

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

Weber Daas Santos

Investigaçāo sobre a viabilidade de métodos
alternativos de religamento automático em redes de
distribuiçāo com geraçāo distribuída

São Carlos

2017

Weber Daas Santos

**Investigaçāo sobre a viabilidade de mētodos
alternativos de religamento automātico em redes de
distribuiçāo com geraçāo distribuída**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Sistemas de Energia e Automação, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo
Vieira Júnior

**São Carlos
2017**

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.

S237i

Santos, Weber Daas
Investigação sobre a viabilidade de métodos
alternativos de religamento automático em redes de
distribuição com geração distribuída / Weber Daas
Santos; orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior.
São Carlos, 2017.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2017.

1. Gerador síncrono. 2. Ilhamento. 3. Religamento
monopolar. 4. Sincronismo. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Weber Daas Santos

Título: "Investigação sobre a viabilidade de métodos alternativos de religamento automático em redes de distribuição com geração distribuída"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 27/11/2017,

com NOTA 9,0 (nove, zero), pela Comissão Julgadora:

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

Prof. Associado Eduardo Nobuhiro Asada - SEL/EESC/USP

**Mestre Anna Giuglia Menechelli Moraco - Doutoranda -
SEL/EESC/USP**

**Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino**

Agradecimentos

Aos meus pais João Humberto, Samira Cristina, irmã Natália Daas e namorada Sofia Castro, base de tudo, pelo apoio incondicional durante esta trajetória.

Aos meus colegas de faculdade, que hoje tenho como amigos, que compartilharam comigo as dificuldades e os bons momentos dos últimos anos e souberam superá-los como ninguém. Em especial, sou grato a Murilo Castilho, Rafael Polizel, Rodolfo Brigato e Vitor Nazareth.

Ao professor José Carlos de Melo Vieira Júnior, por toda a dedicação, compromisso e, sobretudo, paciência. Um grande mestre e uma grande pessoa.

Aos meus irmãos Leonardo Bassitt, Renan Pantaleão e Vitor Apóstolo, que são uma parte da minha vida.

Ao time de futebol do CAASO, por toda a saúde física e mental que me proporcionou durante 5 anos.

Maktub

Resumo

SANTOS, W. D. **Investigação sobre a viabilidade de métodos alternativos de religamento automático em redes de distribuição com geração distribuída.** 2017. 91p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

Religadores automáticos possuem a função de atuar de forma cíclica, desenergizando e energizando uma porção do sistema elétrico após a ocorrência de um curto-circuito, até que a falta cesse por si só ou seja eliminada por outro dispositivo de proteção. Quando alocados em redes de distribuição de energia que contam com geração distribuída, após a detecção de uma falta, os religadores são responsáveis pela abertura momentânea dos terminais da rede, tornando o gerador um subsistema isolado, e posterior reconexão. Como procedimento padrão, técnicas de detecção de ilhamento são responsáveis pelo diagnóstico da situação e o posterior desligamento do gerador, quando isolado, visando evitar que este opere ilhado ou que o religamento ocorra de forma dessincronizada com a rede. Uma vez que tais ocorrências podem ser prejudiciais aos equipamentos do sistema, e à própria unidade geradora, e algumas das técnicas de detecção de ilhamento possuem custos de implementação, em média, elevados, ou possuem baixa eficácia, este trabalho analisa diferentes métodos e cenários de religamento automático como solução alternativa ao convencional, visando manter o gerador distribuído em operação e evitar a ocorrência de transitórios severos. Como principal contribuição do trabalho, a técnica simulada que apresenta os melhores resultados é a de religamento monopolar, porém é importante ressaltar que todos os cenários analisados apresentam melhorias quando comparados ao caso base de religamento tripolar sem sincronismo com a rede, que é a condição a ser evitada.

Palavras-chave: Gerador síncrono. Ilhamento. Religamento monopolar. Sincronismo.

Abstract

SANTOS, W. D. **Investigation of alternative techniques for automatic reclosing in electricity distribution networks with distributed generation.**

2017. 91p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

Automatic reclosers have the function of acting in cycles, deenergizing and energizing a portion of the electrical system when a short circuit occurs, until the fault ceases by itself or is eliminated by another protection device. When allocated in power distribution networks that rely on distributed generation, after the detection of a fault, the reclosers are responsible for the momentary opening of the network terminals, making the generator an isolated subsystem, and later reconnection. As a standard procedure, islanding detection techniques are responsible for the diagnosis of the situation and the subsequent shutdown of the generator, when isolated, in order to prevent it from operating illegally or that the reclosing occurs in an unsynchronized way with the network. Since such occurrences may be detrimental to system equipment, and to the generating unit itself, and some of the islanding detection techniques have high implementation costs, or low efficiency, this work analyzes different methodologies of automatic reclosure as an alternative solution to conventional ones, in order to keep the generator distributed in operation and to avoid the occurrence of severe transients. As the main contribution of the monograph, the simulated scenario that presents the best results is that of monopolar reclosing with injection of reactive power by the generator, but it is important to point out that all the tested methods present improvements when compared to the base case of tripolar reclosing without synchronism with the electrical grid.

Keywords: Synchronous generator. Islanding. Monopolar reclosing. Synchronization.

Listas de figuras

Figura 1 – Mapa do SIN	25
Figura 2 – Matriz de energia elétrica nacional	31
Figura 3 – Forma de onda da corrente de um gerador de 20 <i>MVA</i> após religamento fora de sincronismo com a rede	39
Figura 4 – Técnica do religamento monopolar em etapas	41
Figura 5 – Representação do sistema elétrico de potência simulado em forma de diagrama unifilar	44
Figura 6 – Implementação computacional da conexão entre transformador e saída da subestação de 132 <i>kV</i>	44
Figura 7 – Implementação computacional do bloco que representa cada disjuntor do sistema elétrico	45
Figura 8 – Implementação computacional do bloco que representa cada carga do sistema elétrico	46
Figura 9 – Implementação computacional do bloco que representa o GD e seu sistema de excitação	47
Figura 10 – Esquemático do sistema de controle de excitação do gerador síncrono .	47
Figura 11 – Diagrama de blocos do sistema de excitação IEEE tipo DC1A	48
Figura 12 – Bloco computacional construído para implementação da turbina aco- plada ao gerador	49
Figura 13 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade da turbina	49
Figura 14 – Curva ITIC	52
Figura 15 – Religamento fora de sincronismo: tensão terminal no GD	53
Figura 16 – Religamento fora de sincronismo: corrente no GD	53
Figura 17 – Religamento fora de sincronismo: frequência do GD	53
Figura 18 – Religamento fora de sincronismo: torque no eixo do GD	53
Figura 19 – Religamento fora de sincronismo: tensão nas cargas do sistema - GD 15 <i>MVA</i>	53
Figura 20 – Religamento fora de sincronismo: tensão nas cargas do sistema - GD 20 <i>MVA</i>	53
Figura 21 – Religamento fora de sincronismo: tensão nas cargas do sistema - GD 30 <i>MVA</i>	54
Figura 22 – Religamento fora de sincronismo: análise da qualidade de energia nas cargas do sistema	54
Figura 23 – Cenário alternativo 1: tensão terminal no GD	56
Figura 24 – Cenário alternativo 1: corrente no GD	56
Figura 25 – Cenário alternativo 1: frequência do GD	57

Figura 26 – Cenário alternativo 1: torque no eixo do GD	57
Figura 27 – Cenário alternativo 1: tensão nas cargas do sistema - GD 15 MVA . .	57
Figura 28 – Cenário alternativo 1: tensão nas cargas do sistema - GD 20 MVA . .	57
Figura 29 – Cenário alternativo 1: tensão nas cargas do sistema - GD 30 MVA . .	57
Figura 30 – Cenário alternativo 1: análise da qualidade de energia nas cargas do sistema	57
Figura 31 – Cenário alternativo 2: tensão terminal no GD	60
Figura 32 – Cenário alternativo 2: corrente no GD	60
Figura 33 – Cenário alternativo 2: frequência do GD	61
Figura 34 – Cenário alternativo 2: torque no eixo do GD	61
Figura 35 – Cenário alternativo 2: tensão nas cargas do sistema - GD 15 MVA . .	61
Figura 36 – Cenário alternativo 2: tensão nas cargas do sistema - GD 20 MVA . .	61
Figura 37 – Cenário alternativo 2: tensão nas cargas do sistema - GD 30 MVA . .	61
Figura 38 – Cenário alternativo 2: análise da qualidade de energia nas cargas do sistema	61
Figura 39 – Cenário alternativo 3: tensão terminal no GD	64
Figura 40 – Cenário alternativo 3: corrente no GD	64
Figura 41 – Cenário alternativo 3: frequência do GD	65
Figura 42 – Cenário alternativo 3: torque no eixo do GD	65
Figura 43 – Cenário alternativo 3: tensão nas cargas do sistema - GD 15 MVA . .	65
Figura 44 – Cenário alternativo 3: tensão nas cargas do sistema - GD 20 MVA . .	65
Figura 45 – Cenário alternativo 3: tensão nas cargas do sistema - GD 30 MVA . .	65
Figura 46 – Cenário alternativo 3: análise da qualidade de energia nas cargas do sistema	65
Figura 47 – Cenário alternativo 4: tensão terminal no GD	68
Figura 48 – Cenário alternativo 4: corrente no GD	68
Figura 49 – Cenário alternativo 4: frequência do GD	69
Figura 50 – Cenário alternativo 4: torque no eixo do GD	69
Figura 51 – Cenário alternativo 4: tensão nas cargas do sistema - GD 15 MVA . .	69
Figura 52 – Cenário alternativo 4: tensão nas cargas do sistema - GD 20 MVA . .	69
Figura 53 – Cenário alternativo 4: tensão nas cargas do sistema - GD 30 MVA . .	69
Figura 54 – Cenário alternativo 4: análise da qualidade de energia nas cargas do sistema	69
Figura 55 – Cenário alternativo 5: tensão terminal no GD	72
Figura 56 – Cenário alternativo 5: corrente no GD	72
Figura 57 – Cenário alternativo 5: frequência do GD	73
Figura 58 – Cenário alternativo 5: torque no eixo do GD	73
Figura 59 – Cenário alternativo 5: tensão nas cargas do sistema - GD 15 MVA . .	73
Figura 60 – Cenário alternativo 5: tensão nas cargas do sistema - GD 20 MVA . .	73

Figura 61 – Cenário alternativo 5: tensão nas cargas do sistema - GD 30 MVA	73
Figura 62 – Cenário alternativo 5: análise da qualidade de energia nas cargas do sistema	73
Figura 63 – Cenário alternativo 6: tensão terminal no GD	76
Figura 64 – Cenário alternativo 6: corrente no GD	76
Figura 65 – Cenário alternativo 6: frequência do GD	76
Figura 66 – Cenário alternativo 6: torque no eixo do GD	76
Figura 67 – Cenário alternativo 6: tensão nas cargas do sistema - GD 15 MVA	77
Figura 68 – Cenário alternativo 6: tensão nas cargas do sistema - GD 20 MVA	77
Figura 69 – Cenário alternativo 6: tensão nas cargas do sistema - GD 30 MVA	77
Figura 70 – Cenário alternativo 6: análise da qualidade de energia nas cargas do sistema	77
Figura 71 – Cenário alternativo 7: tensão terminal no GD	79
Figura 72 – Cenário alternativo 7: corrente no GD	79
Figura 73 – Cenário alternativo 7: frequência do GD	79
Figura 74 – Cenário alternativo 7: torque no eixo do GD	79
Figura 75 – Cenário alternativo 7: tensão nas cargas do sistema - GD 15 MVA	80
Figura 76 – Cenário alternativo 7: tensão nas cargas do sistema - GD 20 MVA	80
Figura 77 – Cenário alternativo 7: tensão nas cargas do sistema - GD 30 MVA	80
Figura 78 – Cenário alternativo 7: análise da qualidade de energia nas cargas do sistema	80

Lista de tabelas

Tabela 1 – Consumidores conectados ao sistema de transmissão de acordo com seu nível de tensão	26
Tabela 2 – Consumidores conectados ao sistema de distribuição de acordo com seu nível de tensão	26
Tabela 3 – Fontes de biomassa registradas pela ANEEL	34
Tabela 4 – Descrição dos transformadores	45
Tabela 5 – Descrição das cargas	46
Tabela 6 – Resumo - religamento trifásico fora de sincronismo	55
Tabela 7 – Resumo - cenário alternativo 1	59
Tabela 8 – Resumo - cenário alternativo 2	63
Tabela 9 – Resumo - cenário alternativo 3	67
Tabela 10 – Resumo - cenário alternativo 4	71
Tabela 11 – Resumo - cenário alternativo 5	75
Tabela 12 – Resumo - cenário alternativo 6	78
Tabela 13 – Resumo - cenário alternativo 7	81
Tabela 14 – Dados elétricos dos elementos simulados	91

