solicitação da carga. O controle tende a manter a velocidade de rotação (consequentemente a frequência) constante. Este modo é mais adequado às máquinas que operam isoladas ao sistema, já que tendem a impor as configurações à ilha. Logo, a mudança no modo de controle do gerador se faz necessária no momento em que o cenário em que atua é alterado [12].

As técnicas de sincronização devem ser aplicadas de forma a evitar um sincronismo ineficaz. O fechamento do disjuntor de conexão feito fora das condições sugeridas de sincronismo pode ocasionar diversos danos tanto ao gerador quanto à rede. A exemplo disso, em um cenário cuja diferença entre as frequências é acentuada, um estresse mecânico é causado no gerador devido à aceleração ou frenagem rápida ao forçar o sincronismo durante a conexão. Diferenças de fases ou tensões acentuadas no momento da conexão resultam em correntes elevadas que podem exceder o máximo suportado pelo gerador, transformadores ou mesmo linhas associadas à rede de distribuição, o que compromete os isolamentos, desempenho e ainda diminui drasticamente a vida útil desses elementos. Pode-se evidenciar outros distúrbios no sistema elétrico tal como oscilações de energia ou desvios de tensão devido à injeção excedente de potência pelo gerador distribuído [13].

A conexão do gerador à rede quando fora de sincronismo pode resultar em condições anormais levando à atuação dos dispositivos de proteção do gerador. Caso a frequência do sistema seja maior que a frequência do gerador, haverá um fluxo de potência no sentido deste para que acelere. A potência reversa é interpretada como à motorização do gerador e leva à atuação da proteção respectiva a esse evento. Num outro cenário, caso a tensão da rede seja maior que a tensão do gerador, haverá uma diminuição súbita do campo magnético deste. Isso pode ser interpretado como perda de excitação de campo da máquina levando a proteção a atuar sobre esse evento [13].

2.2 Técnicas tradicionais

Tradicionalmente são usadas três técnicas para estabelecer a conexão entre um gerador e a rede: sincronização manual, semiautomática e automática [14]. A dimensão da máquina e grau de automação disponível nesta são fatores a se considerar na escolha da técnica utilizada. Uma parte importante do processo é o controle de tensão e frequência.

A operação deve minimizar diferenças nas configurações para evitar efeitos nocivos ao sistema. Ainda, independentemente do método, o sincronismo pode ser complementado por relés de verificação de sincronismo ou *sync-check relays*. Esses relés efetuam a medição das tensões envolvidas no sincronismo e impedem que o paralelismo ocorra em condições inaceitáveis. É importante ressaltar que o uso de relés de verificação de sincronismo não garante que o sincronismo ocorra de uma forma suave [12].

2.2.1 Sincronização manual de geradores

Na sincronização manual, tanto o controle de tensão e frequência do gerador como a decisão de fechamento do disjuntor responsável pelo paralelismo são de responsabilidade do operador. Um grupo de instrumentos de medição disponibiliza as informações necessárias para promover tal decisão, mas não atua sobre o sistema em si. Os instrumentos promovem ao operador uma indicação visual da tensão e frequência do sistema, além dessas mesmas características no gerador distribuído. Outro dispositivo comumente utilizado é o sincronoscópio, dispositivo que providencia o ângulo de fase e a diferença de frequência. Com base nesses dados, o operador manualmente ajusta a velocidade da turbina (ou o controle de frequência) e o nível de excitação da máquina (ou regulador de tensão) para que a frequência e a tensão terminal combinem com as da rede, assim como fechará o disjuntor entre eles. Como principal motivo para o uso desta técnica, está em fornecer ao operador maior controle sobre a planta [14].

2.2.2 Sincronização semiautomática de geradores

A sincronização semiautomática apresenta aspectos tanto da sincronização automática quanto da manual. Neste modo, os ajustes de tensão e frequência do gerador são feitos de forma principalmente automática, e o fechamento do disjuntor de conexão é iniciado e supervisionado pelo operador. Nas técnicas que envolvem a ação humana, é também considerado o atraso na resposta do operador ao executar a sua função [14].

2.2.3 Sincronização automática de geradores

A sincronização automática é feita a partir da correlação entre medições das tensões, frequências, defasagens e taxas de variações das respectivas grandezas, ajustes desses parâmetros e fechamento do disjuntor de conexão sem intervenção humana. Parte dessas funções é realizada por um sincronizador automático que coordena os controles de tensão e velocidade.

Nas técnicas de sincronização, um regulador de tensão é responsável pelo controle do nível de tensão terminal do gerador. A variação da tensão de saída é obtida pela variação da excitação de campo da máquina em que o regulador de tensão atua. Há também um regulador de velocidade que é responsável pela frequência da forma de onda fornecida pelo gerador. A variação de frequência e até mesmo a alteração da defasagem das formas de onda são obtidas pela variação da velocidade de rotação do gerador em que o regulador de velocidade atua [15].

Os dados necessários para o sincronismo são obtidos por um dispositivo eletrônico inteligente alimentado por dois transformadores de potencial, um referente ao gerador e outro referente a rede. O dispositivo calcula a diferença entre os dois sinais e esse erro é usado para realimentar uma malha fechada de controle para ajustes da tensão e frequência da fonte por meio do regulador de tensão e de velocidade, respectivamente [12]. No mercado atual, existem relés

de proteção para geradores que também atuam nas operações de controle da máquina, sendo responsáveis pelos ajustes para seu sincronismo [4].

A sincronização automática foi inicialmente empregada para máquinas de menor porte ou unidade em que o controle remoto se fizesse necessário. Dentre os motivos para o aumento no uso dessa técnica estão a necessidade de se realizar o sincronismo diversas vezes, eliminação de possíveis falhas humanas e aumentar o nível de automação do sistema [14].

2.3 Técnicas modernas

Avanços na tecnologia atribuem confiabilidade e flexibilidade à sincronização, contribuindo para o aprimoramento nas técnicas já descritas e desenvolvimento de novas. As técnicas tradicionais ainda possuem grande aplicabilidade no sistema elétrico de potência, contudo, mostram-se limitadas para situações de maior complexidade.

Para qualquer um dos métodos já descritos, a sincronização exige um cabeamento de sinal do transformador de potencial para cada ponto em que o acoplamento possa ser realizado a um mesmo dispositivo eletrônico. Em um cenário com possíveis pontos de conexão de um gerador a diversas outras redes ou uma sincronização que deva ser feita através diversos disjuntores, o sinal decorrente do transformador de potência deve percorrer longas distâncias até o dispositivo em questão. Lógicas de seleção complexas devem ser consideradas para que o sincronismo possa ser feito.

Entre os avanços para as técnicas de sincronização, pode-se citar três trabalhos recentes na área, listados a seguir:

- **Uso de monitoramento remoto de tensão e frequência para reconexão automática de ilhas à rede [16]**

No Brasil, devido ao incentivo governamental, o número de geradores distribuídos na rede aumentou. Em condições em que o ilhamento do gerador é permitido e microrredes são formadas, a reconexão desta com o sistema se faz necessária. Dado o nível de automação do sistema, a sincronização é feita manualmente. A comunicação necessária entre os operadores para ajustar o gerador distribuído é realizada via telefone. Devido à falta de confiabilidade no sistema de telefonia e a ausência de operadores nas subestações, nem sempre são atingidas as condições para se alcançar um paralelismo suave.

O estudo propôs a instalação de um canal de comunicação que envia sinais de tensão e frequência do ponto de acoplamento, tanto do lado da rede quanto do lado do gerador. Após o operador acionar um comando para conexão dos circuitos, esses sinais são transmitidos para o controle de sincronismo do gerador distribuído, que atuará sobre os reguladores de tensão e velocidade até que o paralelismo ocorra. O relé de verificação de sincronismo será responsável pelo fechamento do circuito nas condições mais favoráveis possíveis. Logo, os sinais provenientes

do ponto de acoplamento são desligados. A lógica se mostrou efetiva, sendo já aplicada em uma microrrede no estado do Rio de Janeiro.

• Uso da medição sincronizada de fasores através dos PMUs para sincronismo [12]

O *Phasor Measurement Unit* (PMU) é um dispositivo capaz de medir fasores de um sistema elétrico de potência. Este elemento usa uma precisa referência temporal via *Global Positioning System* (GPS) para amostragem do sinal. Já que a referência é a mesma para diferentes dispositivos, faz-se possível a sincronia de diversos PMUs em diferentes localizações.

A comunicação pode ser feita por qualquer mídia de comunicação. Graças a isso, o uso de PMUs para o sincronismo substitui a fiação necessária decorrente do transformador de potência de até os geradores de um sistema tradicional. Essa vantagem se estende nas situações em que há diferentes redes disponíveis para sincronização ou múltiplas redes para serem sincronizadas.

Os relés já presentes na proteção do sistema podem ser adaptados para levarem medições de fasores até o sistema de controle e regulação do gerador. A sincronização de um gerador distribuído ao sistema elétrico de potência por meio desse estudo se mostrou eficaz na aplicação deste método.

• Estratégias de controle de ilhamento para redes de distribuição [17]

Os tipos de geradores utilizados e os números de geradores operando na ilha são fatores que contribuem para aumentar a complexidade no controle de um sistema tanto isolado quanto conectado à rede. As ilhas podem englobar diferentes porções do sistema, dependendo da parcela deste que foi isolada e da capacidade de geração do gerador em questão. Cada formação de ilha resulta em um diferente desbalanço energético que, portanto, requer diferentes ajustes nos reguladores de tensão e velocidade dos geradores distribuídos.

O artigo propõe um controle principal para coordenar as operações do controle dos geradores distribuídos operando ou não conectado à rede. O controle atua baseado em informações dos sinais recebidos da rede e da ilha e transmite informações aos reguladores de tensão e velocidade do gerador distribuído por um meio de comunicação confiável. Embora o artigo foque na formação de uma microrrede, considera-se que o mesmo controle pode ser usado para integrá-la ao circuito principal.

Ressalta-se que para uma operação apropriada de um sistema ilhado, é essencial que a carga associada à microrrede seja menor ou igual à capacidade de geração do gerador distribuído. É imprescindível que a detecção do ilhamento seja feita para que haja a mudança forma de controle dos reguladores do gerador e, se necessário, dê sequência à seleção da carga acoplada ao sistema ilhado. O controle ainda requer um sistema de comunicação rápido e confiável, por exemplo a fibra óptica. Ainda, a proteção do sistema deve ser ajustada para cada modo de operação do gerador distribuído.

2.4 Considerações finais sobre o capítulo

O capítulo ressaltou a importância de atender às condições necessárias para obtenção de um sincronismo suave. O trabalho fundamentou-se nas técnicas tradicionais e modernas apresentadas para construção de um sistema capaz de reconectar a rede ilhada ao sistema interligado. De cada técnica tentou-se aproveitar as vantagens e contornar as desvantagens.

3 Apresentação do sistema elétrico

Com o embasamento das técnicas de paralelismo discutidas no Capítulo 2, foi implementado uma forma de controle que permite a conexão de uma rede ilhada ao sistema interligado com o menor impacto possível. O Capítulo 3 apresenta o sistema elétrico de potência base e os elementos utilizados para os testes desse controle. Este capítulo também descreve as premissas tomadas para simplificar o sistema e acelerar a resposta no ambiente computacional em que foi desenvolvido. O diagrama unifilar é apresentado na Figura 1. Esse sistema foi fundamentado em [10].

3.1 Ambiente computacional

O sistema elétrico de potência base considerado foi implementado na extensão do programa computacional *Matlab*, o *Simulink*. Este é um ambiente de diagrama de blocos que suporta simulações, geração automática de código, testes e verificações contínuas de sistemas incorporados [18].