Lista de abreviaturas e siglas

ACR	Ambiente de contratação regulado
ACL	Ambiente de contratação livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CC	Corrente contínua
CA	Corrente alternada
GD	Gerador distribuído
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena central hidrelétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional

Lista de símbolos

Hz Hertz

pu Por unidade

V Volt

VA Volt-Ampere

W Watt

Sumário

1	INTRODUÇÃO	25
1.1	Objetivos	27
1.2	Estrutura do texto	28
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	29
2.1	Contexto histórico	29
2.2	Panorama atual	30
2.2.1	Fontes de energia	30
2.2.2	Vantagens e desvantagens da geração distribuída	35
2.3	Gerador síncrono	35
2.3.1	Ilhamento	35
2.3.2	Sincronismo	36
3	RELIGAMENTO AUTOMÁTICO	39
3.1	Classificação	40
3.2	Funcionamento	42
4	SISTEMA ELÉTRICO SOB ANÁLISE	43
4.1	Ferramenta computacional	43
4.2	Descrição dos elementos do sistema	43
4.2.1	Subestação	44
4.2.2	Transformadores	44
4.2.3	Alimentadores	45
4.2.4	Disjuntores	45
4.2.5	Cargas	45
4.2.6	Geração distribuída	47
5	MÉTODOS ALTERNATIVOS DE RELIGAMENTO AUTOMÁTICO	51
5.1	Caracterização do religamento automático fora de sincronismo	52
5.2	Cenário alternativo 1	56
5.3	Cenário alternativo 2	60
5.4	Cenário alternativo 3	64
5.5	Cenário alternativo 4	68
5.6	Cenário alternativo 5	72
5.7	Cenário alternativo 6	76
5.8	Cenário alternativo 7	79

6	CONCLUSÕES	83
	REFERÊNCIAS	85
	APÊNDICES	89
	APÊNDICE A – RESUMO DOS ELEMENTOS PRESENTES NO SISTEMA ELÉTRICO SIMULADO	91

1 Introdução

A continuidade no fornecimento de energia elétrica é imprescindível para todos os acessantes à rede elétrica brasileira, sejam eles grandes e pequenas centrais geradoras, consumidores, distribuidoras, transmissoras de energia e o próprio Operador Nacional do Sistema (ONS). Logo, a estas partes envolvidas, aprofundar o estudo em novos métodos de proteção do Sistema Elétrico de Potência (SEP) significa não apenas um retorno em termos de confiabilidade do sistema, mas também e, principalmente, financeiro, seja pela garantia da operação de grandes cargas consumidoras ou de unidades geradoras de energia elétrica.

As linhas de transmissão que constituem o Sistema Interligado Nacional (SIN), representado pelo mapa da Figura 1 e responsável por congregar o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do país, sendo o primeiro majoritariamente hidrotermo-eólico [1], propiciam a transferência de energia elétrica entre os quatro subsistemas existentes no âmbito nacional: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

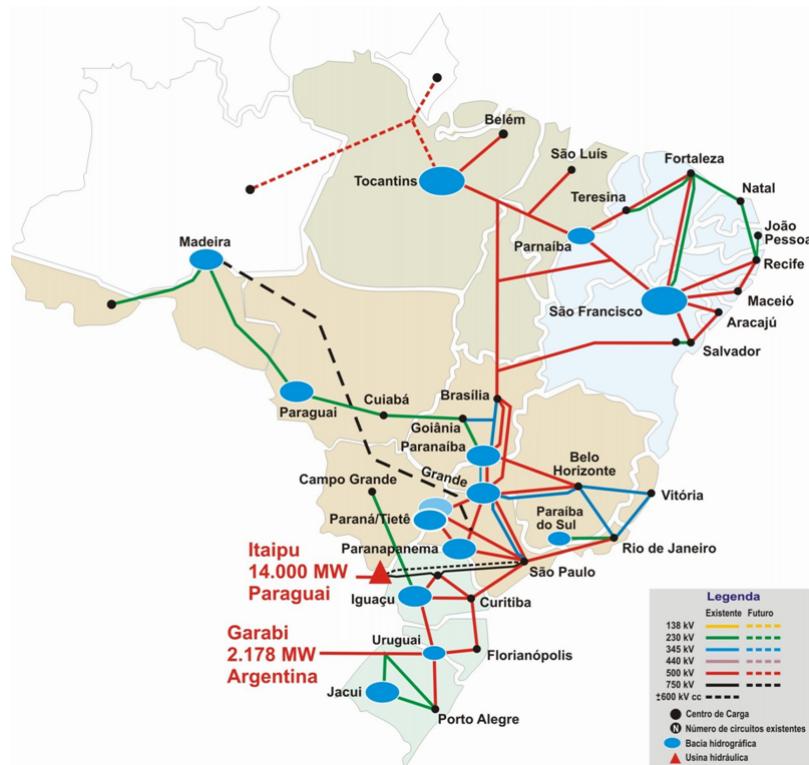


Figura 1: Mapa do SIN

Fonte: [2]

Originadas na saída de subestações, que são responsáveis por elevar o nível de tensão da energia proveniente de grandes usinas, as linhas de transmissão também propiciam

pontos de conexão direta a grandes blocos de cargas. Esta característica, no entanto, não é a mesma para todas as estruturas que compõem a malha de transmissão do país. Logo, consumidores conectados diretamente ao sistema de transmissão podem ser agrupados de acordo com sua tensão de fornecimento [3], assim como apresentado na Tabela 1.

Tabela 1: Consumidores conectados ao sistema de transmissão de acordo com seu nível de tensão

Subgrupo	Nível de tensão
A1	230 kV ou mais
A2	entre 88 e 138 kV
A3	69 kV

Fonte: [3]

Já o sistema de distribuição de energia elétrica, por sua vez, tem sua origem nas saídas de subestações que reduzem o nível de tensão de entrada, proveniente de linhas de transmissão, e na saída de transformadores que possibilitam a conexão de unidades geradoras menores à rede, ramificando-se de forma a atender um grande número de cargas. Níveis de tensão entre 2,3 e 44 kV constituem o denominado primário das redes aéreas de distribuição de energia elétrica e se enquadram na categoria de média tensão, podendo ser identificadas sem maiores esforços até mesmo em grandes centros urbanos. Consumidores também conectados na rede de distribuição e com conexões caracterizadas por tensões inferiores aos 2,3 kV, no entanto, são consideradas como baixa tensão e constituem o subgrupo B [3], classificados de acordo com a Tabela 2.

Tabela 2: Consumidores conectados ao sistema de distribuição de acordo com seu nível de tensão

Subgrupo	Nível de tensão
A4	2,3 a 44 kV
AS	Sistema subterrâneo
B1	Atendimento residencial
B2	Rural
B3	Demais classes
B4	Iluminação pública

Fonte: [3]

Uma vez que o estudo e desenvolvimento de métodos de proteção do sistema elétrico de potência é uma necessidade para os grupos consumidores e geradores citados, já que a continuidade no fornecimento de energia depende diretamente deste fator, a três tópicos devem ser atribuídas as principais considerações da área [4]:

- características elétricas do sistema de potência: condições de operação, natureza das faltas, regimes de equipamentos, entre outras.

- características econômicas: priorizar a proteção do sistema elétrico de potência pode significar economia em novos equipamentos elétricos adquiridos devido ao dano de outros.
- características físicas: a análise de novas metodologias de proteção só é viável em casos que o sistema, fisicamente, permite aplicação e manutenção da estrutura utilizada.

Visto que, cada dia mais, novas conexões são realizadas (grupos A e B) junto ao sistema elétrico nacional e a carga hoje instalada é superior a de anos atrás, surge a necessidade de serem incrementados o número de fontes geradoras de energia e a complexidade da proteção do sistema elétrico, juntamente ao desafio de expandir e diversificar a matriz energética nacional.

Tomando como parâmetro as redes de distribuição de energia que contam com a presença de geração distribuída e religadores automáticos, quando expostos a faltas, estas possuem um procedimento padrão de proteção que consiste no desligamento de geradores logo após a primeira abertura do religador, que só é possível a partir da implementação de uma ou mais das diversas técnicas de detecção de ilhamento em geradores, amplamente discutidas em [5]. Tal método visa evitar a operação ilhada de uma unidade geradora e o religamento fora de sincronismo, ambos prejudiciais aos equipamentos do cliente, da concessionária e ao próprio gerador [6].

1.1 Objetivos

Com o intuito de minimizar o número de desligamentos de geradores distribuídos, que podem, em grande quantidade, acarretar em problemas de afundamento de tensão, e reduzir os efeitos transitórios de torque e corrente resultantes de um religamento fora de sincronismo, este trabalho investiga a viabilidade de métodos alternativos de religamento automático a serem empregados em redes de distribuição com geração distribuída. Tal prática, consequentemente, também pode ser atrativa em termos de redução de custos e aumento da confiabilidade do projeto, uma vez que possíveis contribuições positivas deste trabalho podem gerar novas perspectivas sobre a adoção de técnicas de detecção de ilhamento de geradores, cujo valor de implementação pode ser elevado, além de que algumas destas metodologias não são completamente eficazes.

Destaca-se como inspiração para este estudo a prática de religamento monopolar em sistemas de transmissão. Visto que, nesse caso, apenas a fase faltosa participa dos procedimentos de abertura e fechamento, tem-se uma vantagem quando comparado ao religamento tripolar tradicional: a limitação de perturbações na rede [7, 8].

1.2 Estrutura do texto

Este trabalho está estruturado em seis capítulos, sumarizados da seguinte maneira:

- **Capítulo 1: Introdução**

Apresentação do tema proposto de forma a introduzir os principais conceitos relacionados ao trabalho: proteção do SEP, classes de consumidores de energia elétrica, diversificação da matriz energética do Brasil, operação de religadores automáticos e geradores distribuídos.

- **Capítulo 2: Geração distribuída**

Abordagem mais detalhada acerca do contexto histórico, panorama atual, vantagens e desvantagens desta modalidade de geração de energia elétrica e introdução à teoria de geradores síncronos.

- **Capítulo 3: Religamento automático**

Detalhamento de funcionamento e classificação dos religadores automáticos quanto ao número de fases em que operam, tipo de controle e meio de interrupção.

- **Capítulo 4: Sistema elétrico sob análise**

Caracterização do sistema elétrico de potência utilizado para simulações em ambiente computacional, detalhado em blocos e com a particularidade dos principais componentes.

- **Capítulo 5: Métodos alternativos de religamento automático**

Apresentação dos oito diferentes cenários analisados, envolvendo técnicas de religamento tripolar, monopolar e assimétrico, variando-se tempo de operação e fator de potência. Neste capítulo também são descritos os resultados obtidos via simulação computacional.

- **Capítulo 6: Conclusões**

Apresentação das conclusões, contribuições e sugestões de estudos complementares a este trabalho.

2 Geração Distribuída

Considera-se como geração distribuída qualquer tipo de fonte geradora de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição e com produção destinada, majoritariamente, a cargas próximas da unidade de geração. Tais cargas são, então, alimentadas sem a necessidade de transporte de energia elétrica pelo sistema de transmissão. Topograficamente, se enquadram na geração distribuída quaisquer centrais elétricas de até 30 MW de potência, de diferentes naturezas (fotovoltaica, térmica, hidrelétrica, entre outras) e sem restrição de proprietário [9].

2.1 Contexto histórico

No final da década de 70, com mudanças da legislação nos EUA, a geração distribuída começou a ser incentivada no país. Posteriormente, no ano de 1992, esta tendência ganhou mais força após a desregulamentação da geração de energia local, marcada pelo *Energy Policy Act*. Desde então, diversos países passaram a adotar tal postura, vinculada a um desenvolvimento tecnológico e computacional a nível mundial [9].

No Brasil, o interesse pelo tema "geração distribuída" se tornou intenso nos anos 90 com o surgimento dos Produtores Independentes de Energia (PIE) e dos Autoprodutores de Energia Elétrica (APE). Regulamentados pelo Decreto nº 2003 de 1996, o PIE e o APE passaram a ter autorização para geração de energia destinada ao mercado e consumo próprio, respectivamente [6]. Posteriormente, no ano de 2004, conforme descrito no decreto nº 5.025, instituiu-se o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) com o objetivo de aumentar a participação de empreendimentos de geração de energia elétrica que fazem uso de fontes alternativas na matriz energética brasileira e a segurança no abastecimento de energia em território nacional. Definidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME), as diretrizes do Programa estabeleciam que os valores financeiros e administrativos gastos com a aquisição destes novos empreendimentos seriam rateados entre todos os consumidores finais atendidos pelo Sistema Interligado Nacional, com exceção da Subclasse Residencial Baixa Renda [10].

Nos anos de 2010 e 2011, respectivamente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) promoveu a Consulta Pública nº 15 e Audiência Pública nº 42 com a finalidade de discutir as condições gerais para conexão de unidades de geração distribuída de pequeno porte à rede. Como resultado, a Resolução Normativa nº 482 de 2012 surge para estabelecer as regras de acesso para micro e minigeração ao sistema de distribuição, sendo acompanhadas da criação de um sistema de compensação de energia elétrica [11]. Com a crescente discussão sobre a adoção e incentivo à produção de energia descentralizada para

alívio da sobrecarga em horários de pico, ainda foi publicada no ano de 2012 a Resolução Normativa nº 481, responsável por atribuir descontos, por até 10 anos, de 80% sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) ou Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) aos empreendimentos de energia solar fotovoltaica que entrarem em operação até 31 de Dezembro de 2017. Passada a primeira década, tal desconto é reduzido para 50% [12].

Com o passar dos anos e simultâneo acompanhamento das resoluções anteriormente citadas, é publicada a Resolução nº 687 em 2015, estabelecendo novas normas e algumas inovações [13].

- Passa a ser permitido o uso de qualquer fonte renovável.
- Centrais conectadas à rede de distribuição com potência instalada de até $75\ kW$ são classificadas como microgeradoras. Já as centrais com potência instalada entre $75\ kW$ e $3\ MW$ para fontes hídricas ou $5\ MW$ para cogeração e demais fontes podem ser consideradas minigeradoras.
- Em casos de energia gerada e injetada na rede superior à consumida, consumidor recebe créditos, com validade de 60 meses, para serem utilizados como desconto em faturas posteriores.
- Regulamentação da geração compartilhada entre interessados unidos em consórcio ou cooperativa.
- Criação de formulários padrão para realização de solicitação de acesso por parte do consumidor. Acompanhamento do processo passa a ser disponível via *internet*.
- Redução do prazo máximo para concessionárias realizarem conexão de usinas de até $75\ kW$ para 34 dias.

2.2 Panorama atual

2.2.1 Fontes de energia

A geração distribuída tem a função, além da descentralização da produção de energia e redução da demanda por investimentos em linhas transmissão, de diversificar a matriz de energia elétrica nacional, representada pela Figura 2. Este desafio está atrelado à introdução de fontes renováveis de energia na cultura local, cujo reflexo está na ampliação da capacidade de geração do Brasil e no bem-estar da população [14].

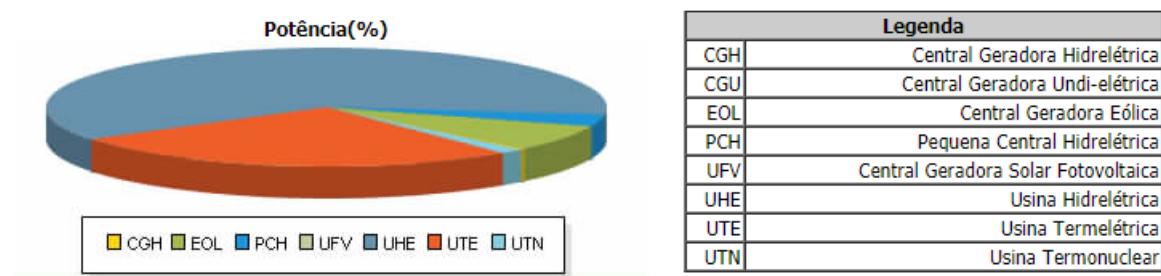


Figura 2: Matriz de energia elétrica nacional

Fonte: [15]

No âmbito da comercialização de energia elétrica, a estrutura implantada no Brasil em julho de 2004, a partir do Decreto nº 5.163, é dividida em dois ambientes: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). Analisando estes dois grupos com a visão da classe de consumidores de energia elétrica, pode-se dizer que um consumidor do ACR é classificado como cativo, podendo comprar energia elétrica apenas da distribuidora local e a preços estabelecidos por tarifas reguladas. Já um consumidor do ACL, este pode negociar bilateralmente seus contratos de fornecimento de energia elétrica com quaisquer outros agentes registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (autoprodutores, comercializadoras, geradores de serviço público, produtores independentes e outros consumidores). No entanto, unidades consumidoras do Ambiente de Contratação Livre com demanda inferior a 3 MW e superior a 500 kW são obrigadas a negociar seus contratos provenientes de fontes alternativas de energia, recebendo em troca descontos na tarifa de uso do sistema de distribuição (ou transmissão) de 50%, 80% ou 100%, de acordo com o tipo de energia negociada [16].

Alguns exemplos de fontes renováveis de energia, amplamente empregadas em geração distribuída, são:

- **Energia hidrelétrica**

Atualmente, cerca de 64,76% da potência instalada dos empreendimentos de geração de energia em operação no país são provenientes da energia hidrelétrica. 61,16% do total de 64,76% são representados pela geração proveniente de usinas hidrelétricas (potência acima de 30 MW) [15].

Tomando como base a informação de que quaisquer unidades de geração de energia com até 30 MW de potência injetada podem ser consideradas como geração distribuída, contempla-se, nesta parte do trabalho, a análise de pequenas centrais hidrelétricas (PCH). Estas, por sua vez, representam uma parcela de 3,24% da matriz de geração da Figura 2 e são caracterizadas por serem empreendimentos com área de reservatório de até 13 km²,

excluindo a calha do leito regular do rio, potência superior a 3 MW e inferior a 30 MW [17].

Unidades geradoras hidrelétricas possuem, em geral, a seguinte estrutura: barragem (caso não sejam do tipo fio d'água), sistema de captação de água e adução, casa de força e vertedouro. A barragem e o sistema de captação e adução de água têm as respectivas funções de armazenar, permitindo formação de um desnível adequado para geração de energia, e conduzir a água até as turbinas, localizadas na casa de força. A energia elétrica, então, é gerada a partir do movimento das pás das turbinas e tem origem na energia potencial gravitacional da água armazenada em reservatório. Quanto ao vertedouro, este apenas é acionado em casos de ultrapassagem de limite de armazenamento de água nos reservatórios, fazendo com que esta escoe para o lado oposto da barragem sem gerar energia [18].

- **Energia solar térmica**

Nesta modalidade de energia solar, o Sol, como fonte de calor, fornece energia para aquecimento de fluidos ou para a própria geração de energia elétrica.

O aquecimento de água por meio de energia solar, muito empregado em residências, ocorre a partir da concentração de energia térmica nos coletores instalados em telhados, lajes, ou qualquer outro tipo de superfície. Uma vez aquecido, o fluido pode ser armazenado ou diretamente utilizado pelo consumidor.

Já em usinas solares térmicas, o princípio de funcionamento é outro: o fluido, que é aquecido pela energia térmica captada pelos coletores, é conduzido até uma unidade geradora onde, em forma de vapor, fornece energia cinética a uma turbina que está acoplada a um gerador. Dentre as categorias existentes nesta modalidade de geração de energia elétrica, a diferença está na maneira em que o calor é captado e concentrado em cada caso, uma vez que empreendimentos podem optar pelo uso de coletores côncavos, parabólicos e até mesmo planos [14].

- **Energia solar fotovoltaica**

O Sol, além de ser utilizado como fonte de energia térmica, também pode ser utilizado na produção de energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico. Tal fenômeno consiste na criação de uma diferença de potencial em uma célula constituída de materiais semicondutores, a partir da radiação eletromagnética da luz solar. Neste tópico, ainda serão introduzidos dois tipos de sistemas fotovoltaicos: autônomos e conectados à rede.

Os sistemas fotovoltaicos autônomos se tratam de sistemas isolados, cuja implementação acontece sem conexão à rede elétrica. A estrutura de um sistema fotovoltaico

anônimo é formada pela conexão entre módulos fotovoltaicos, controlador de carga, bateria e inversor. O primeiro item citado é responsável pela produção de tensão e corrente contínuas, justificando a presença do inversor no sistema. Já o controlador de carga é o componente responsável por evitar sobrecargas ou descargas excessivas da bateria [14].

Uma vez que a utilização de baterias em sistemas fotovoltaicos isolados é um recurso comumente utilizado, faz-se necessário explorar de maneira mais detalhada o porquê de sua presença. Perfis de geração e consumo de energia nem sempre são coincidentes em relação à representatividade horária durante um dia. Este fato é devido à característica intermitente, e aleatória, da radiação solar no decorrer de 24 horas. Logo, a utilização de uma bateria se faz necessária visando um fornecimento constante de energia em horários de baixa geração e não-desperdício em horários de consumo reduzido [14].

O sistema fotovoltaico *on-grid*, por sua vez, opera em paralelo com a rede elétrica, de forma a possibilitar a diminuição do consumo de energia proveniente da distribuidora. Sistemas desta categoria possuem em sua estrutura, além dos módulos fotovoltaicos, quadros de proteção para correntes contínua, alternada e geral, inversor e medidor bidirecional [14].

Quanto aos sistemas de tarifação, destacam-se o *net metering* (ou sistema de compensação de energia elétrica) e o *feed in*. O primeiro, atualmente aplicado no Brasil, trata-se de uma modalidade de cobrança ou criação de crédito à unidade consumidora, com base na diferença entre energia consumida e injetada na rede da concessionária. Tal diferença é aferida a partir de um medidor bidirecional, que é instalado juntamente à conexão do sistema. Já o modelo *feed in* compreende uma bonificação à unidade geradora (por se tratar de fonte renovável) por meio de uma tarifa diferenciada e superior à aplicada ao consumo de energia da rede [19].

- **Energia eólica**

Unidades eólicas surgiram efetivamente em território brasileiro no ano de 1992, como fruto de uma parceria entre a Companhia Energética de Pernambuco e a Universidade Federal de Pernambuco. Tal projeto deu origem à primeira turbina de grande porte da América do Sul em operação comercial [20]. No entanto, visando amenizar os efeitos da crise energética de 2001, o primeiro grande, e sem sucesso, incentivo à contratação de energia eólica no país se deu por meio do Programa Emergencial de Energia Eólica, onde o principal objetivo traçado foi o de atingir 1050 MW comercializados [21].

Localizados em terra, a maior parte dos parques eólicos existentes são categorizados como do tipo *onshore* e divididos em duas subcategorias, já abordadas no trabalho: centralizadas e distribuídas. No entanto, por influência europeia, devido à falta de espaço

continental, muitos empreendimentos têm sido implantados no mar. Tais estruturas são classificadas como *offshore* [22].

Quanto à estrutura de um aerogerador, de modo geral, esta é formada por três elementos principais: rotor, eixo e gerador. Dentre as possibilidades de cada projeto, o empreendimento pode contar com a utilização de rotores de eixo horizontal (eixo de rotação paralelo ao vento) ou vertical (eixo de rotação perpendicular ao vento). Rotores de eixo vertical são classificados como Savonius e Darrieus de acordo com as respectivas formas de geração de energia: transferência de quantidade de movimento e forças aerodinâmicas [22].

- **Energia da biomassa**

Atualmente, no Brasil, o bagaço de cana é a principal biomassa empregada na geração de energia elétrica, em função de uma indústria de etanol e açúcar com forte presença em território nacional. A inserção dos biocombustíveis no mercado, no entanto, recebeu um incentivo inicial no ano de 1975 a partir do Programa Nacional de Álcool. Tal programa teve origem na necessidade de busca por combustíveis alternativos, uma vez que os derivados do petróleo contavam com um aumento de preço excessivo [22].

Diversos tipos de biomassa amplamente utilizados na geração de energia elétrica são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3: Fontes de biomassa registradas pela ANEEL

Fonte nível 1	Fonte nível 2
Floresta	Gás de alto forno Lenha Resíduos florestais Licor negro Carvão vegetal
Resíduos sólidos urbanos	Biogás - RU Carvão - RU
Resíduos animais	Biogás - RA
Biocombustíveis líquidos	Etanol Óleos vegetais
Agroindustriais	Bagaço de cana de açúcar Casca de arroz Biogás - AGR Capim elefante

Fonte: [23]

Tecnologias baseadas em ciclos termodinâmicos são amplamente empregadas na conversão da energia química, presente na biomassa, em eletricidade. Dentre estas tecnologias, destaca-se a geração de energia elétrica a partir do ciclo a vapor de Rankine, composto

por 4 etapas: bombeamento do fluido de trabalho para elevação de pressão, aquecimento do fluido à pressão constante (transformando-o em vapor), expansão do fluido em uma turbina, reduzindo pressão e temperatura, e condensação à pressão constante. De maneira geral, o ciclo a vapor implantado nas usinas sucroalcooleiras, originalmente, não possui excedente de geração de energia, contando com turbinas de contrapressão. Configurações que possuem seu rendimento aumentado, usualmente contam com a presença de turbinas de condensação com extração, permitindo que uma parte do vapor extraído seja destinado ao processo e outra parte condensado, qualificando o sistema como cogeração [22].