A biblioteca do *Simulink*, o *SimPowerSystems*, oferece diversos elementos do sistema elétrico tal como fontes de energia, máquinas síncronas, cargas, linhas de transmissão e disjuntores. Os parâmetros de cada elemento foram ajustados para se adequarem da melhor forma a uma rede de distribuição real de pequeno porte.

Complementando o *SimPowerSystems*, a biblioteca *Control Design*, também contida no *Simulink*, fornece os recursos necessários para implementação do controle do gerador distribuído e da lógica para fechamento do disjuntor. Outras bibliotecas do *Simulink* também foram utilizadas para promover a união das demais aqui descritas.

O tipo de simulação que foi escolhido é o Discreto com o tempo de amostragem T_a igual a 50 microssegundos. Devido à complexidade do sistema, um recurso do *Matlab*, o modo *Accelerator*, foi utilizado. Esse modo de operação substitui o modo *Normal* do *Simulink*, criando um executável que encurta o período normal de simulação [18]. Para isso, conta com o auxílio de um compilador de linguagem de programação C instalado na mesma máquina.

Para este trabalho utilizou-se a versão *Matlab R2013a* com a versões do *Simulink* e suas bibliotecas inerentes dessa variante. A instalação do compilador *Microsoft Visual C++ 2008 SP1* foi requerida para viabilizar o uso do modo *Accelerator*.

3.2 Considerações do sistema base

Para simplificar a simulação computacional, algumas considerações e premissas foram tomadas de forma a não ferir a semelhança do sistema simulado com um sistema passível de ser observado na rede de distribuição.

- A subestação fornece energia de forma equilibrada e as cargas são distribuídas de forma balanceada ao longo do sistema. Assim, a amostragem de apenas uma fase é o suficiente para representar o sistema trifásico neste mesmo ponto;
- O gerador distribuído descrito é único dentro do sistema de distribuição simulado, sendo necessário apenas o ajuste neste elemento para obter as condições de paralelismo no ponto de reconexão;
- As linhas de distribuição do sistema elétrico são linhas curtas, sendo representadas, portanto, apenas pelos seus parâmetros em série (resistência e indutância), desprezando-se o efeito da capacidade em derivação.

Para que a simulação de retorno da rede ilhada para o sistema interligado fosse bem-sucedida, considerou-se que um ilhamento intencional tivesse ocorrido. Sendo assim, no início da simulação, os controles do gerador estavam devidamente ajustados para controlar a tensão e frequência, o disjuntor que reconecta o sistema interligado ao sistema distribuído se inicia aberto e as condições de fornecimento exigidas pelo PRODIST foram obedecidas.

3.3 Sistema elétrico base

O sistema elétrico simulado é uma rede de distribuição composta por diversos elementos. Uma subestação resume o sistema interligado de potência. Após esta, um transformador de alta para baixa tensão (132kV/33kV) marca o início de rede de distribuição primária. Logo após, o sistema é marcado por um conjunto de cargas e dois disjuntores (D1 e D2). Por fim, o gerador distribuído é acoplado a rede de distribuição através de um transformador após a Carga 6.

O sistema ilhado limita-se ao gerador distribuído alimentando as cargas 1 a 6. O sincronismo deste será feito através do disjuntor próximo à subestação (D1). Detalhes da disposição dos elementos podem ser observados na Figura 1.

Os elementos do sistema serão descritos detalhadamente nesta ordem: subestação, cargas, transformadores, disjuntores, meio de comunicação e gerador distribuído. Os parâmetros dos componentes descritos nesse capítulo estão dispostos no Apêndice B.

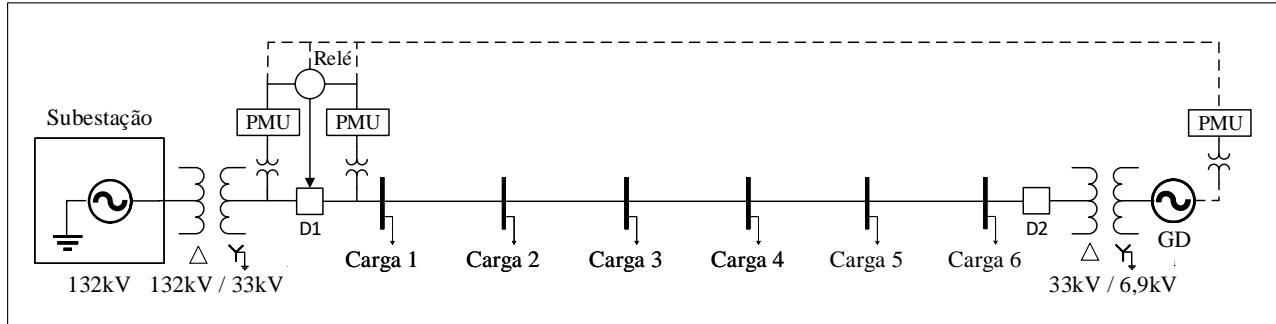


Figura 1 – Sistema elétrico base simulado

3.3.1 Subestação

A subestação sintetiza o sistema elétrico interligado de potência. É importante ressaltar que a mesma foi caracterizada como uma fonte equilibrada de tensão. O tempo de simulação adotado foi de 30 segundos, implicando que nenhuma variação no fornecimento de energia fosse observada proveniente de fontes externas ao sistema de distribuição. A subestação considerada é como uma fonte de tensão ideal em série com uma impedância. Portanto, a inércia da subestação que permite as hipóteses descritas é passível de ser observada em um caso real.

3.3.2 Cargas

As cargas trifásicas presentes no sistema são recursos da biblioteca *SimPowerSystems*. Essas são ramificações do sistema primário de distribuição. Ainda, pode-se dizer que as cargas resumem a rede secundária e os elementos que a compõem, como transformadores, motores, sistemas de iluminação entre outras cargas.

Enfatiza-se que as cargas são balanceadas independente das suas fontes de alimentação. A fim de simplificar o sistema, considera-se que nas cargas haverá apenas consumo de energia, já que foi assumido que as únicas fontes presentes no sistema são a subestação e o gerador distribuído. Logo, não haverá fluxo de potência entre as cargas ou da carga para a rede primária fora as descritas no esquema.

As cargas representadas são do tipo impedância constante. Sendo assim, para qualquer variação na tensão de entrada da carga, estas respondem com uma variação na potência de forma a manterem a impedância requerida. A relação entre tensão e potência da carga é expressa pela Equação 3.1 para potência ativa e Equação 3.2 para potência reativa.

$$P_{(s)} = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} \quad (3.1)$$

$$Q_{(s)} = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{nq} \quad (3.2)$$

Tal que:

P e Q são a potência ativa e reativa consumida pela carga, respectivamente [pu];
 P_0 e Q_0 são a potência ativa e reativa nominal da carga, respectivamente [pu];
 V_0 é que tensão nominal da carga [pu];
 V é a tensão de sequência positiva na carga [pu];
 np e nq são expoentes que controlam a natureza da potência ativa e reativa da carga, respectivamente.

Três tipos de carga são possíveis de acordo com a atribuição dos expoentes np e nq . Para cargas de potência constante, np e nq deve ser 0. Para cargas de corrente constante, np e nq deve ser 1. Finalmente, para uma carga de impedância constante, np e nq deve ser 2.

As cargas totalizam 20MW de potência e fator de potência de 0,94 constante, e foram distribuídas conforme exibido na Tabela 1:

Tabela 1 – Distribuição de cargas no sistema

Carga	Potência ativa [MW]	Potência reativa [MVAr]
Carga 1	5,3	1,92
Carga 2	3,9	1,41
Carga 3	3,3	1,19
Carga 4	2,8	1,01
Carga 5	2,3	0,83
Carga 6	2,4	0,87

Durante as simulações, foram observadas as tensões nos terminais de alimentação das cargas. Foi observado se a tensão aferida estava dentro dos limites de tensão estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST durante os períodos de regime permanente. Este, dita que a tensão contratada junto à distribuidora nos pontos de conexão superiores a 1kV deve situar entre 0,93p.u. e 1,05p.u. da tensão nominal [19]. Pontos de operação fora dos níveis descritos caracterizam problemas na qualidade da energia, podendo ocorrer mau funcionamento ou até a queima das cargas ali acopladas de acordo com sua sensibilidade.

3.3.3 Transformadores

No sistema elétrico simulado, há a presença de dois transformadores trifásicos configurados como Delta – Estrela aterrado. Ambos são recursos da biblioteca do *SimPowerSystems*. Um destes está localizado na saída da subestação com função de diminuir a tensão e o outro está localizado na saída do gerador distribuído, sendo responsável pela elevação da tensão gerada de 6,9kV para 33kV para injeção de potência na rede primária. O efeito de saturação dos transformadores não foi incluso, sendo considerado apenas o efeito de magnetização.

3.3.4 Disjuntores

O sistema é composto por dois disjuntores trifásicos (D1 e D2). São elementos contidos na biblioteca do *SimPowerSystems*. Apesar de mais disjuntores poderem estar presentes no sistema, apenas um deles (D1) atuou uma única vez no período de simulação para que o gerador distribuído retornasse ao sistema interligado.

O disjuntor chaveado foi acionado por um sinal externo. Esse sinal para fechamento do disjuntor só foi enviado após o comando para início de sincronismo ser dado e as condições necessárias para sincronismo suave forem obtidos conforme a norma IEEE C50.12 e IEEE C50.13 [12], descritas anteriormente em 2.1.

A lógica usada para o fechamento do disjuntor foi equivalente à lógica de um relé de verificação de sincronismo. Como as condições para chaveamento podem ser encontradas diversas vezes após o início do comando para sincronismo, o sinal será enviado apenas uma vez logo após a primeira situação favorável encontrada. Caso contrário, o disjuntor chavearia a cada vez que alcançasse essas condições. Para maiores informações, o circuito de fechamento do disjuntor encontra-se descrito em detalhes no Anexo A – Lógica de Fechamento do Disjuntor.

As tensões, frequências e defasagem de cada lado do disjuntor foram medidas durante o tempo de simulação. A diferença entre essas grandezas entre o lado da subestação e o lado da

tensão junto ao gerador distribuído. Estes controles operam de forma independente entre si no regulador de velocidade e tensão, respectivamente, e foram desconectados no instante em que o disjuntor foi fechado.

3.3.5 Meio de comunicação e transmissão de informações

É importante ressaltar que o ponto de reconexão da rede distribuída para o sistema interligado está distante do gerador distribuído. Faz-se necessário então que as informações obtidas junto ao disjuntor trafeguem até o gerador para que os ajustes no controlador sejam feitos.

O meio de comunicação deve ser escolhido de maneira a não atrasar o tempo de resposta do controlador. No caso da simulação, um bloco de atraso de 50ms foi adicionado às linhas de transportes das informações do ponto de sincronismo até o gerador distribuído para que a influência do processamento computacional e de transporte fosse compensada [13].

Em um sistema real, os PMUs são capazes de aferir e enviar as grandezas no sistema. São medidores fasoriais instalados remotamente com rede de comunicação via sistema de posicionamento global (*Global Positioning System – GPS*). A comparação com outros fasores deve ser feita sobre a mesma escala de tempo e amostragem. O sinal de informações que é enviado tem uma acurácia de $\pm 100\text{ns}$ [12]. Tendo em vista que a frequência base é 60Hz, o que equivale a um período de 16ms, o PMU opera com uma precisão viável de amostragem e envio

de dados.