2.2.2 Vantagens e desvantagens da geração distribuída

Diversos aspectos positivos podem ser atribuídos ao crescente emprego da geração distribuída como alternativa às grandes unidades geradoras centralizadas. Dentre estas vantagens, podem ser citadas: redução dos riscos de planejamento, custo da energia elétrica e perdas na transmissão. Além disso, tem-se a velocidade de atendimento à demanda aumentada (menor tempo de implantação), aumento da confiabilidade de suprimento em pontos próximos à fonte local e amenização dos impactos ambientais. No entanto, apesar de apresentar inúmeras vantagens, a geração distribuída também possui algumas particularidades consideradas negativas. Pode-se tomar como exemplo o aumento na complexidade dos métodos utilizados em manutenção de redes elétricas e no crescimento do número de variáveis a serem consideradas no planejamento e operação do sistema elétrico [9].

2.3 Gerador síncrono

Esta seção tem como função apresentar dois tópicos importantes na teoria de geradores síncronos, uma vez que se trata do tipo de máquina que será utilizada na implementação da geração distribuída no decorrer do trabalho, podendo representar um sistema que conta com uma PCH ou um gerador à biomassa, por exemplo.

2.3.1 Ilhamento

De acordo com [5], ilhamentos acontecem quando uma parcela da rede elétrica isola-se da rede da concessionária, mas continua energizada por meio da conexão de geradores distribuídos presentes nesta parte do sistema. A atuação de dispositivos de proteção em virtude da ocorrência de faltas na rede elétrica é uma das possíveis causas do ilhamento em questão e será abordada no desenvolvimento deste trabalho.

Concessionárias de energia definem que o sistema de proteção dos geradores distribuídos deve ser capaz de desligá-los ao detectar ilhamentos, uma vez que a continuidade da operação de geradores ilhados pode ser prejudicial para a qualidade da energia de

consumidores, da rede da distribuidora e para os próprios equipamentos envolvidos no sistema [5, 24]. Em geral, o tempo necessário para que a etapa de detecção do ilhamento e desconexão do gerador seja concluída é inferior a 500 milissegundos, porém podendo ocorrer em até 2 segundos [25].

Alimentadores de redes de distribuição que contam com a presença de reléadores automáticos e geradores síncronos devem ter um ilhamento rapidamente detectado, resultando no desligamento das unidades geradoras. Este procedimento visa evitar tentativas de reconexão fora de sincronismo com a rede, que podem ser prejudiciais aos equipamentos elétricos conectados no sistema ilhado [26].

As técnicas empregadas para detecção de ilhamentos são divididas em duas grandes áreas de classificação: remotas e locais. Dentro de cada categoria existem diversas técnicas com possibilidade de serem empregadas, tornando a escolha da filosofia adotada baseada em viabilidade técnica e econômica [5]. O fato de muitas das técnicas existentes, principalmente remotas, por utilizarem sofisticados esquemas de aquisição de dados e comunicação entre equipamentos, torna atrativo o estudo de métodos alternativos (e com menor custo) de proteção de geradores síncronos.

2.3.2 Sincronismo

A sincronização é o processo de conexão de uma unidade geradora a um sistema elétrico existente já energizado, possibilitando que ambos operem em paralelo. Os efeitos de um sincronismo devidamente realizado são: redução dos distúrbios causados aos subsistemas sincronizados, menores efeitos transitórios de corrente e conjugado no eixo do gerador conectado, benefícios econômicos devido ao aumento do tempo de vida dos equipamentos e fornecimento mais rápido e eficaz de energia às cargas conectadas à unidade geradora [27].

Ainda de acordo com [27], para que o sincronismo seja efetivamente alcançado, alguns parâmetros devem coincidir entre o gerador e a rede no instante da conexão:

- Sequência de fases

A sequência das fases no gerador deve ser a mesma sequência de fases no subsistema a ser conectado (ABC ou ACB, por exemplo).

- Amplitude da tensão

A amplitude de tensão de ambos os subsistemas deve coincidir, respeitando um valor tolerável de erro Δv .

- Frequência

A frequência das formas de onda de tensão do gerador deve ser a mesma frequência presente na rede a ser conectada. Na prática, uma diferença de até $0,5\text{ Hz}$ é aceitável, em termos de sincronismo [27].

- Ângulo de fase

Para cada fase A, B e C do gerador, a defasagem em relação à fase correspondente no outro subsistema deve ser o mais próxima de zero possível, respeitando uma tolerância Θ em graus.

3 Religamento Automático

Religadores automáticos são componentes amplamente empregados na proteção de redes de distribuição de energia. Atuando após a ocorrência de uma falta de forma a desenergizar e religar uma ou mais fases de um circuito automaticamente após um tempo pré-determinado, tais dispositivos também são projetados para realizarem, de forma sequencial, até três ciclos de operação de abertura e religamento [28].

O religamento automático de subsistemas isolados fora de sincronismo, ou seja, com tensões que apresentam diferença de fase e magnitude, pode ocasionar transitórios no sistema elétrico capazes de danificar geradores, cargas e supostos equipamentos que constituem o sistema em questão. Como impacto nas unidades geradoras, podem ser citados o transitório de corrente em uma das fases da máquina (representado pela Figura 3, onde ocorre o religamento em 3,7 s), capaz de danificar componentes e causar a atuação indevida de elementos de proteção de rede, e o surgimento de elevados transitórios de conjugado eletromagnético no eixo do gerador [5].

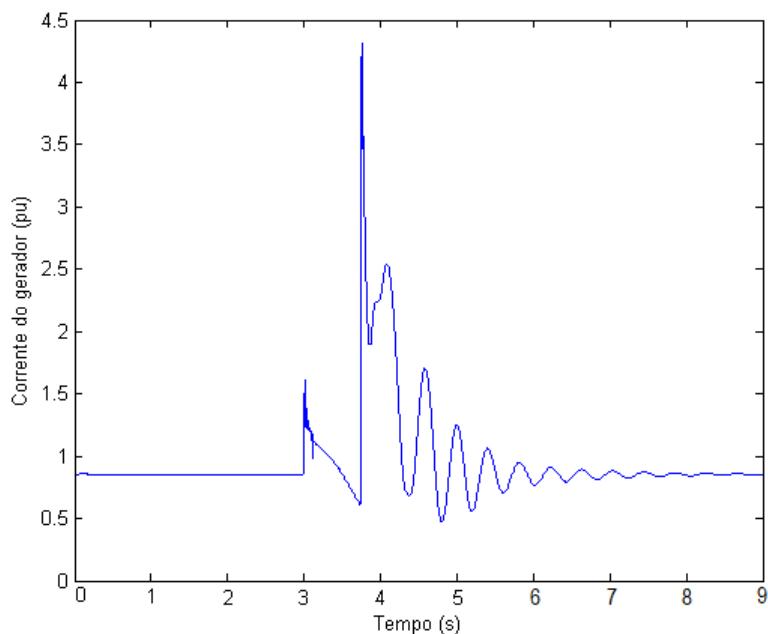


Figura 3: Forma de onda da corrente de um gerador de 20 MVA após religamento fora de sincronismo com a rede

Fonte: Do autor

3.1 Classificação

Religadores automáticos, de forma geral, podem ser classificados de acordo com os seguintes critérios:

- **Número de fases**

Nesta categoria, religadores são divididos em monofásicos e trifásicos, sendo o segundo amplamente utilizado. Quando trifásicos, estes componentes ainda são caracterizados pela forma como operam e realizam o bloqueio, dando origem a duas categorias de religadores tripolares: operação monofásica com bloqueio trifásico e operação trifásica com bloqueio trifásico [29].

O denominado religamento monopolar, proveniente da atuação de um religador monofásico originalmente em linhas de transmissão, é caracterizado pelo seguinte fenômeno: em caso de faltas fase-terra, a fase faltosa tem seus dois terminais abertos dando fim ao denominado arco primário, que possui potência elevada devido ao elevado valor de corrente de curto-círcuito primário. No entanto, mesmo após a abertura dos disjuntores, o arco continua existindo na forma de arco secundário, sendo originado pelos acoplamentos capacitivo e indutivo existentes com as outras duas fases da rede energizadas. Logo, o arco secundário mantém a condição de curto-círcuito presente no sistema, apenas permitindo que o religamento seja realizado com segurança após sua extinção. Caso o religador atue de forma a reconectar a fase faltosa antes mesmo do arco secundário cessar, o curto-círcuito se manterá e o sistema de proteção agirá de forma a solicitar novamente uma abertura desta fase. A Figura 4 representa sequencialmente as etapas do religamento monopolar e os fenômenos de arco primário e secundário envolvidos, partindo da operação normal da rede com posterior incidência de falta monofásica e abertura e fechamento dos disjuntores representados na fase faltosa [7].

A escolha do religador quanto ao número de fases em que atua é originada na necessidade, ou não, de interromper o fornecimento de energia às três fases de um circuito em casos de falta no sistema.

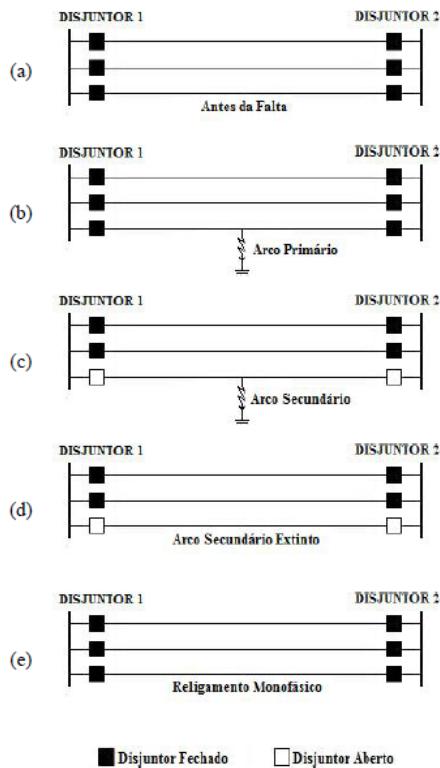


Figura 4: Técnica do religamento monopolar em etapas

Fonte: [7]

- **Tipo de controle**

Religadores automáticos podem ser classificados como controlados de forma eletrônica, digital microprocessado ou com atuador hidráulico. Dispositivos com atuadores hidráulicos possuem uma bobina em série com o circuito da rede, cuja atuação é de abertura dos contatos do religador em casos de corrente igual ou superior à de *pick-up*, definida como um valor de gatilho para a ação de religamento. Já os religadores controlados eletronicamente possuem características ajustáveis, por meio de componentes eletrônicos, como tempo x corrente, níveis de corrente de disparo e sequência de operação [29]. Quando microprocessados, estes elementos possuem um *hardware* composto por unidade central de processamento, memória e alguns circuitos, e um *software*. Além disso, religadores digitais microprocessados também possuem portas de comunicação serial, permitindo análise e controle sobre as variáveis desejadas por intermédio de um computador [30].

- Meio de interrupção

Tratando-se de elementos de proteção, de forma a atuar na interrupção do fornecimento de energia elétrica, religadores possuem câmara de extinção de arco voltaico.

A forma como esses arcos são extintos definem a categoria a que este componente se enquadra.

Interruptores, em geral, podem ser a vácuo ou óleo. Quando a vácuo, os interruptores possuem um maior tempo de vida, se comparados a interruptores a óleo, devido ao menor estresse mecânico na operação [31].

3.2 Funcionamento

Religadores automáticos operam em condições de curto-circuito e sobrecorrentes, interrompendo o fornecimento de energia elétrica pela abertura de seus contatos, que são mantidos abertos por um tempo pré-determinado chamado de tempo de religamento, ou tempo morto. Passado este período, uma nova tentativa de fechamento de contatos é realizada [29].

Estatisticamente, a probabilidade de um defeito permanente ocorrer em uma rede distribuição é muito baixa (1,5% das ocorrências, em média) [32]. Desta forma, religadores são projetados para efetuar o ciclo abre-fecha por até três vezes em casos de permanência do curto-circuito. Uma suposta quarta abertura dos contatos permitirá um fechamento apenas de forma manual [28].

As operações sequenciais de um religador automático, se programadas para quatro operações, podem ser ajustadas das seguintes maneiras: uma rápida e três retardadas, duas rápidas e duas retardadas, três rápidas e uma retardada, todas rápidas ou todas retardadas [29]. Os religadores que permitem a escolha do tipo de sequência de operação podem ter suas representações gráficas de tempo x corrente escolhidas, a que deverão obedecer [31].

Quando analisadas as propriedades básicas de funcionamento de um religador digital microprocessado, deve ser ressaltada a importância da presença de transformadores de corrente instalados na rede de distribuição primária. Tais equipamentos são responsáveis por enviar os sinais de entrada analógicos às unidades de controle dos religadores. Em casos de valor de corrente da rede primária superior ao valor ajustado para atuação do religador, este passa a atuar de acordo com seu primeiro ciclo de religamento. Ao fim do tempo morto, uma ordem de fechamento é enviada e o procedimento tem continuidade em casos de persistência de falta [30].

Uma vez que a maior parte das redes primárias dos sistemas de distribuição possui, em geral, além de religadores, elos fusíveis, seccionalizadores, disjuntores e relés, torna-se também necessário às grandes distribuidoras de energia um estudo prévio de coordenação entre equipamentos, buscando sempre seletividade [30].

4 Sistema elétrico sob análise

O Capítulo 4 é responsável pela descrição do sistema elétrico de potência analisado neste trabalho. O diagrama unifilar, simulado no ambiente computacional, é o representado pela Figura 5.

4.1 Ferramenta computacional

O *SimPowerSystems*, ferramenta computacional utilizada neste trabalho, é um ambiente de simulações que acompanha o *software Matlab/Simulink* voltado à modelagem e análise de sistemas elétricos de potência. Internamente, o *SimPowerSystems* possui uma série de bibliotecas que possibilitam uma modelagem com alto nível de complexidade e detalhamento, fornecendo ao usuário diversas opções de modelos de gerador, parâmetros de linhas de transmissão, transformadores, cargas, elementos de proteção, controle e eletrônica de potência, entre outros. Em termos de simulação, a ferramenta possibilitou a este trabalho uma análise do tipo discreta com integração numérica a partir do método *Backward* de Euler (passo de integração de $5 \mu s$), visando a evolução do processo de convergência.

4.2 Descrição dos elementos do sistema

O papel desta seção é detalhar cada elemento representado no sistema estudado, representado pela Figura 5, e fornecer o maior número possível de informações em relação aos respectivos blocos utilizados do *SimPowerSystems*. Os dados elétricos dos elementos simulados também são mostrados no Apêndice A.

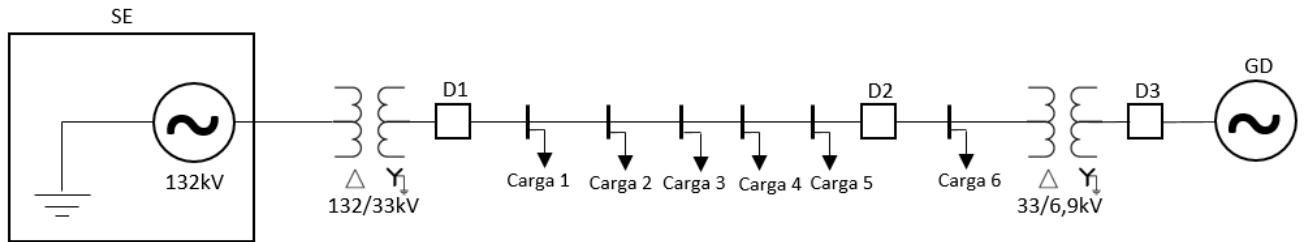


Figura 5: Representação do sistema elétrico de potência simulado em forma de diagrama unifilar

Fonte: Do autor

4.2.1 Subestação

Este elemento é implementado computacionalmente por uma fonte equilibrada de tensão trifásica com uma reatância conectada em série. A fonte de tensão trifásica possui conexão estrela aterrado, cuja tensão de linha é de 132 kV , potência aparente é de 1500 MVA e a fase A possui fase 0° . Em virtude de uma simulação do sistema elétrico brasileiro, neste bloco é estabelecida a frequência da rede em 60 Hz .

4.2.2 Transformadores

Embora ambos os transformadores utilizados na simulação sejam trifásicos de dois enrolamentos, representados pelo modelo T (perdas do núcleo são consideradas, mas não efeito de saturação) [33], e possuam conexão delta - estrela aterrado, um deles possui função de abaixar a tensão de 132 kV para 33 kV na saída da subestação, enquanto o outro eleva os $6,9\text{ kV}$ do lado do GD para 33 kV da rede primária. A Figura 6 representa a conexão entre a saída da subestação de energia e um dos transformadores do sistema estudado.

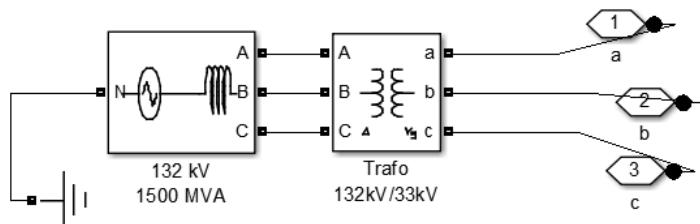


Figura 6: Implementação computacional da conexão entre transformador e saída da subestação de 132 kV

Fonte: Do autor

Quanto à potência destes transformadores, o primeiro citado possui potência de 100 MVA . Já o outro, 40 MVA , assim como descrito na Tabela 4.

Tabela 4: Descrição dos transformadores

Transformador	Relação de transformação	Potência aparente [MVA]
1	132 kV/33 kV	1500
2	33 kV/6,9 kV	40

Fonte: Do autor

4.2.3 Alimentadores

As linhas implementadas no ambiente computacional foram modeladas a partir de impedâncias RL em série, uma vez que tais alimentadores representam linhas curtas. Pode-se afirmar, então, que o efeito das capacitâncias em derivação é desprezado.

4.2.4 Disjuntores

Dada a necessidade do estudo da implementação do religamento assimétrico em redes de distribuição de energia, os blocos de disjuntor foram simulados via três disjuntores monofásicos (fases A, B e C), assim como mostrado na Figura 7. Dessa forma, cada elemento pode possuir, de maneira individual, diferentes tempos e ciclos de abertura e fechamento.

É importante também ressaltar a presença de um elemento extra em cada bloco que simula um disjuntor trifásico, denominado $Pacc3$ na Figura 7, com a finalidade de analisar o fluxo de potência ativa sobre este componente de proteção antes de sua abertura.

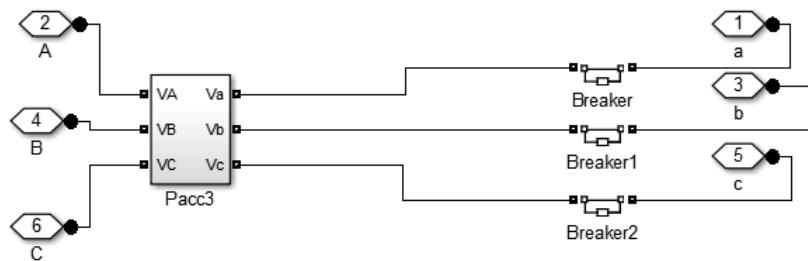


Figura 7: Implementação computacional do bloco que representa cada disjuntor do sistema elétrico

Fonte: Do autor

4.2.5 Cargas

De acordo com o sistema representado pela Figura 5, foram implementadas computacionalmente 6 cargas, descritas na Tabela 5 que, se somadas, totalizam 32 MW de

potência ativa.

Tabela 5: Descrição das cargas

Carga	Potência ativa [MW]	Potência reativa [Mvar]
1	9,0	3,3
2	6,5	2,4
3	5,2	1,9
4	4,5	1,6
5	3,2	1,2
6	3,6	1,3

Fonte: Do autor

A Figura 8 representa o interior de um bloco que é utilizado para simular as cargas no ambiente computacional.

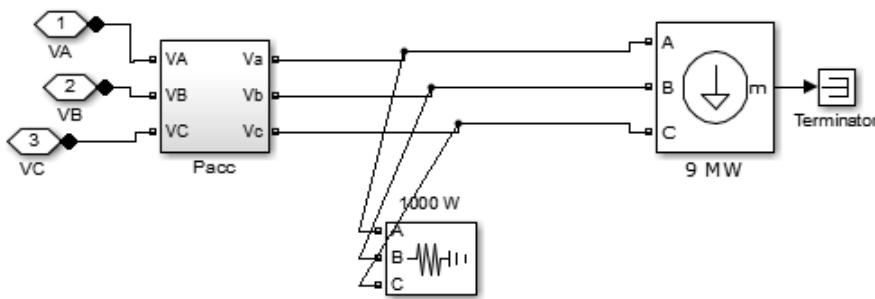


Figura 8: Implementação computacional do bloco que representa cada carga do sistema elétrico

Fonte: Do autor

As cargas, em sua modelagem, foram consideradas de impedância constante e representadas por modelos estáticos dependentes de tensão, conforme Equação 4.1 e Equação 4.2.

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \quad (4.1)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \quad (4.2)$$

Tal que:

P e Q são as potências ativa e reativa absorvidas pela carga [pu], respectivamente.

P_0 e Q_0 são as potências ativa e reativa nominais da carga [pu], respectivamente.

V é a tensão de sequência positiva na carga [pu].

V_0 é a tensão nominal da carga [pu].

4.2.6 Geração distribuída

O gerador utilizado neste trabalho, que tem seu bloco computacional representado na Figura 9, se trata de uma máquina síncrona com pólos lisos e enrolamento conectado em estrela. Valores como corrente, tensão, potências ativa e reativa podem ser aferidas nos terminais da máquina. Já as informações de velocidade e torque eletromagnético podem ser analisados com acesso ao eixo do gerador.

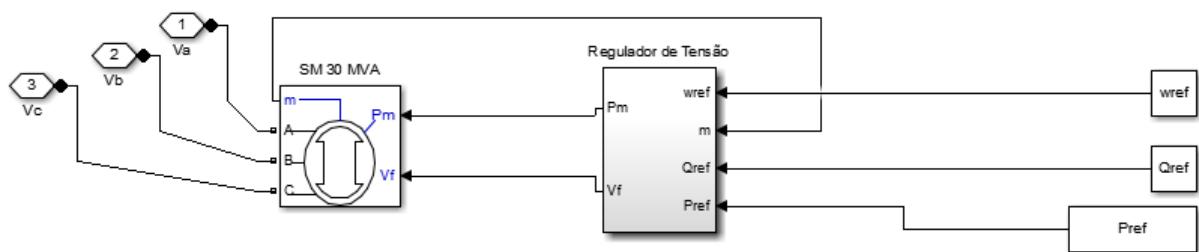


Figura 9: Implementação computacional do bloco que representa o GD e seu sistema de excitação

Fonte: Do autor

Quanto ao sistema de excitação de geradores síncronos presente no trabalho, cujos principais elementos são discutidos ainda nesta seção, foi modelado a partir de uma combinação de blocos provenientes da biblioteca do *SimPowerSystems*, tal que a estrutura completa seja a mesma da Figura 10.

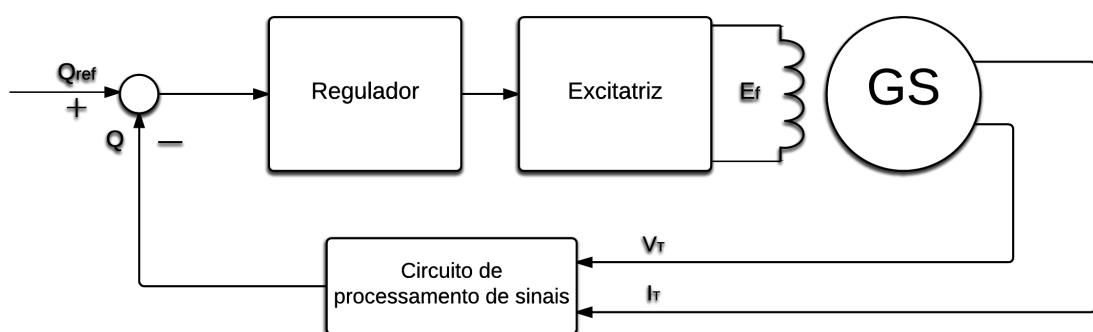


Figura 10: Esquemático do sistema de controle de excitação do gerador síncrono

Fonte: Do autor

Já a Figura 11 representa o diagrama de blocos construído computacionalmente, que é utilizado na implementação do sistema de excitação modelo IEEE tipo DC1A do gerador síncrono deste trabalho [34].