Outras formas de envio de informações podem ser utilizadas, como fibra ótica ou comunicação via rádio. Contudo, deve-se sempre garantir que o tempo de atraso de emissão dessa informação e tratamento do sinal, tal como a confiabilidade dos dados transmitidos, de modo a não prejudicar o funcionamento e tempo de resposta dos sistemas de controle do gerador distribuído.

3.3.6 Gerador distribuído

O gerador distribuído é uma máquina síncrona de 4 polos com capacidade nominal de 30 MW movida à vapor. O modelo da máquina simulada foi retirado da biblioteca do *SimPowerSystems*. O circuito de excitação de campo é acessível, permitindo o ajuste da tensão e potência de saída do gerador.

Os parâmetros como tensão, as potências ativas e reativas são observados nos terminais do gerador. A velocidade do rotor é aferida no eixo da máquina. Quando o comando de sincronismo é acionado, a tensão e os demais parâmetros devem se aproximar no ponto de reconexão. Como este se encontra distante do gerador, é preciso verificar se esses mesmos parâmetros não serão extrapolados em seus terminais. Caso ocorra, haverá a desconexão do gerador do sistema para proteção de ambos. Como referência foram utilizados os limites de transitórios para resposta de interconexão do sistema apresentados pela norma do IEEE 1547 [20]. A Tabela 2 apresenta os limites de tensão e o tempo em que a proteção deve atuar para cada um deles.

Tabela 2 – Limites de tensão e tempos de resposta

Limite de tensão [%]	Tempo máximo de abertura [s]
$V < 50$	0,16
$50 \leq V < 88$	2
$110 < V < 120$	1
$V \geq 120$	0,16

Fonte: [20]

O tempo de resposta também pode ser encontrado para condições anormais de frequência, descrita na Tabela 3. Ambas as tabelas se referem a fontes distribuídas conectadas ao sistema com capacidade maior que 30kW.

Tabela 3 – Limites de frequência e tempos de resposta.

Limite de frequência [Hz]	Tempo máximo de abertura [s]
> 60,5	0,16
< 59,3	0,16

Fonte: [20]

É importante ressaltar que no início da simulação, enquanto o gerador opera ilhado, os ajustes do seu regulador de velocidade e tensão estavam no modo de operação isócrono, com o gerador atuando com controle de tensão e de frequência. Isso por ser a única fonte de energia na rede ilhada e pelos limites de tensão e frequência terem de ser obedecidos.

Após o fechamento do disjuntor, o gerador deixa de ditar os níveis de tensão e passa a ser responsável apenas por fornecer a quantidade de potência ativa e reativa de acordo com as suas referências. Após o sincronismo bem sucedido, o modo de controle do gerador foi, portanto, alterado para *droop* e o gerador opera então como uma barra PQ. A tensão e frequência de fornecimento do gerador seguem as mesmas fornecida pela subestação. O comando para a alteração da forma de controle foi dado 0,15s após o fechamento do disjuntor. O atraso de 50ms, referente ao tempo de transmissão das informações, também foi adicionado.

3.3.7 Regulador de tensão do gerador síncrono

O regulador automático de tensão, ou *Automatic Voltage Regulator* (AVR), pode operar de duas formas: controlando a tensão nos terminais do gerador ou controlando a potência reativa (ou fator de potência) que esse gerador fornece. Em ambos os casos, o regulador atua ajustando a excitação de campo do gerador.

O regulador automático de tensão normalmente é composto por um sistema de medição de sinais, um regulador e uma excitatriz [10]. A tensão ou a potência reativa são medidas junto ao seu terminal e comparados com a tensão ou potência de referência. Essa diferença é enviada ao regulador que fica como responsável de ajustar a tensão de campo do gerador para que esses valores coincidam com suas referências. Equipamentos limitadores de sub/sobre-excitação devem ser adicionados para proteger o gerador e o regulador de valores excessivos de corrente e tensão, além de garantir níveis mínimos de excitação [21].

No caso de um gerador operando em paralelo com a rede, é comum que os produtores desejarem maximizar a potência ativa gerada e, portanto, seu faturamento, mantendo o fator de potência unitário. Dessa forma, nenhuma penalidade é aplicada a eles quanto à quantidade de potência reativa injetado na rede. Já em um gerador distribuído operando ilhado, é necessário suprir a potência reativa requerida por estas, tal como manter o nível de tensão em seus terminais. Logo, o regulador se referencia na potência reativa (ou fator de potência) quando opera conectado

à rede elétrica e se referencia no ajuste de tensão quando opera ilhado.

A Figura 2 ilustra a operação de um regulador de tensão ou potência reativa no gerador síncrono.

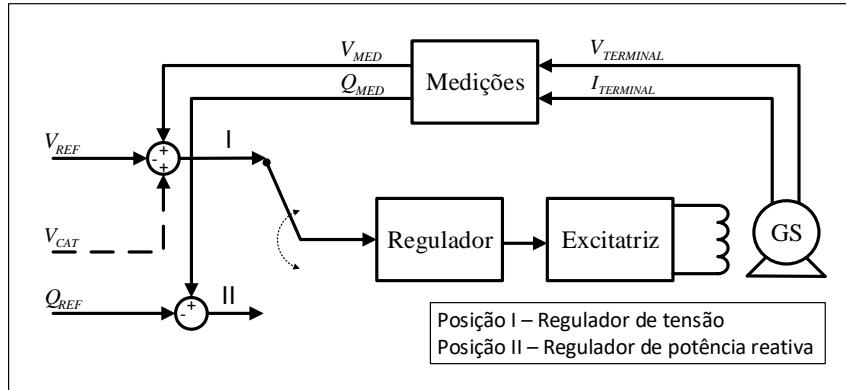


Figura 2 – Regulador de tensão/potência reativa no gerador síncrono

Na Figura 2, V_{CAT} é a tensão do controle adicional de tensão, V_{REF} é a tensão de referência, Q_{REF} é a potência reativa de referência, V_{MED} é a tensão de linha medida nos terminais do gerador, Q_{MED} é a potência reativa medida nos terminais do gerador, $V_{TERMINAL}$ e $I_{TERMINAL}$ são a tensão e corrente de fase medidas nos terminais do gerador, respectivamente.

A chave comuta entre os pontos do regulador de acordo com a variável de controle sobre a qual ele opera. Quando estiver em *I*, a atuação na excitação de campo será para que a tensão medida de iguale a tensão de referência. Portanto, o regulador procede como um regulador de tensão. Quando a chave estiver na posição *II*, o regulador opera como um regulador de potência reativa analogamente ao caso anterior.

3.3.8 Controle adicional de tensão

O controle adicional de tensão atua apenas após o início do comando de sincronismo e deixa de operar logo após o retorno do gerador ao sistema interligado. Esse módulo não substitui o controle de tensão do gerador, sendo apenas uma extensão deste. O módulo envia um sinal ao controlador para que a diferença das tensões do lado da subestação e o lado do sistema elétrico medida no disjuntor seja considerada no ajuste das tensões de fornecimento do gerador.

O atraso de 50ms no transporte do sinal foi adicionado. Embora essa diferença de tensão seja medida durante todo o tempo de simulação, o comando de sincronismo fará com que ela seja considerada apenas após o seu início. Pelo sinal de comando ser dado no gerador, nenhum bloco de atraso foi acrescido a este.

A diferença de sinal segue para um controlador proporcional-integral (PI). Este é responsável por zerar o sinal de entrada [12]. Não é necessário que a diferença de tensões no ponto de reconexão seja nula para que ocorra o fechamento do disjuntor. Portanto, é possível que o

disjuntor feche antes que o controlador seja capaz de zerar o erro de regime. O controle adicional de tensão está ilustrado na Figura 3:

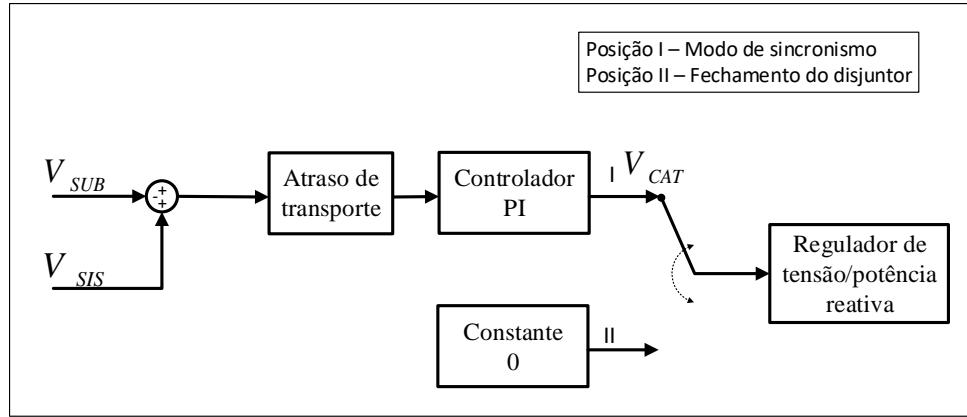


Figura 3 – Controle adicional de tensão

Tal que:

V_{SUB} é a tensão no ponto de reconexão do lado da subestação [p.u.];

V_{SIS} tensão no ponto de reconexão do lado da sistema de distribuição [p.u.].

Quando o disjuntor foi finalmente fechado, o controle adicional foi logicamente desconectado do controle de tensão. O mesmo sinal é utilizado para mudar o modo de regulação do gerador de controle de tensão para controle de potência reativa após 0,15s de espera.

3.3.9 Regulador de velocidade do gerador

A potência mecânica que alimenta o gerador é fornecida por uma turbina a vapor de quatro estágios. O controle de velocidade do gerador é feito por um regulador que promove a abertura ou fechamento da válvula de admissão de vapor da turbina e, consequentemente, dosando a entrada de vapor em que opera para que a frequência se mantenha próxima de sua referência [10].

No caso do gerador operando ilhado, a potência injetada será determinada de acordo com a necessidade da carga. A frequência é diretamente ponderada pelo regulador de velocidade (modo isócrono). Já no caso do gerador operando em paralelo com a rede, a frequência é imposta pelo sistema, a variação no regulador de velocidade afetará diretamente a potência elétrica fornecida (modo *droop*) [22].

O controle de velocidade é composto por um regulador proporcional, um relé de velocidade e um servomotor [10]. No regulador proporcional, o modo de operação do gerador em paralelo com a rede determina a relevância do desvio de frequência do sistema frente à potência fornecida. Um relé de velocidade é adicionado caso haja uma queda acentuada na velocidade,

atuando para desconectar o gerador e proteger tanto este quanto a turbina. O servomotor atua na abertura da válvula de admissão de vapor na turbina.

O diagrama de blocos da Figura 4 ilustra a atuação do regulador de velocidade.