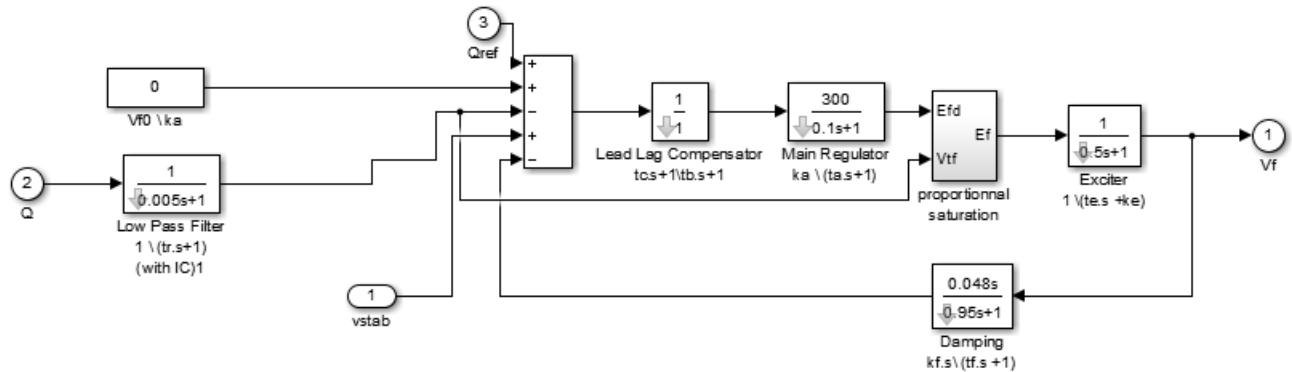


Figura 11: Diagrama de blocos do sistema de excitação IEEE tipo DC1A

Fonte: Do autor

- Regulador de tensão

Utilizado no controle da potência reativa Q na saída do gerador, com a função de coordenar o ajuste necessário a ser realizado pela excitatriz. É importante ressaltar que uma outra técnica existente é a da atuação do regulador no controle da tensão terminal na saída do gerador síncrono.

- Excitatriz

Elemento responsável por ajustar a tensão de campo E_f fornecida ao gerador síncrono a partir da saída do regulador.

Na prática, os excitadores podem ser de quatro tipos: CC, CA, estático ou giratório. O excitador CC consiste de um gerador que fornece corrente contínua ao circuito de campo da máquina síncrona por meio de anéis deslizantes. Tal estrutura deixou de ser amplamente utilizada, dando lugar para a atuação de excitadores CA e estático. O primeiro é composto por um alternador e diodos retificadores, que fornecem corrente contínua ao gerador síncrono por meio dos anéis deslizantes. Já o excitador estático é formado por um retificador controlado, onde a tensão de saída do gerador síncrono é abaixada por um transformador, retificada por tiristores, que têm o disparo controlado pelo regulador de tensão, e então entregue novamente ao enrolamento de campo da máquina síncrona por meio de anéis deslizantes. Quanto ao excitador giratório, este é formado por um gerador

CA com um retificador a diodos montado em sua próprio rotor. Uma vez que o sistema é conectado no mesmo eixo da máquina síncrona, não há a necessidade da presença de anéis deslizantes e escovas [35].

- Turbina a vapor de 4 estágios

Componente com a função de fornecer potência mecânica ao gerador. Em sua estrutura conta com a presença de um regulador de velocidade, composto por um regulador proporcional, um relé de velocidade e um servomotor responsável pela abertura e fechamento da válvula de admissão de vapor da turbina, e recebe como dados de entrada, além do par frequência instantânea ω e de referência ω_{ref} , a potência ativa de referência P_{ref} da máquina síncrona. O bloco computacional referente à modelagem da turbina é apresentada pela Figura 12, enquanto a Figura 13 detalha o diagrama de blocos interno ao modelo de regulador de velocidade utilizado neste trabalho.

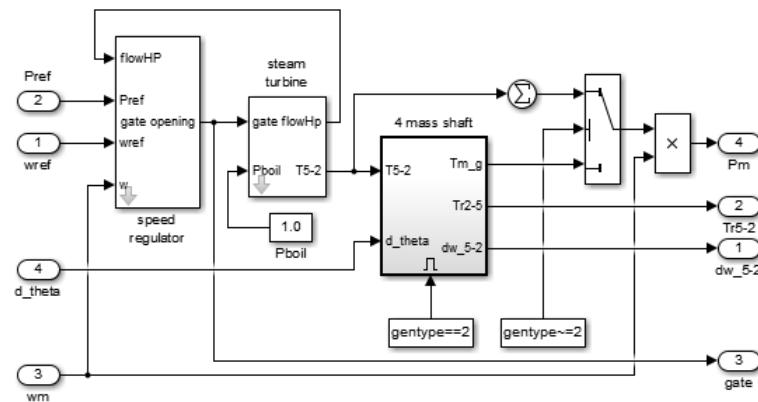


Figura 12: Bloco computacional construído para implementação da turbina acoplada ao gerador

Fonte: Do autor

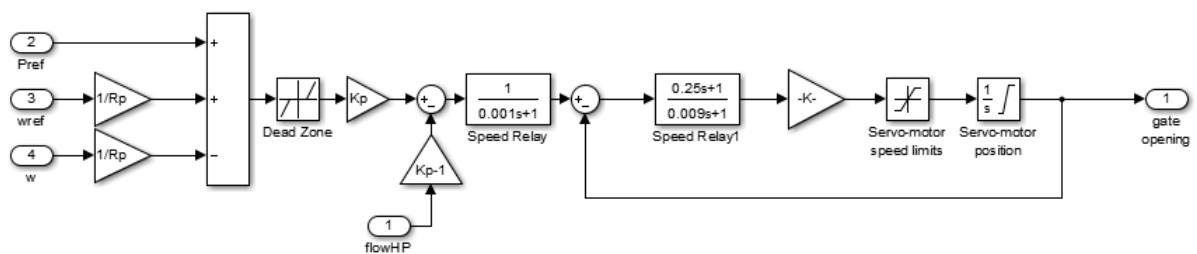


Figura 13: Diagrama de blocos do regulador de velocidade da turbina

Fonte: Do autor

5 Métodos alternativos de religamento automático

Neste capítulo serão discutidos cenários alternativos de religamento automático no sistema proposto pela Figura 5. Ao todo, este trabalho apresenta dois métodos alternativos ao religamento automático tripolar, que são os religamentos assimétrico e monopolar, totalizando oito cenários simulados. Estes cenários estão organizados na seguinte ordem: religamento tripolar fora de sincronismo, religamento tripolar sem defasagem na fase A, religamento assimétrico com 200 ms entre o fechamento de cada fase, religamento assimétrico com 10 ms entre o fechamento de cada fase, religamento assimétrico sem defasagem nas fases A, B e C, religamento assimétrico com injeção de potência reativa pelo GD, religamento monopolar após 500 ms da abertura da fase faltosa sem injeção de potência reativa e, posteriormente, com injeção de potência reativa. É importante ressaltar que em todos os casos simulados também são assumidas as seguintes premissas: existe a ocorrência de uma falta fase-terra na fase A da rede elétrica, entre o disjuntor e carga 1, no instante $t = 8\text{ s}$, com duração de 100 ms , e a atuação do disjuntor 1 em $t = 8,1\text{ s}$. Além disso, cada método proposto também é avaliado a partir da variação da potência injetada pelo gerador síncrono entre 15 MVA , 20 MVA e 30 MVA .

As análises realizadas adiante focam nas seguintes grandezas: tensão terminal, corrente, frequência e torque do GD e tensão remanescente nas cargas do sistema. Com a finalidade de aprofundar o estudo do impacto das técnicas aqui testadas nas cargas da rede elétrica, os dados de tensão remanescente serão avaliados na perspectiva de qualidade de energia a partir das definições do Módulo 8 do PRODIST, da ANEEL [36], e da curva ITIC, que é uma alternativa gráfica de averiguar a sensibilidade das cargas a variações de tensão [37].

Assim como representado pela Figura 14, a região da curva ITIC considerada aceitável para operação das cargas é a área interna às delimitações de afundamento e elevação de tensão, representadas pelas curvas em azul e vermelho, respectivamente.

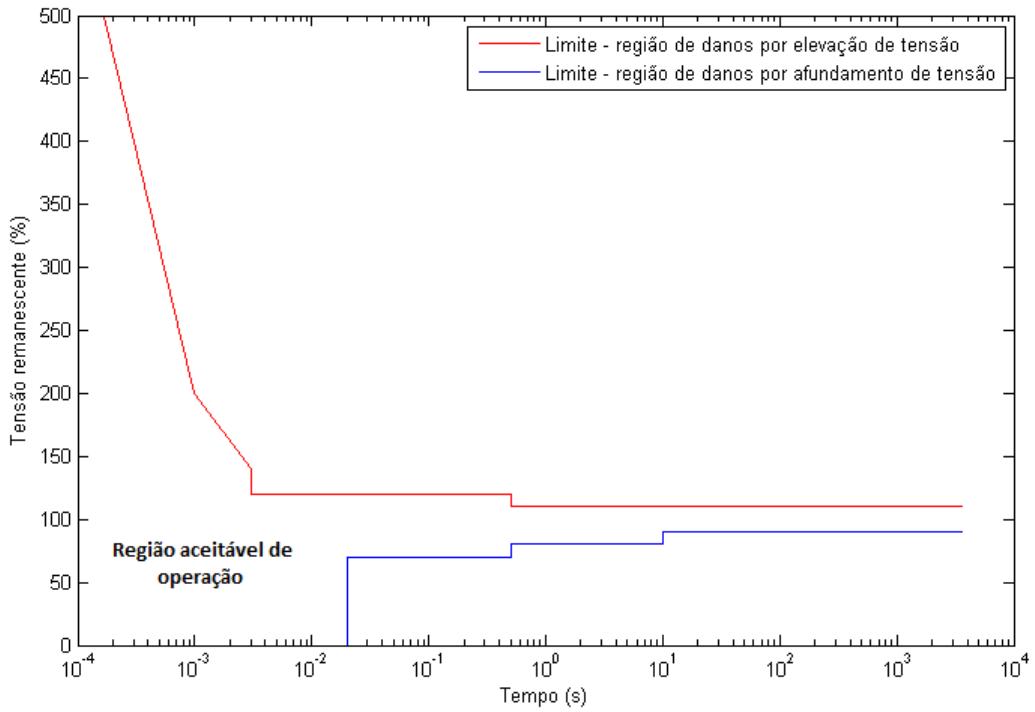


Figura 14: Curva ITIC

Fonte: [37]

5.1 Caracterização do religamento automático fora de sincronismo

O cenário apresentado nesta seção consiste em uma técnica tradicional de religamento aplicada em redes de distribuição de energia: religamento tripolar automático, com um tempo de fechamento das três fases do disjuntor 1 pré-definido após a eliminação da falta. Visando ocasionar maiores transitórios após o religamento, na tentativa de representar um cenário que ocorreu sem a desconexão prévia do gerador e sem o sincronismo da máquina com a rede, o tempo escolhido para fechamento das fases A, B e C foi tal que a tensão do lado do gerador (para a fase A) estivesse 180° defasada da tensão do lado da rede da concessionária. Da Figura 15 à Figura 22 são apresentados, respectivamente, o comportamento da tensão terminal, corrente, frequência e torque no eixo do GD, tensão nas cargas para potências do GD de 15 MVA, 20 MVA e 30 MVA, análise da qualidade de energia nas cargas do sistema.

Essa situação foi considerada para indicar o caso mais severo de transitórios de tensão, corrente e conjugado que podem acontecer se o GD não for desconectado antes do religamento. Ela será empregada como base de comparação para os cenários alternativos de religamento automático que serão discutidos nas seções seguintes.