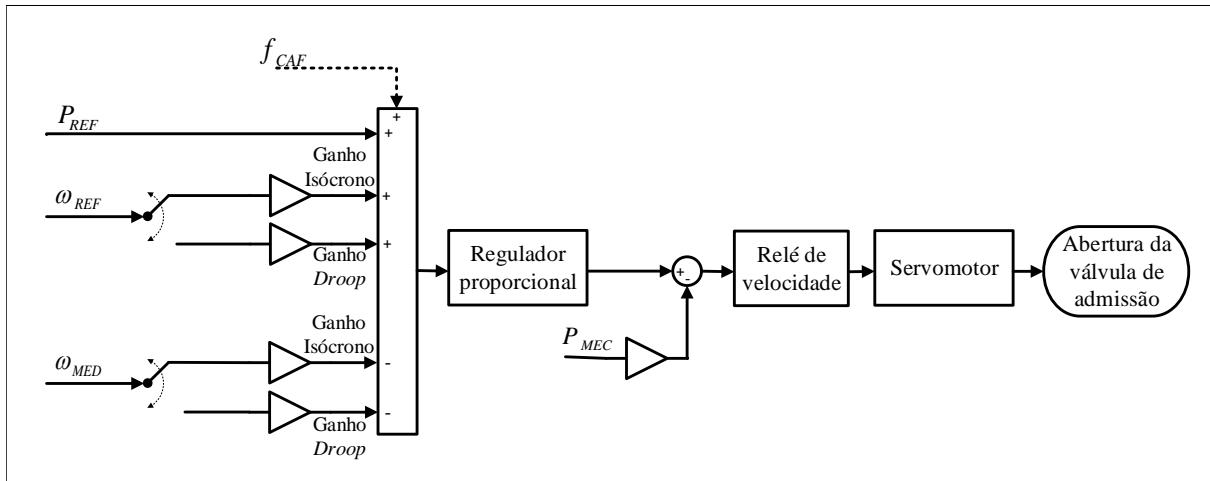


Figura 4 – Regulador de velocidade da turbina a vapor

Tal que:

P_{REF} é a potência de referência [p.u.];

ω_{REF} é a velocidade do rotor de referência [p.u.];

ω_{MED} é a velocidade do rotor medida no eixo da máquina [p.u.].

3.3.10 Controle adicional de frequência

O controle adicional de frequência opera de forma semelhante ao controle adicional de tensão. Assim como o controle adicional de tensão, o controle adicional de frequência atua apenas após a inicialização do comando de sincronismo e deixar de operar após o fechamento do disjuntor. Esse controle não substitui o regulador de velocidade, sendo apenas uma extensão deste.

As frequências são medidas no disjuntor tanto no lado da subestação quanto do lado do sistema de distribuição e esse sinal é, então, enviado até o gerador, com a adição do atraso de transporte. Como é necessário que as fases coincidam, um desvio de frequência é adicionado. Esse desvio é responsável por manter a variação da fase dos fasores até que atinja um valor que permita o fechamento do disjuntor [12].

A diferença de frequência acrescida pelo desvio segue para um controlador PI. Este é responsável por zerar a sua entrada, fazendo com que a diferença de frequência se iguale ao desvio adicionado. O desvio deve ser pequeno o suficiente para não interferir no alcance dos limites de frequência requeridos para o fechamento do disjuntor.

Assim que o disjuntor é fechado, o controle adicional de frequência é desacoplado. Após 0,15s, o mesmo sinal utilizado para isso é responsável por mudar o modo do regulador de velocidade de controle de frequência para controle de potência (modo *droop*).

Os controles adicionais de tensão e frequência operam de forma independente. O controle adicional de frequência está ilustrado na Figura 5.

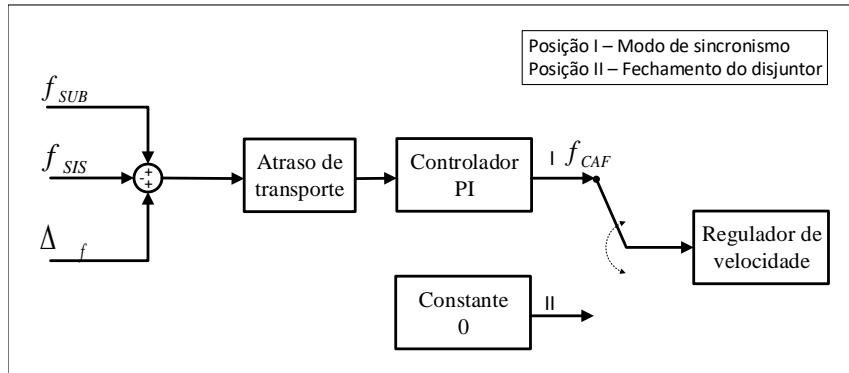


Figura 5 – Controle adicional de frequência

Tal que:

f_{SUB} é a frequência no ponto de reconexão do lado da subestação [p.u.];

f_{SIS} é frequência no ponto de reconexão do lado do sistema distribuído [p.u.];

Δ_f é o desvio de frequência [p.u.];

f_{CAF} é o sinal de saída do controle adicional de frequência [p.u.].

4 Análise da sincronização da rede ilhada com o sistema de distribuição

Neste capítulo, os controles apresentados no sistema do Capítulo 3 foram simulados. Após a validação de um caso simples que serviu como Caso Base, variações das condições de operação foram feitas para verificação da viabilidade de diferentes cenários na conservação do gerador após a reconexão ao sistema interligado. A análise dos resultados é aqui discrita.

4.1 Caso Base

No caso base, o sistema de distribuição do Capítulo 3 foi simulada. Algumas características do ponto de operação são aqui descritas:

- Potência fornecida pelo gerador quando ilhado foi de 70% da sua potência nominal para atendimento das cargas ($P_G = 21\text{MW}$);
- A tensão terminal do gerador quando ilhado foi controlada em 1 p.u., o que implicou na geração de potência reativa ($Q_G = 9\text{MVAr}$);
- As cargas operaram no modo impedância constante e a 100% de sua capacidade ($P_C = 20\text{MW}$) com fator de potência constante de 0,94;
- Em 0,15s após o fechamento do disjuntor, o gerador passou a controlar a potência ativa e reativa referenciadas em $P_{REF} = 0,9$ p.u. e $Q_{REF} = 0$ p.u..

O tempo de simulação t_{sim} utilizado foi igual a 30s. No instante de tempo $t_{sinc}=10\text{s}$, o modo de sincronismo foi acionado e, portanto, os controles adicionais de tensão e frequência foram conectados aos reguladores de tensão e velocidade, respectivamente, para igualar esses parâmetros no ponto de sincronismo. Assim que os limites foram obedecidos, o disjuntor (D1) foi fechado e a rede distribuída retornou a operar em conjunto com o sistema interligado.

Foram observados os seguintes parâmetros em pontos chave do sistema para posteriormente serem comparados com os demais casos:

- No ponto de sincronismo: tensões (V_{SUB} e V_{SIS}), frequências (f_{SUB} e f_{SIS}), e fases (θ_{SUB} e θ_{SIS}), em ambos os lados do disjuntor;
- Gerador: tensão (V_g), velocidade do rotor (ω_r), potência ativa (P_g) e reativa (Q_g) fornecidas junto aos seus terminais;

- Nas cargas: Tensão em cada um de seus terminais de entrada ($V_{C1}, V_{C2}, V_{C3}, V_{C4}, V_{C5}$ e V_{C6}).

Para análise do caso base, verificou-se a capacidade dos controles adicionais de tensão e frequência em atender os limites para obtenção de um sincronismo suave no ponto de sincronismo. Observou-se o tempo de resposta dos controles para obtenção desses parâmetros. Atentou-se também aos limites e suas durações dos parâmetros do gerador e das cargas para validar o sincronismo suave e a qualidade da energia do sistema como um todo.

As medições descritas foram realizadas e ilustradas nas Figura 6 para o ponto de sincronismo, Figura 7 para o gerador e na Figura 8 para as cargas. Os segundos iniciais da simulação foram necessários para convergência do gerador e estabilização do sistema e desconsiderados nos gráficos, e por isso não foram mostrados.

Na Figura 6a, no início da simulação é possível ver o efeito do gerador como única fonte da rede ilhada. Mesmo o gerador fornecendo valores nominais (operando como uma barra fV), a tensão no ponto de sincronismo do lado da rede distribuída é mais baixa devido ao consumo das cargas e das linhas de transmissão (0,953 p.u. neste ponto).

Ao iniciar o modo de sincronismo em $t_{SINC}=10s$, o controlador adicional de tensão começa a atuar, elevando a tensão neste ponto. Em torno dos 13,5s de simulação, a tensão se estabiliza e começa a convergir para o valor da subestação. Como não é necessário que esses valores sejam iguais, com 13,637s de simulação houve o fechamento do disjuntor com uma diferença de 0,0098 p.u ou 0,98%.

A partir da reconexão, as tensões se igualam, já que o gerador está operando em conjunto com a rede interligada. Como a potência de fornecimento aumenta de 70% para 90% da capacidade do gerador, a tensão após a reconexão é menor que a nominal, já que o gerador exporta potência. Ainda assim, durante todo o tempo de simulação valores atingidos nesse ponto remoto estão dentro do limite adequado estipulado na Tabela 4 pelo Módulo 8 do PRODIST [19].

Tabela 4 – Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1kV e inferior a 69kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da tensão medida (TL) em relação à tensão de referência (TR)
Adequada	$0,93 \leq TL \leq 1,05$ TR
Precária	$0,90 \leq TL \leq 0,93$ TR
Crítica	$TL < 0,90$ TR ou $TL > 1,05$ TR

Fonte: [19]

Na Figura 6b, a diferença de frequência no ponto de reconexão era de $0,00974\text{Hz}$ antes do início do modo de sincronismo. Embora o valor atendesse ao limite especificado para um sincronismo suave, o controle adicional de frequência foi acionado da mesma forma. Isso

ocorre para suportar qualquer distúrbio que a variação de tensão ou de carga pudesse causar na velocidade do gerador. Após a oscilação inicial, esse valor chegou a 0,0065 Hz antes do fechamento do disjuntor. É importante ressaltar que a diferença de frequência nesse ponto jamais se igualaria, porque os limites da diferença de fase devem ser encontrados. Após a reconexão, as frequências se igualam em seu valor nominal.

A oscilação da frequência no lado do sistema de distribuição é o único momento em que fere a faixa de condições normais de operação em regime permanente proposto pelo PRODIST descrito na Tabela 5 [19]. Contudo, durante o fechamento do disjuntor, as frequências retornam para o limite adequado em um período inferior ao prazo estipulado de 30s.

Tabela 5 – Variação de frequência e tempo tolerado dentro de cada faixa

Variação de frequência ¹	Faixa da frequência (f) em [Hz]	Tempo tolerado dentro da faixa [s] ²
Condição em regime	$59,9 < f < 60,1$	-
Condição de distúrbios	$59,5 < f < 60,5$ $f < 59,5$ ou $f > 60,5$	30

¹ A condição de corte de geração ou de carga foi desconsiderada por não fazer parte do escopo desse trabalho.

² Quando especificado, deve indicar o tempo tolerado para a frequência sair da faixa em que se situa e retornar para a faixa anterior da mesma condição.

Na Figura 6c, foram representados apenas as fases no ponto de sincronismo no instante de fechamento do disjuntor, já que esse parâmetro não foi diretamente controlado. Após o sincronismo em 13,637s, as fases se igualaram sem qualquer distúrbio aparente.

No início da simulação, o gerador estava isolado da rede, operando como uma barra fV. Sendo assim, sua tensão terminal estava referenciada na tensão nominal (1 p.u.), indicado na Figura 7a. As potências ativa e reativas fornecidas eram o suficiente para o abastecimento das cargas, que representam 70% e 30% da sua capacidade de geração, respectivamente, visto nas Figura 7c e Figura 7d.

Como o ponto de sincronismo está distante do gerador, no início do modo de sincronismo (10s), a tensão em seus terminais se elevou. Assim, a tensão no ponto de reconexão deve se igualar à subestação, que fornece tensão nominal. As cargas são de natureza impedância constante, então, o aumento no nível de tensão de seus terminais refletiu em um aumento das potências, ativa e reativa, requeridas pelas cargas e produzidas pelo gerador.

Após o fechamento do disjuntor, o gerador passou a operar como uma barra PQ. A tensão em seus terminais deixou de ser controlada e foi seguida pela subestação. A potência ativa fornecida foi referenciada em 0,9 p.u., o que justifica o seu aumento mesmo após a diminuição

da tensão. A potência reativa foi referenciada em 0 p.u., o que justifica sua redução.

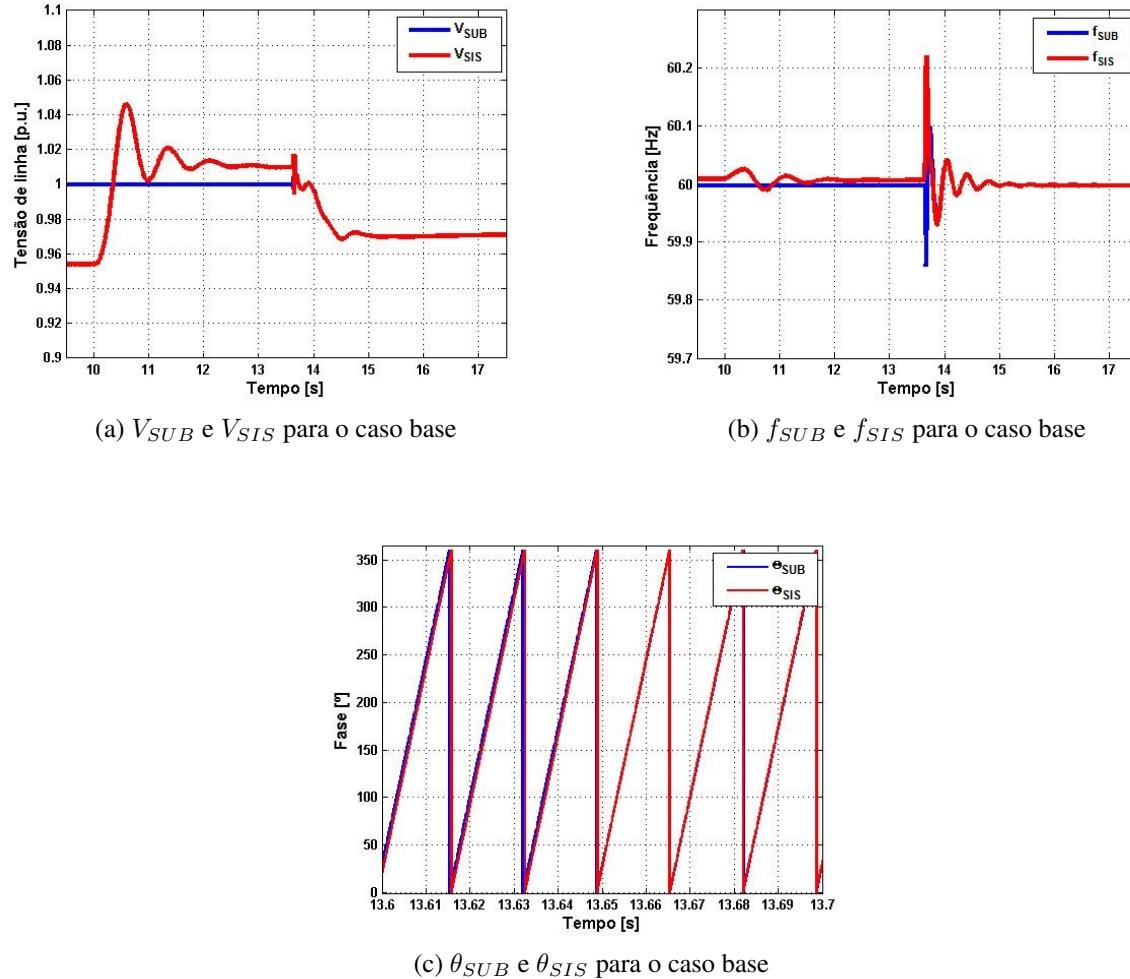


Figura 6 – Comportamento dos parâmetros no ponto de sincronismo para o caso base.

Na Figura 7b, é importante ressaltar que após a reconexão com a rede, mesmo com o gerador operando em *droop* e seguindo a frequência da subestação, manteve-se a velocidade do rotor constante.

Na Figura 8, observa-se nitidamente o efeito do gerador como única fonte de alimentação da rede distribuída desde o início da simulação até o fechamento do disjuntor. As cargas mais próximas ao gerador apresentam tensões mais parecidas com as observadas em seus terminais. À medida que as cargas se distanciam do gerador e se aproximam do disjuntor, o consumo de carga diminui a tensão.

Após a reconexão, a subestação foi incluída como segunda fonte de energia. Então, as cargas mais próximas à esta apresentaram maiores níveis de tensão. Apesar da variação, nenhuma carga violou o limite de tensão adequado exigido pelo PRODIST, descrito pela Tabela 4.

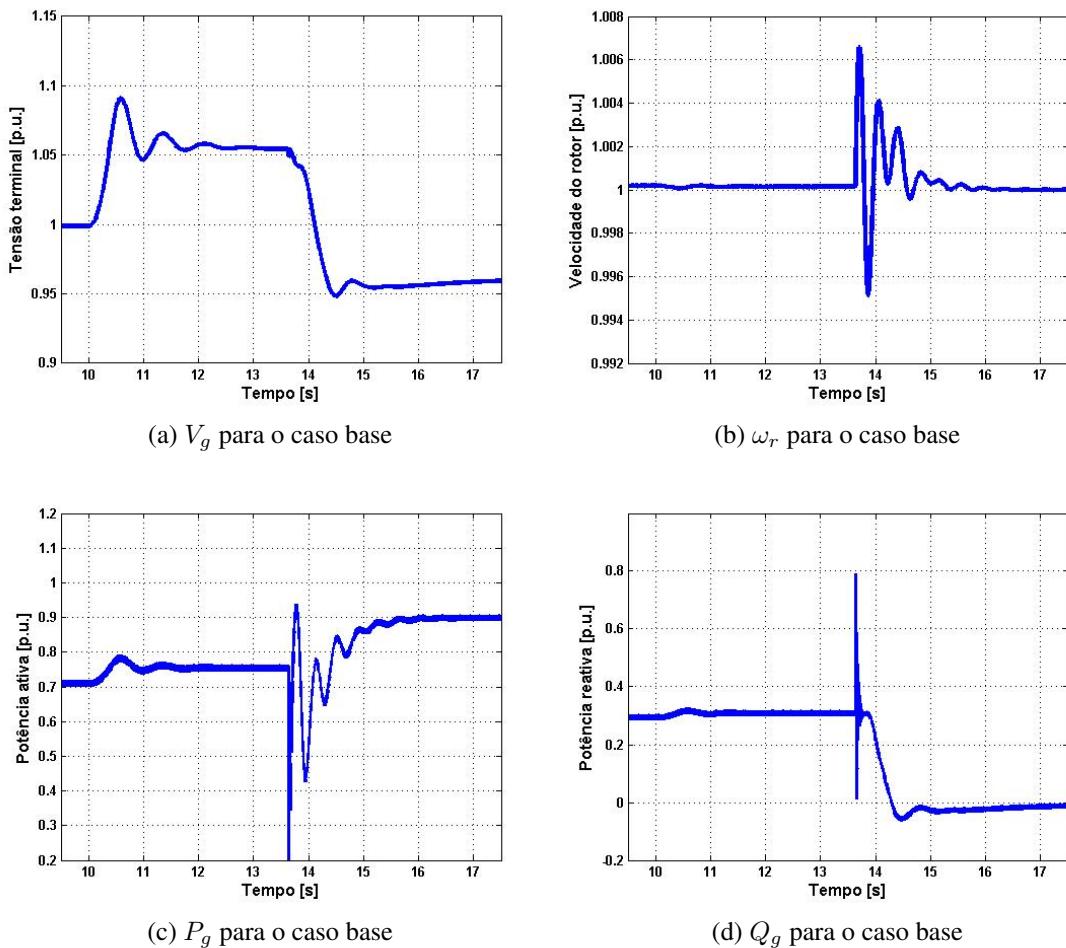


Figura 7 – Comportamento dos parâmetros do gerador para o caso base

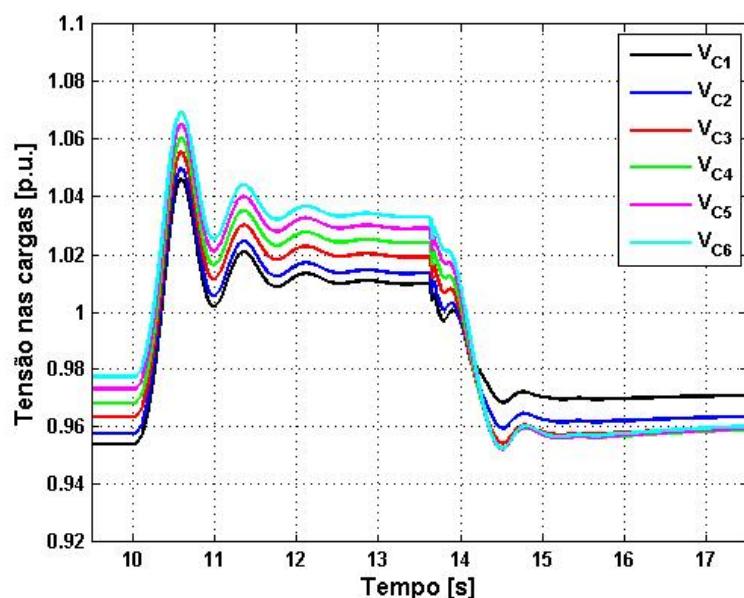


Figura 8 – Comportamento das tensões das cargas para o caso base

O tempo levado para o fechamento do disjuntor foi predominantemente utilizado para que as defasagens entre as tensões alcançassem a tolerância estipulado. Esse tempo foi relativamente curto (3,637s desde o acionamento do sistema de sincronismo em 10s), pois, no momento que o modo de sincronismo foi acionado, a diferença de fase se situava 12,47° de seu limite.

4.2 Caso 1

No caso base, observou-se que a diferença da potência das cargas abastecida pelo gerador e a potência de referência após o fechamento do disjuntor foi muito elevada. Isso levou a um transitório excessivo, tanto na potência ativa quanto na velocidade do gerador, já que ambos são comandados pelo regulador de velocidade.

Para o caso 1, as potências demandadas pela carga foram reduzidas tal como a potência de referência do gerador após o sincronismo. Algumas características do ponto de operação são aqui descritas:

- Potência fornecida pelo gerador quando ilhado foi reduzida para 50% da sua potência nominal para atendimento das cargas ($P_G = 15\text{MW}$);
- As cargas operaram no modo impedância constante e a sua potência também foi reduzida para 50% de sua capacidade ($P_C = 10\text{MW}$) com fator de potência mantido (0,94);
- Em 0,15s após o fechamento do disjuntor, o gerador passou a controlar a potência ativa e reativa referenciadas em $P_{REF} = 0,5$ p.u. e $Q_{REF} = 0$ p.u.

Foi esperado que as proximidades entre a potência fornecida pelo gerador antes e depois da reconexão com a rede diminuísse os transitórios de potência e velocidade. Assim como no caso base, a simulação durou $t_{SIM}=30\text{s}$ e o modo de sincronismo foi acionado em $t_{SINC}=10\text{s}$. A reconexão ocorreu automaticamente assim que os limites para sincronismo foram obedecidos.

As mesmas medições feitas para o caso base foram repetidas para o caso 1 e ilustradas nas Figura 9 para o ponto de sincronismo, na Figura 10 para o gerador e na Figura 11 para as cargas. Os segundos iniciais da simulação foram necessários para convergência do gerador e estabilização do sistema.