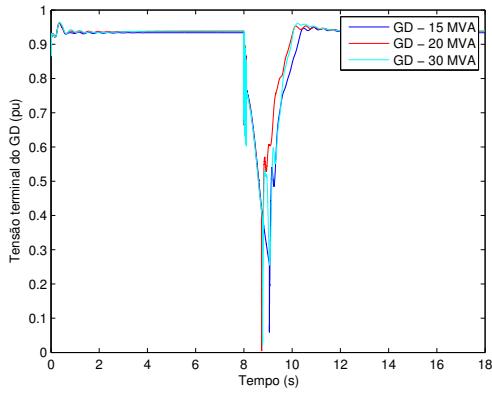


Figura 15: Religamento fora de sincronismo: Tensão terminal no GD

Fonte: Do autor

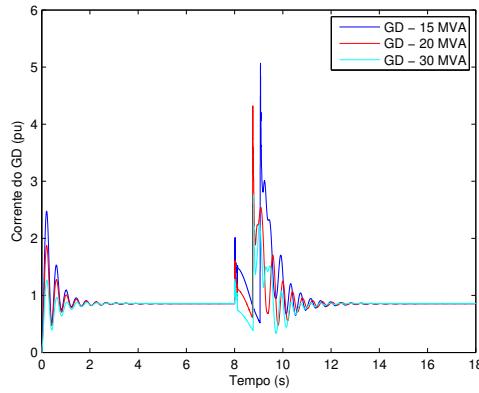


Figura 16: Religamento fora de sincronismo: Corrente no GD

Fonte: Do autor

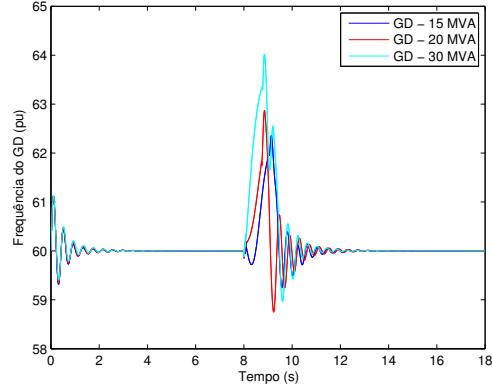


Figura 17: Religamento fora de sincronismo: Frequência do GD

Fonte: Do autor

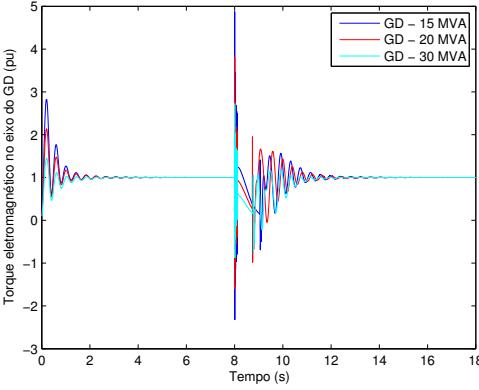


Figura 18: Religamento fora de sincronismo: Torque no eixo do GD

Fonte: Do autor

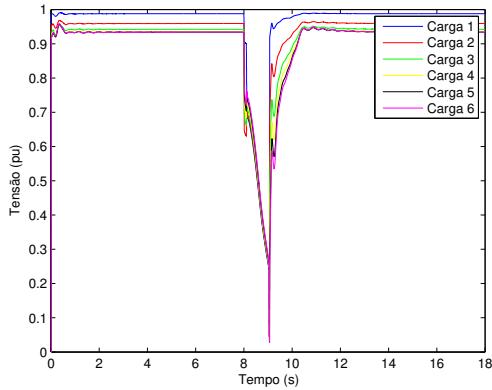


Figura 19: Religamento fora de sincronismo: Tensão nas cargas do sistema - GD 15 MVA

Fonte: Do autor

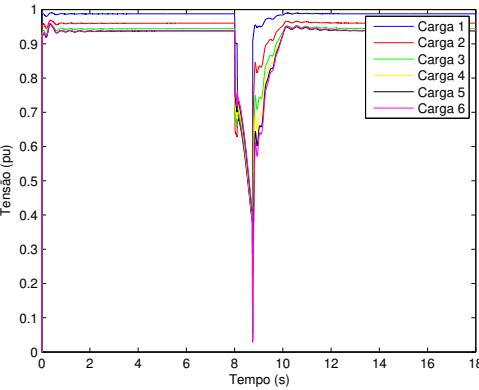


Figura 20: Religamento fora de sincronismo: Tensão nas cargas do sistema - GD 20 MVA

Fonte: Do autor

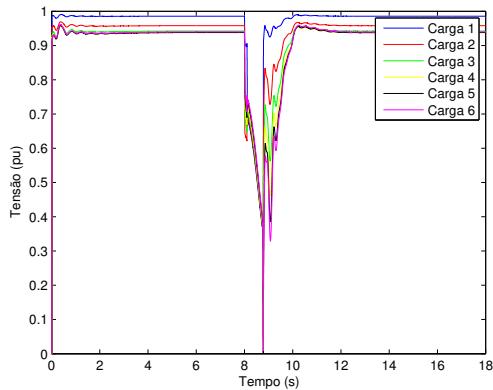


Figura 21: Religamento fora de sincronismo: tensão nas cargas do sistema - GD 30 MVA

Fonte: Do autor

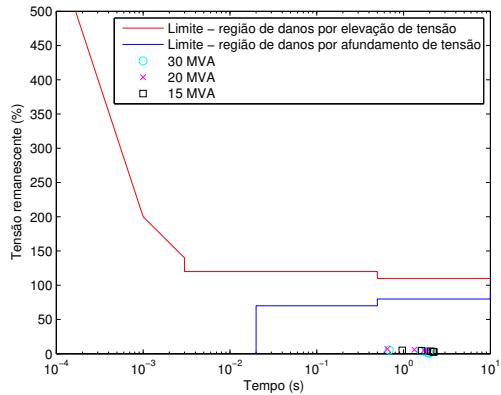


Figura 22: Religamento fora de sincronismo: análise da qualidade de energia nas cargas do sistema

Fonte: Do autor

Inicialmente, é de suma importância mencionar as oscilações nos primeiros instantes de simulação, que acontecem até o momento em que o gerador síncrono entra em regime permanente e não possuem significado físico para este trabalho. Portanto, para efeito de análise, elas devem ser desprezadas e devem ser considerados os instantes após o sistema atingir o regime permanente. Esta observação é válida para todos os resultados apresentados nas seções seguintes.

A partir dos resultados obtidos na aplicação deste caso de religamento automático, verificam-se transitórios elevados de corrente no gerador devido à ocorrência de um religamento tripolar fora de sincronismo do GD com a rede, além de níveis de tensão terminal muito baixos no gerador no instante em que ocorre o fechamento das três fases do sistema. Quanto às características da qualidade de energia das cargas ali presentes, é possível afirmar que todas estão sujeitas à interrupção momentânea de tensão, que possivelmente resultaria em desligamento dos equipamentos das unidades consumidoras. De forma resumida, a Tabela 6 mostra os resultados provenientes da simulação do caso em questão.

Tabela 6: Resumo - religamento trifásico fora de sincronismo

Parâmetro	Valor	Unidade
15 MVA		
Máxima corrente no GD	5,024	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,0597	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	1,562	[p.u.]
Máxima frequência	62,34	[Hz]
Mínima frequência	59,27	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,049	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,044	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,036	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,031	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,029	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,028	[p.u.]
20 MVA		
Máxima corrente no GD	4,318	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,0049	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	1,947	[p.u.]
Máxima frequência	62,86	[Hz]
Mínima frequência	58,77	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,069	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,060	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,049	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,044	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,036	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,033	[p.u.]
30 MVA		
Máxima corrente no GD	2,760	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,0006	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	1,157	[p.u.]
Máxima frequência	64,02	[Hz]
Mínima frequência	58,92	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,055	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,042	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,025	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,013	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,001	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,009	[p.u.]

Fonte: Do autor

5.2 Cenário alternativo 1

O primeiro cenário alternativo trata-se de um religamento tripolar em que ocorre o fechamento das três fases do disjuntor 1 em um instante em que a tensão da fase A do lado do gerador está em fase com a tensão do lado da rede, visando amenizar os transitórios presentes no método anterior. O estudo e desenvolvimento do circuito que viabilizaria tal controle não fazem parte deste trabalho. Os tempos em que ocorrem o religamento para atender aos critérios anteriores são:

1. GD com potência de 30 MVA: $t = 8,5979$ s.
2. GD com potência de 20 MVA: $t = 8,5997$ s.
3. GD com potência de 15 MVA: $t = 8,5975$ s.

Da Figura 23 à Figura 30 são apresentados, respectivamente, o comportamento da tensão terminal, corrente, frequência e torque no eixo do GD, tensão nas cargas para potências do GD de 15 MVA, 20 MVA e 30 MVA, análise da qualidade de energia nas cargas do sistema para o primeiro método alternativo de religamento automático estudado neste trabalho.

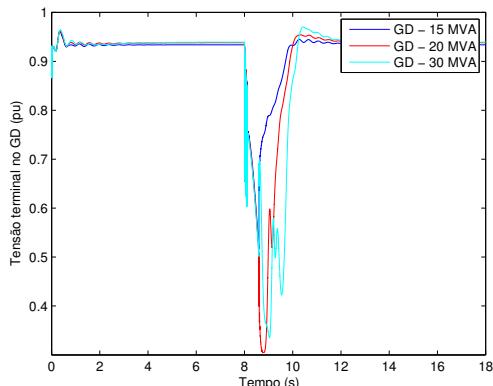


Figura 23: Cenário alternativo 1: tensão terminal no GD

Fonte: Do autor

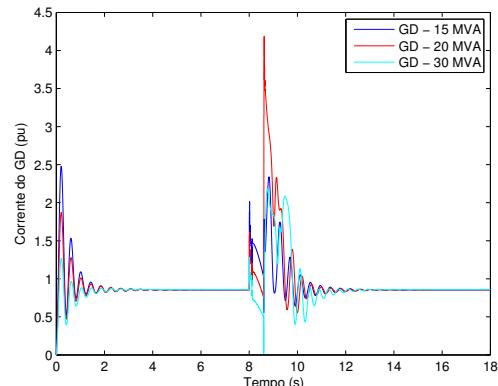
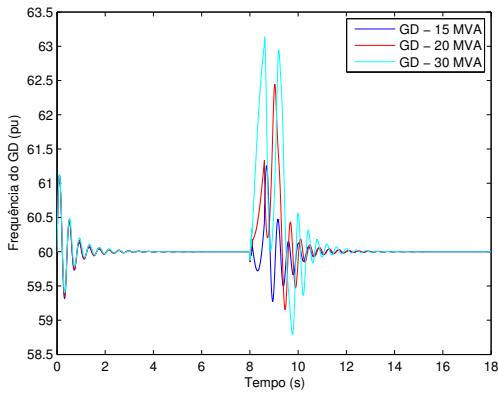
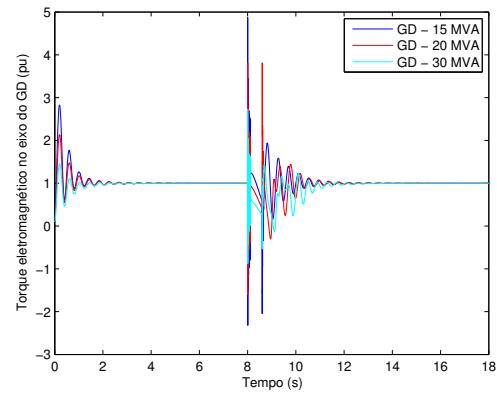