Na Figura 9a, é notório que a redução de consumo da potência exigida pelas cargas resultou em uma elevação de tensão no ponto de reconexão em comparação ao caso base antes do início do modo de sincronismo, atingindo o valor de 0,9792p.u. Após o modo de sincronismo, uma diminuição do mesmo sinal também pode ser observada.

Como o modo de sincronismo atuou por mais tempo até o fechamento do disjuntor em 7,9486s após sua ativação, o controle adicional de tensão diminuiu a diferença de tensão da rede

de distribuição da tensão fornecida pela subestação, chegando a uma diferença de 0,0025p.u. em comparação ao 0,0098p.u. obtido no caso base.

Após o fechamento do disjuntor, ainda devido à redução da potência das cargas, a tensão no ponto de sincronismo se estabilizou em um nível maior que no caso base (0,9872p.u. ao final da simulação).

Na Figura 9b, observa-se que a alteração das potências exigidas pela carga não surtiu efeito considerável na frequência no ponto de sincronismo nas regiões em que o sistema se encontra em regime. Contudo, houve uma sutil melhora no transitório do fechamento do disjuntor, pois suas amplitudes dos transitórios de tensão e frequência foram atenuadas.

Assim como o controle adicional de tensão, o controle adicional de frequência também atuou por mais tempo até o fechamento do disjuntor. Contudo, como o desvio de frequência (Δf) foi o mesmo para manter as defasagens entre os sinais, a diferença de frequência foi mantida praticamente constante em 0,0063Hz. Ainda assim, muito próxima do valor encontrado no caso base de 0,0065Hz, o que indica que um maior tempo para o fechamento do disjuntor não interferirá nas diferenças de frequência no ponto de sincronismo.

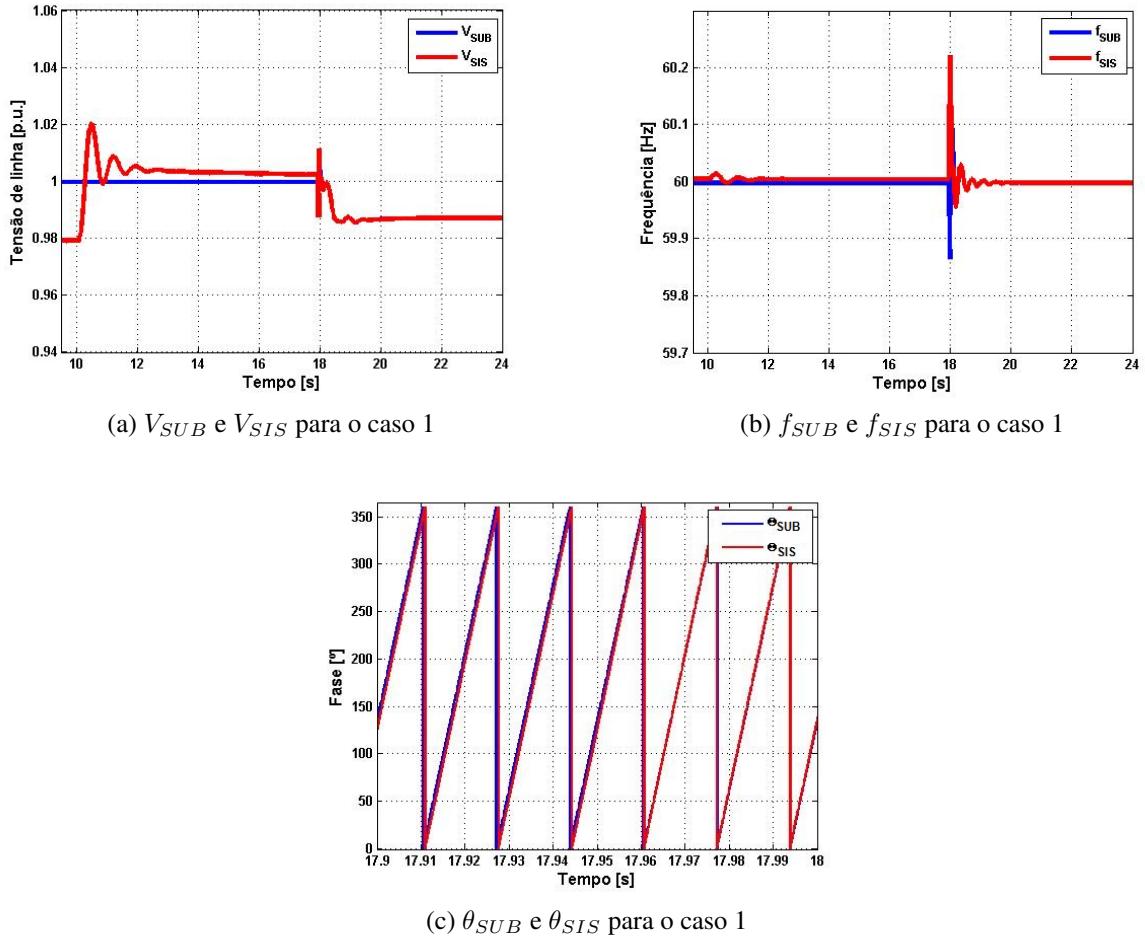


Figura 9 – Comportamento dos parâmetros no ponto de sincronismo para o caso 1

Na Figura 9c, é possível ver que a defasagem entre os sinais no ponto de reconexão coincide após o fechamento do disjuntor. Novamente, a diferença de fases nesse ponto foi o gargalo para o fechamento do disjuntor. Com a mudança da potência fornecida, o ponto de operação exigido do gerador se alterou. Assim, a fase em que o gerador inicia foi diferente da mesma para o caso base. O tempo adicional para o fechamento do disjuntor (7,94s em comparação a 3,637s) foi predominantemente devido à maior diferença entre a fase da subestação e a fase do gerador ($28,18^\circ$ após a ação de sincronismo).

Em nenhum momento a tensão e a frequência aferidas nesse ponto transgrediram os valores limites das Tabela 4 e Tabela 5, respectivamente.

Na Figura 10a fica evidente que a alteração de potência deste caso não causou efeito no gerador antes do início do modo de sincronismo, pois continuou fornecendo 1p.u. em seus terminais, já que atua como uma barra fV . Após o início do modo de sincronismo, como a potência exigida pelas cargas é menor, a queda de tensão equivalente até o ponto de sincronismo se reduz. Portanto, o nível de tensão até o fechamento do disjuntor é menor comparado ao caso base no mesmo período.

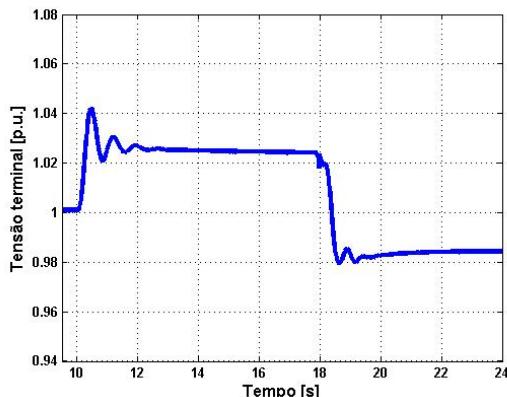
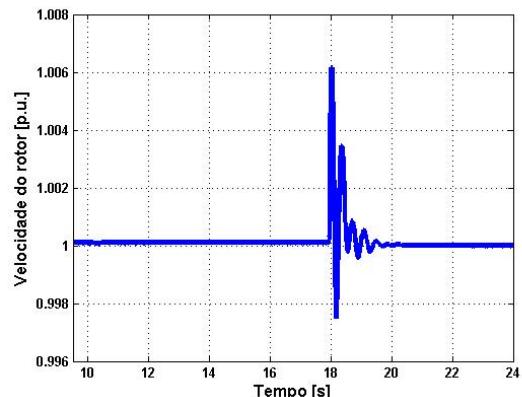
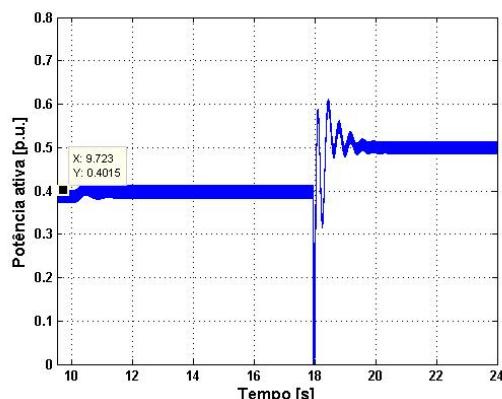
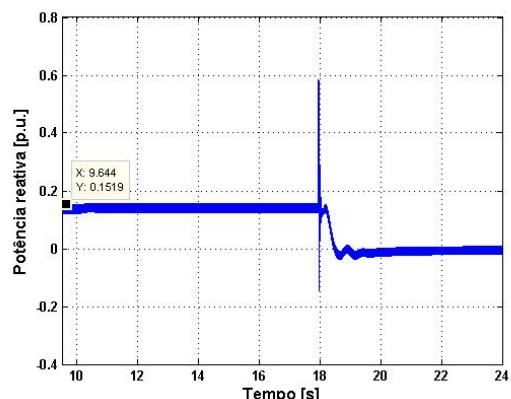
(a) V_g para o caso 1(b) ω_r para o caso 1(c) P_g para o caso 1(d) Q_g para o caso 1

Figura 10 – Comportamento dos parâmetros do gerador para o caso 1

As cargas se mantiveram do tipo impedância constante, portanto, variaram com a tensão. Dos 40% de potência exigido pelo gerador, a potência aumentou apenas 1% após do modo de sincronismo devido ao aumento de tensão nas cargas como apresentado na Figura 10c. Analogamente, a potência reativa passa de 15,1% para 15,5% como descrito na Figura 10d.

As atenuações nos transitórios de tensão e frequência foram resultado da redução do desbalanceamento entre as potências fornecidas antes do fechamento do disjuntor e os valores referenciados para esses parâmetros após a mudança de controle de fV para PQ .

Novamente, a frequência fornecida pelo gerador após o fechamento do disjuntor é mantida devido à alteração do modo de controle de isócrono para *droop*. Isso pode ser percebido na Figura 10b.

Na Figura 11, é percebido uma melhora no nível de tensão nas cargas, evidenciado pelo estreitamento da margem de tensão alcançada em seus terminais. Novamente, a carga mais próxima à subestação manteve o valor mais próximo ao nominal após a reconexão. Com a potência de referência de 50% da capacidade (15MW), o gerador se manteve exportando energia para rede.

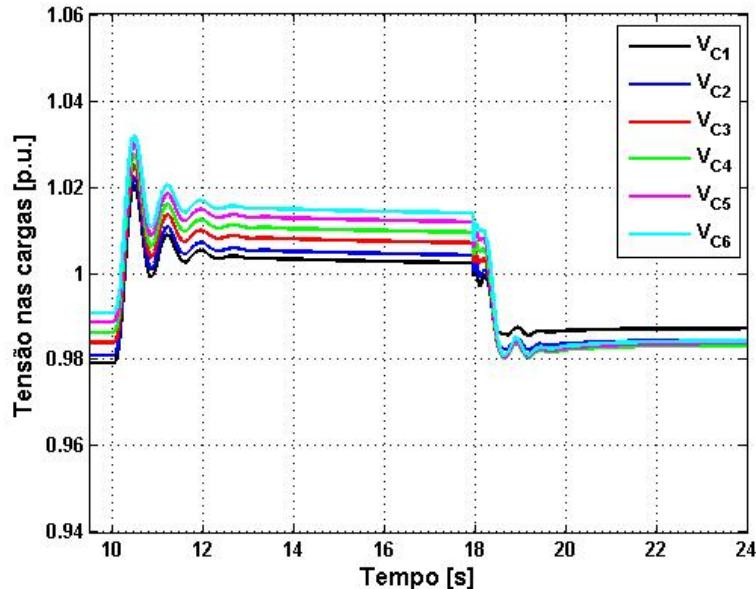


Figura 11 – Comportamento das tensões das cargas para o caso 1

As atenuações nos transitórios de tensão e frequência foram resultado da redução do desequilíbrio entre as potências fornecidas antes do fechamento do disjuntor e os valores referenciados para esses parâmetros após a mudança de controle de fV para PQ . Embora a potência demandada pelas cargas tenha sido alterada, a natureza dessas mesmas se manteve. Isso levou ao mesmo tipo de resposta do sistema em comparação ao caso base.

4.3 Caso 2

Para o caso 2, as condições iniciais do caso base foram mantidas. No entanto, após a reconexão, preservou-se o gerador operando como uma barra PV. Assim, o controle do gerador foi apenas alterado de isócrono para *droop* após o retorno ao sistema interligado. Como as condições iniciais foram as mesmas, o caso em questão focou no tempo subsequente ao fechamento do disjuntor. Como diferença deste caso para o caso base repousa apenas após o sincronismo, a reconexão ocorreu no mesmo instante de tempo (3,637s após o fechamento do disjuntor).

As medições descritas foram realizadas e ilustradas nas Figura 12 para o ponto de sincronismo, na Figura 13 para o gerador e na Figura 14 para as cargas. Nas medições do ponto de sincronismo, foi desconsiderada a medição de fase, pois, após a reconexão, a diferença se torna nula.

Na Figura 12a, verificou-se uma melhora significativa no nível de tensão após a reconexão. Logo após o fechamento do disjuntor, houve uma queda da tensão nesse ponto, causada sobretudo pela desconexão do controle adicional de tensão. O gerador operando como uma barra *PV* auxiliou na sustentação da tensão. Em conjunto com a subestação, pode-se manter um nível de tensão mais elevado no que o observado no caso base.

Como os controles de regulação de tensão e de velocidade operam independentemente, a conservação do gerador como barra *PV* não alterou desempenho da frequência. Isso pode ser observado na Figura 12b.

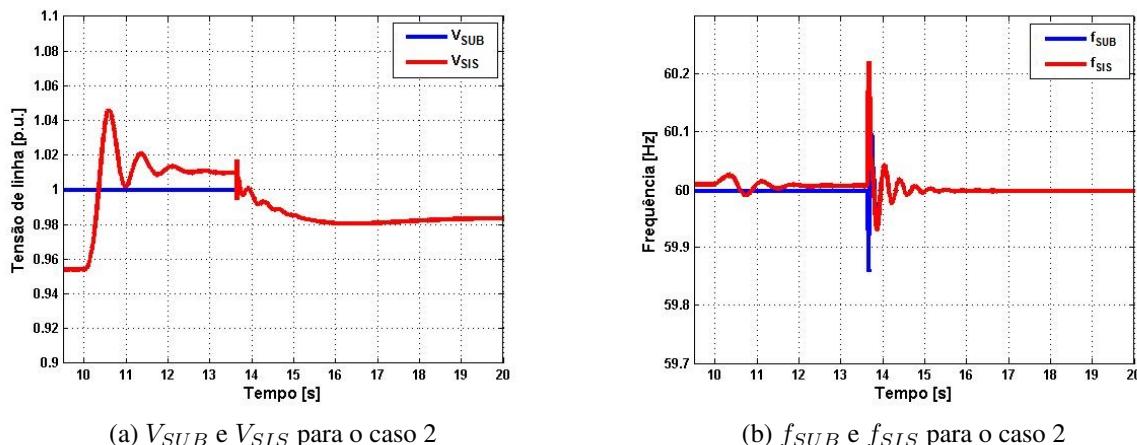


Figura 12 – Comportamento dos parâmetros no ponto de sincronismo para o caso 2

Na Figura 13a, observa-se que a tensão do gerador retornou para o valor nominal após o sincronismo. Como observado nas tensões no ponto de conexão, o afundamento anterior a estabilização é devida a retirada do controle adicional de tensão do regulador.

Conforme comprovado na Figura 13b, a velocidade do rotor não apresentou qualquer distúrbio diferente dos quais já foram retratados no caso base. É importante ressaltar que os

reguladores de tensão e velocidade operam de forma independente.

A potência ativa passou para seu valor de referência após a reconexão, conforme visto na Figura 13c. Isso se deve pelo controle do gerador ainda ter sido alterado de isócrono para *droop*. Como o regulador de velocidade atua também sobre a potência ativa, a semelhança da potência ativa e da velocidade do rotor do caso em questão com o caso base em ambos os parâmetros pode ser observada.

Como o controle do gerador é *PV*, a referência de potência reativa não é obedecida, observado na Figura 13d. O gerador, portanto, mantém o abastecimento de parte da potência reativa do sistema. Logo, o fator de potência diverge do unitário, reduzindo o faturamento do fornecedor e, dependendo do desvio, pode haver cobrança de multa.

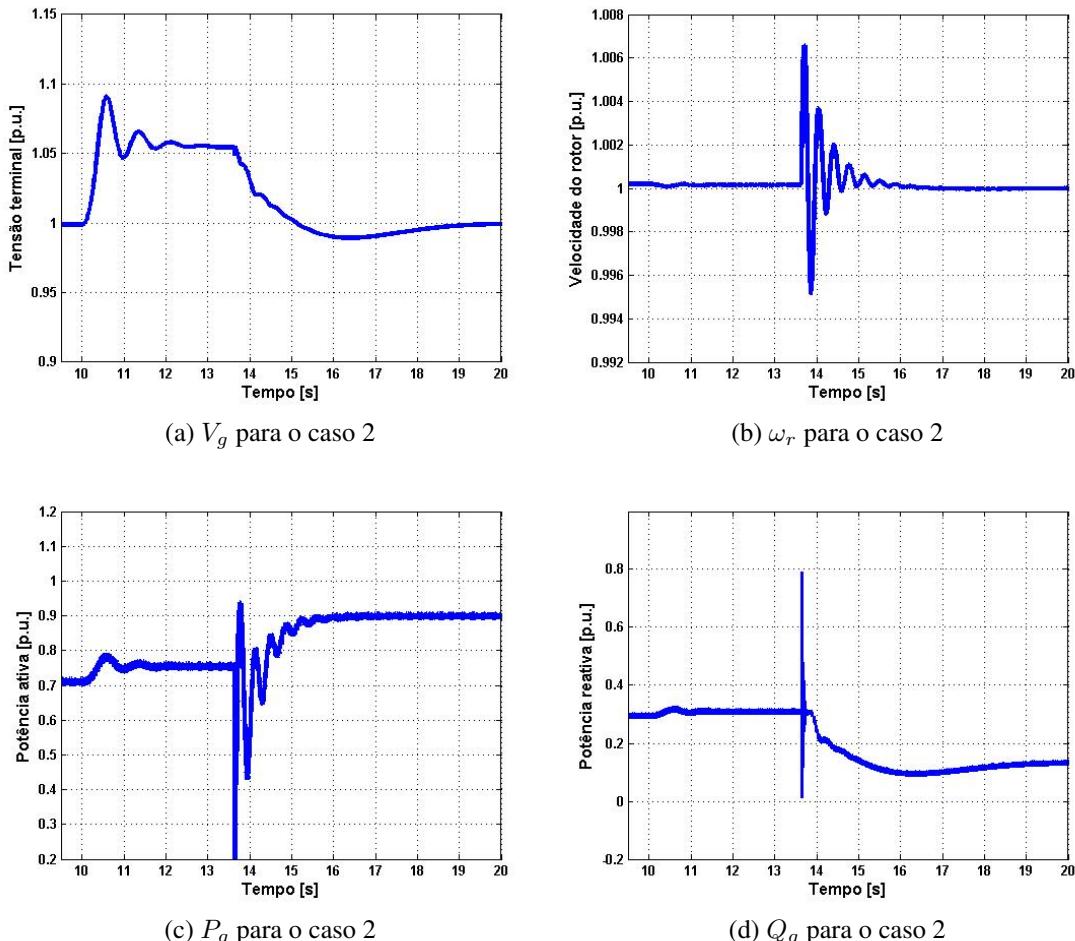


Figura 13 – Comportamento dos parâmetros do gerador para o caso 2

Na Figura 14, também houve melhorias nos níveis de tensão das cargas. Como o gerador passou a fornecer o valor nominal em seus terminais, as cargas mais próximas a ele tiveram seu abastecimento beneficiado.

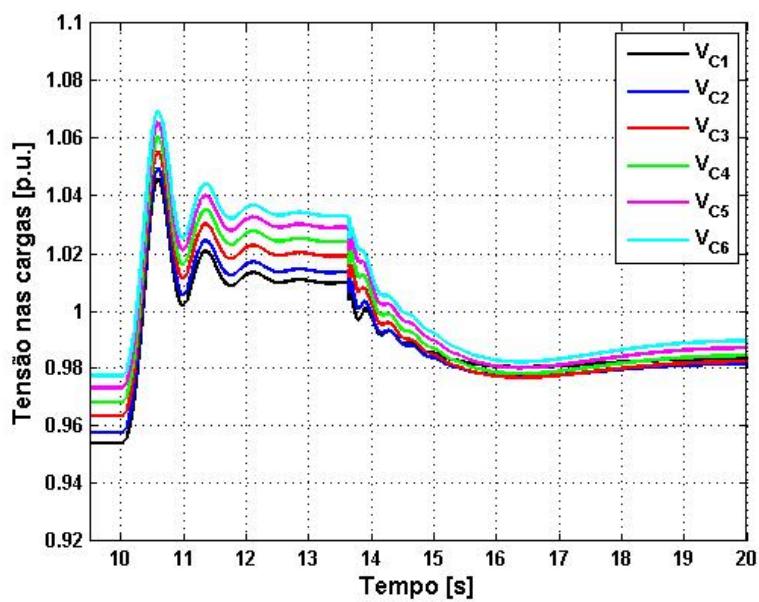


Figura 14 – Comportamento das tensões das cargas para o caso 2

5 Conclusão

O aumento da demanda e a necessidade de diversificação das fontes da matriz energética brasileira apresentou como uma solução o uso de geração distribuída. Essa trouxe consigo desafios a serem superados e possibilidades, como a forma em que sua conexão é feita com o sistema interligado e a operação ilhada, respectivamente. Este trabalho visou sobretudo a investigação de recursos que viabilizem sua operação.

Enfrentou-se o desafio do ponto de reconexão ser remoto ao gerador distribuído. Problema que foi superado com o uso de dispositivos de medição fasorial que permitiu aferir e sincronizar os dados necessários. Outro desafio identificado foi a obtenção das condições ideais para um sincronismo suave. Essa questão foi contornada com o uso de controles adicionais de tensão e frequência junto ao gerador.

O meio de comunicação e os controles adicionais de tensão e frequência propostos foram comprovados em um sistema simulado passível de ser observado na realidade. No caso base, o sistema foi testado e validado.

A amplitude dos transitórios foi reduzida significativamente quando as potências fornecidas pelo gerador se aproximam nos instantes de tempo anterior e posterior ao sincronismo. Essa melhoria foi evidenciada no caso 1 simulado.

Os modos de controle utilizados no gerador distribuído devem ser verificados em cada caso. Para o sistema simulado, observou-se uma melhora nos níveis de tensão em continuar a regular a tensão após a reconexão. Isso ficou claro após a simulação do caso 2.

Por mais que o estudo tenha se mostrado vantajoso, a automação do sistema elétrico é o maior desafio a ser enfrentado. Os controles aqui representados requerem uma sistema confiável de comunicação, o que implica em meios eficazes de aquisição de dados em diversos pontos (junto ao ponto de sincronismo, ao gerador e às cargas) e transmissão dos mesmos. Automatizar um sistema por completo para a inserção do controle pode ser muito custoso.

5.1 Trabalhos futuros

O trabalho indicou para boas soluções para os problemas atualmente em pauta. Contudo, mais pesquisas e desenvolvimentos na área devem ser feitas. Apontam-se as seguintes possibilidades para trabalhos futuros:

- Considerar a dinâmica das cargas no controle do gerador distribuído durante o modo de sincronismo;

- Sincronizar dois ou mais geradores para conexão entre si ou reconexão desses com a rede;
- Aprimorar o controle proposto para que atue em diferentes pontos de sincronismo ao longo do sistema;
- Implementar tomada de carga do gerador em rampa, logo após o sincronismo.

Referências

- [1] INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. *Geração Distribuída e Conexão ao Sistema Elétrico*: Proposta de revisão da resolução ANEEL 281/99. 1a. ed. Rio de Janeiro, 2002. 22 p.
- [2] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Cadernos Temáticos ANEEL*: Micro e minigeração distribuída: Sistema de compensação de energia elétrica. 2a. ed. Brasília, 2016. 34 p.
- [3] INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. *O que é geração distribuída*. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd>. Acesso em: 10 jun 2016.
- [4] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Balanço Energético Nacional 2014: Ano base 2013*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2014. v. 1. 288 p. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf>. Acesso em: 10 abr 2016.
- [5] JENKINS, N. et al. *Embedded Generation*. London: The Institution of Engineering and Technology, 2008. v. 31. 293 p. ISBN 9780852967744.
- [6] COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. *GED 15303*: Conexão de micro e minigeração distribuída sob sistema de compensação de energia elétrica. São Paulo, 2016. 48 p.
- [7] COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. *GED 33*: Ligação de autoprodutores em paralelo com o sistema de distribuição da CPFL. São Paulo, 2013. 33 p.
- [8] COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. *NTC 905200*: Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema da COPEL. Curitiba, 2016. 70 p.
- [9] COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. *NTC 905100*: Acesso de geração distribuída ao sistema da COPEL. Curitiba, 2013. 101 p.
- [10] LIMA, R. L. *Análise de requisitos técnicos para ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos*. Dissertação (Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.
- [11] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *PRODIST*: Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição. Brasília, 2012. 92 p.
- [12] SEELEY, N. C.; CRAIG, C.; RAINES, T. Advances in power generator control: Precise control of power systems islands using time-synchronized measurements. *IEEE Industry Applications Magazine*, v. 20, n. 2, p. 44–52, 2014. ISSN 10772618.
- [13] THOMPSON, M. J. Fundamentals and advancements in generator synchronizing systems. In: 2012 65TH ANNUAL CONFERENCE FOR PROTECTIVE RELAY ENGINEERS. College Station, TX, 2012. p. 203–214. ISBN 9781467318426.
- [14] STRANG, W. M. et al. Generator synchronizing industry survey results. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 11, n. 1, p. 174–183, Jan 1996. ISSN 0885-8977.

- [15] SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *Sincronização Automática de Geradores*. Campinas, 2013. 18 p. Disponível em: <<https://goo.gl/qp1oFU>>. Acesso em: 10 abr 2016.
- [16] ASSIS, T. M. L.; TARANTO, G. N. Automatic reconnection from intentional islanding based on remote sensing of voltage and frequency signals. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 3, n. 4, p. 1877–1884, Dec 2012. ISSN 1949-3053.
- [17] MOHAMAD, H. et al. Islanding control strategy for a distribution network. In: 2013 IEEE 7TH INTERNATIONAL POWER ENGINEERING AND OPTIMIZATION CONFERENCE (PEOCO). Langkawi Island, Malaysia, 2013. p. 472–477. ISBN 9781467350747.
- [18] MathWorks. *Simulation and Model-Based Design*. Disponível em: <<http://www.mathworks.com/products/simulink>>. Acesso em: 23 jun 2016.
- [19] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *PRODIST: Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica*. Brasília, 2015. 76 p.
- [20] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEER STANDARD ASSOCIATION. *IEEE Std 1547-2003: IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems*. New York, 2003. 1-28 p.
- [21] FERNANDES, P. C. *Regulador Automático de Tensão: Influência do Ganho no Sistema Elétrico de Potência*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2011.
- [22] ALMEIDA, D. D.; CATALÃO, J. P. S. Regulação de velocidade do gerador síncrono num sistema de aproveitamento hidroeléctrico. In: ACTAS DA CONFERÊNCIA DE ENGENHARIA DA UBI — ENGENHARIAS’2009. Covilhã, Portugal: Universidade da Beira Interior, 2009. p. 1–6.

APÊNDICE A – Lógica de fechamento do disjuntor

O disjuntor deverá ser fechado apenas no cenário em que o comando para início de paralelismo tenha sido iniciado e as condições para sincronismo suave tenham sido obtidas. O sistema permite uma diferença entre a frequência da subestação e o gerador distribuído. Mesmo que as amplitudes das tensões sejam as mesmas, a defasagem entre os sinais oscilará entre 0 e 180°.

O disjuntor com acionamento externo fechará os terminais caso o sinal que o comande seja verdadeiro (nível lógico 1) e abrirá os terminais caso esse mesmo sinal seja falso (nível lógico 0). Para impedir o chaveamento excessivo devido a variação da defasagem, uma lógica foi adicionada para que, após a primeira condição verdadeira obtida, o sinal se mantenha. O disjuntor será então fechado imediatamente, impedindo que as variações após a reconexão alterem o estado do disjuntor.

A lógica utilizada é ilustrada na Figura 15.

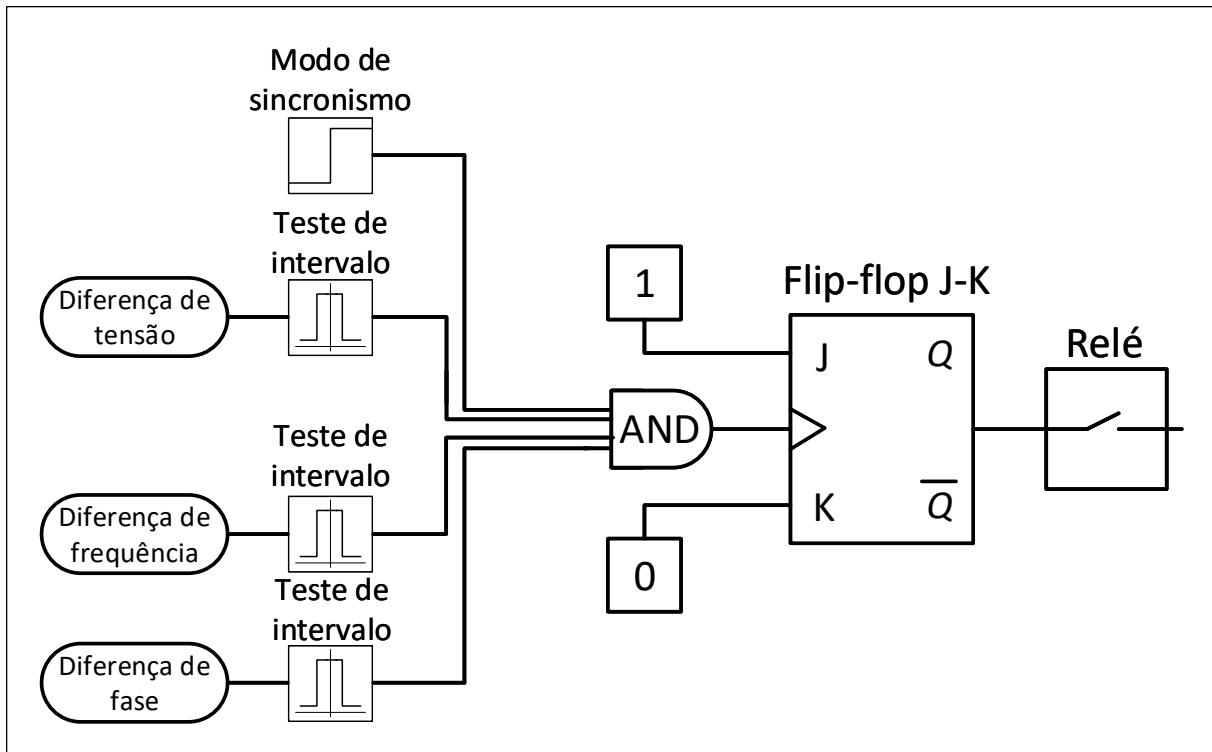


Figura 15 – Lógica de fechamento do disjuntor

Como a entrada J está sempre em nível lógico alto e a entrada K estará sempre em nível lógico baixo, a cada amostragem do sinal de *clock*, a saída (Q) será setada. A condição pode ser

observada na linha em destaque da tabela verdade do *flip-flop JK* (Tabela 6). A saída é iniciada em zero e apenas quando todas as condições são atingidas, o primeiro pulso de *clock* é dado. Para os demais pulsos, a saída se manterá em 1.

Tabela 6 – Tabela verdade do flip-flop JK

J	K	Q
0	0	Q_a
0	1	0
1	0	1
1	1	Q_a

APÊNDICE B – Parâmetros do sistema elétrico

Os elementos descritos ao longo do capítulo 3 tem seus parâmetros detalhados nas tabelas apresentadas neste apêndice. São eles os dados da subestação (Tabela 7), os dados das linhas de distribuição (Tabela 8), os dados dos transformadores (Tabela 9) e os dados do gerador (Tabela 10).

Tabela 7 – Dados da subestação

Tensão nominal [kV]	Potência de curto-circuito [MVA]	Resistência [Ω]	Indutância [mH]
132,00	1500,00	0	30,80

Tabela 8 – Dados das linhas de distribuição

Início	Fim	Resistência [Ω]	Reatância [Ω]
Carga 1	Carga 2	0,28	1,27
Carga 2	Carga 3	0,25	1,13
Carga 3	Carga 4	0,16	0,70
Carga 4	Carga 5	0,13	0,56
Carga 5	Carga 6	0,09	0,42

Tabela 9 – Dados dos transformadores

Dado	Transformador 132kV / 32kV	Transformador 33kV / 6,90kV
Potência nominal [MVA]	50,00	40,00
Tensão primário [kV]	132,00	32,00
Tensão secundário [kV]	33,00	6,90
Enrolamento primário	Δ	Δ
Enrolamento secundário	$Y_{aterrado}$	$Y_{aterrado}$
Resistência [p.u.]	0	0
Reatância [p.u.]	0,10	0,04

Tabela 10 – Dados do gerador

Dado	Valor
Pares de polos	2
Potência nominal [MVA]	30
Tensão nominal [kV]	6,9
Constante de inércia [s]	1,5
X_d [p.u.]	1,200
X'_d [p.u.]	0,231
X''_d [p.u.]	0,118
X_q [p.u.]	1,372
X'_q [p.u.]	0,800
X''_q [p.u.]	0,118
T''_{do} [s]	5,500
T''_{do} [s]	0,050
T'_{do} [s]	1,250
T''_{do} [s]	0,190
Resistência do estator [p.u.]	0,0014
Reatância de dispersão [p.u.]	0,0500