Figura 24: Cenário alternativo 1: corrente no GD

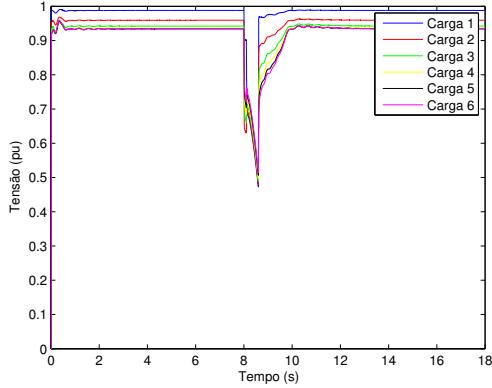
Fonte: Do autor



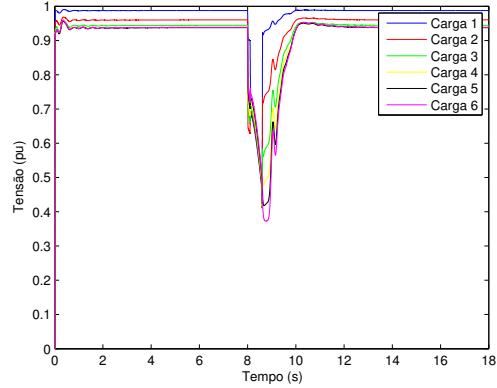
Fonte: Do autor



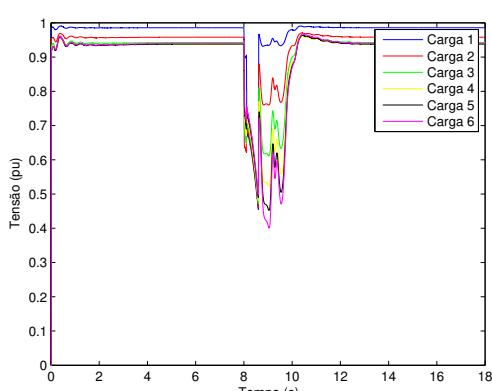
Fonte: Do autor



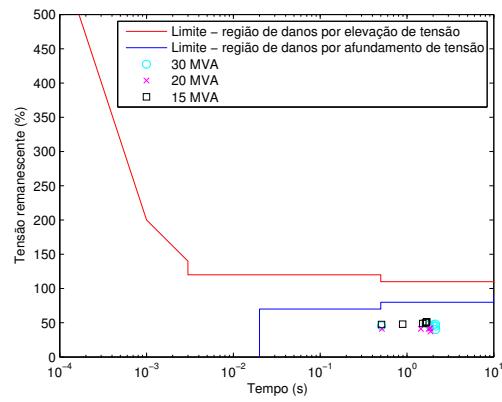
Fonte: Do autor



Fonte: Do autor



Fonte: Do autor



Fonte: Do autor

Por meio da aplicação do cenário alternativo 1, é possível a identificação de transitórios de corrente mais brandos para a potência injetada de 15 MVA do gerador, quando comparados aos transitórios do religamento trifásico sem sincronismo, uma vez que a diferença de valores máximos assumidos pela corrente entre estes procedimentos é de aproximadamente 2,7 pu . Além disso, também são observadas melhorias na tensão terminal do GD e na qualidade de energia das cargas do sistema, uma vez que estas agora passam por um afundamento momentâneo de tensão, porém se enquadram em uma região mais próxima à área considerada segura para a continuidade da operação de equipamentos elétricos, tornando o cenário ineficaz quanto às propostas deste trabalho. De forma resumida, a Tabela 7 mostra os resultados provenientes da simulação do caso em questão.

Tabela 7: Resumo - cenário alternativo 1

Parâmetro	Valor	Unidade
15 MVA		
Máxima corrente no GD	2,3376	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,5173	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	1,920	[p.u.]
Máxima frequência	61,26	[Hz]
Mínima frequência	59,28	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,474	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,479	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,489	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,498	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,507	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,515	[p.u.]
20 MVA		
Máxima corrente no GD	4,1856	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,305	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	3,812	[p.u.]
Máxima frequência	62,44	[Hz]
Mínima frequência	59,16	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,412	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,411	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,413	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,417	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,418	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,373	[p.u.]
30 MVA		
Máxima corrente no GD	2,1837	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,3351	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	1,431	[p.u.]
Máxima frequência	63,13	[Hz]
Mínima frequência	58,81	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,456	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,464	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,472	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,481	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,452	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,401	[p.u.]

Fonte: Do autor

5.3 Cenário alternativo 2

O cenário alternativo 2 de religamento automático estudado neste trabalho é classificado como um religamento assimétrico, em que após a abertura das três fases do sistema, o disjuntor 1 atua de maneira a religar as fases A, B e C, respectivamente, em:

1. GD com potência de 30 MVA : $t = 8,3\text{ s}, 8,5\text{ s}$ e $8,7\text{ s}$.
2. GD com potência de 20 MVA : $t = 8,3\text{ s}, 8,5\text{ s}$ e $8,7\text{ s}$.
3. GD com potência de 15 MVA : $t = 8,3\text{ s}, 8,5\text{ s}$ e $8,7\text{ s}$.

Da Figura 31 à Figura 38 são apresentados, respectivamente, o comportamento da tensão terminal, corrente, frequência e torque no eixo do GD, tensão nas cargas para potências do GD de 15 MVA , 20 MVA e 30 MVA , análise da qualidade de energia nas cargas do sistema para o segundo cenário alternativo de religamento automático aplicado neste trabalho.

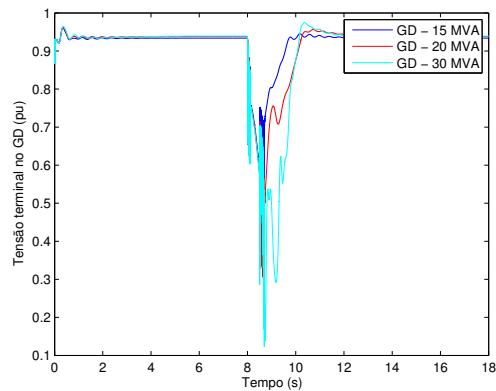


Figura 31: Cenário alternativo 2: tensão terminal no GD

Fonte: Do autor

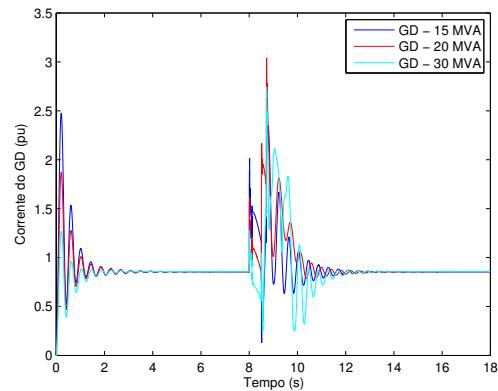


Figura 32: Cenário alternativo 2: corrente no GD

Fonte: Do autor

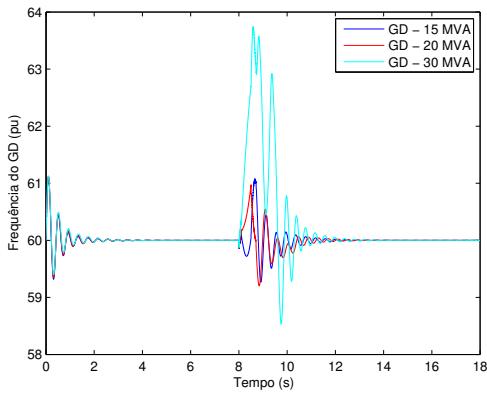


Figura 33: Cenário alternativo 2: frequência do GD

Fonte: Do autor

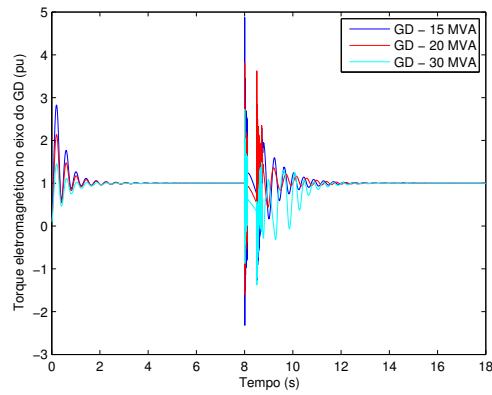


Figura 34: Cenário alternativo 2: torque no eixo do GD

Fonte: Do autor

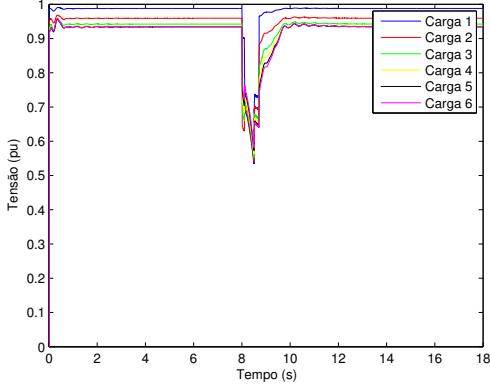


Figura 35: Cenário alternativo 2: tensão nas cargas do sistema - GD 15 MVA

Fonte: Do autor

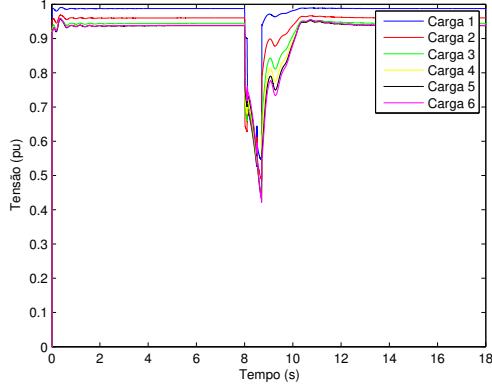


Figura 36: Cenário alternativo 2: tensão nas cargas do sistema - GD 20 MVA

Fonte: Do autor

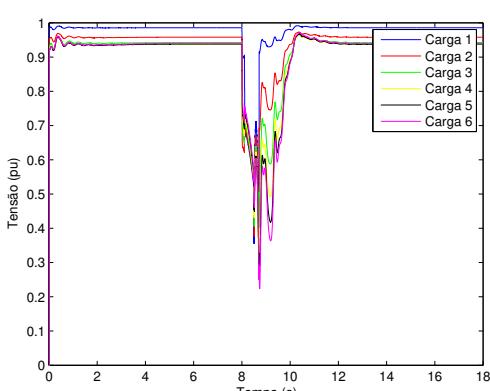


Figura 37: Cenário alternativo 2: tensão nas cargas do sistema - GD 30 MVA

Fonte: Do autor

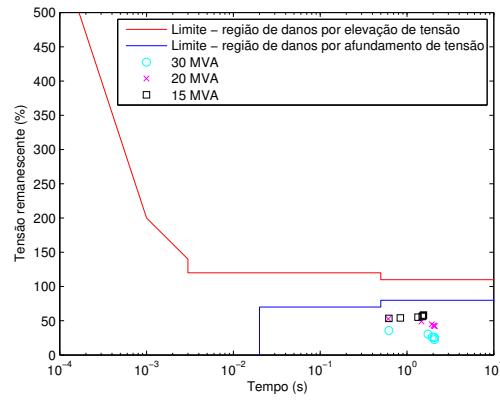


Figura 38: Cenário alternativo 2: análise da qualidade de energia nas cargas do sistema

Fonte: Do autor

Neste cenário verificam-se valores de transitório de corrente no gerador menores em comparação ao religamento trifásico padrão (simulado fora de sincronismo), porém com tensão terminal mínima do GD, principalmente para a potência de 30 MVA, ainda baixa. Tal fato intensifica o afundamento momentâneo de tensão observado nas cargas do sistema e mostra que, quanto menor a potência do GD em uma rede com método 3 de religamento, a qualidade de energia quanto ao nível de tensão dos equipamentos presentes nas unidades consumidoras se aproxima da região de operação considerada aceitável da curva ITIC. Outro fator que comprova tal relação é o comportamento da frequência do gerador síncrono em 30 MVA frente às outras curvas da Figura 25, assumindo valores mais distantes da frequência de operação de 60 Hz que nos casos simulados com potências de GD inferiores. A Tabela 8 mostra de maneira resumida quais foram os resultados encontrados a partir da simulação deste cenário.

Tabela 8: Resumo - cenário alternativo 2

Parâmetro	Valor	Unidade
15 MVA		
Máxima corrente no GD	2,346	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,529	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	2,284	[p.u.]
Máxima frequência	61,07	[Hz]
Mínima frequência	59,27	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,535	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,542	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,553	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,563	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,573	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,583	[p.u.]
20 MVA		
Máxima corrente no GD	3,036	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,286	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	3,620	[p.u.]
Máxima frequência	60,97	[Hz]
Mínima frequência	59,21	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,526	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,490	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,448	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,431	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,423	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,421	[p.u.]
30 MVA		
Máxima corrente no GD	2,736	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,124	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	1,480	[p.u.]
Máxima frequência	63,74	[Hz]
Mínima frequência	58,54	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,359	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,305	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,260	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,255	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,257	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,224	[p.u.]

Fonte: Do autor

5.4 Cenário alternativo 3

Diferente do segundo cenário alternativo, apesar de se enquadrar ainda como uma técnica de religamento assimétrico, este procedimento utiliza uma diferença de $10\ ms$ entre o fechamento de cada fase aberta em $t = 8,1\ s$. Logo, o religamento ocorre para as fases A, B e C, respectivamente, em:

1. GD com potência de $30\ MVA$: $t = 8,580\ s, 8,590\ s$ e $8,600\ s$.
2. GD com potência de $20\ MVA$: $t = 8,580\ s, 8,590\ s$ e $8,600\ s$.
3. GD com potência de $15\ MVA$: $t = 8,580\ s, 8,590\ s$ e $8,600\ s$.

Da Figura 39 à Figura 46 são apresentados, respectivamente, o comportamento da tensão terminal, corrente, frequência e torque no eixo do GD, tensão nas cargas para potências do GD de $15\ MVA$, $20\ MVA$ e $30\ MVA$, análise da qualidade de energia nas cargas do sistema para o terceiro cenário de religamento automático alternativo simulado neste trabalho.

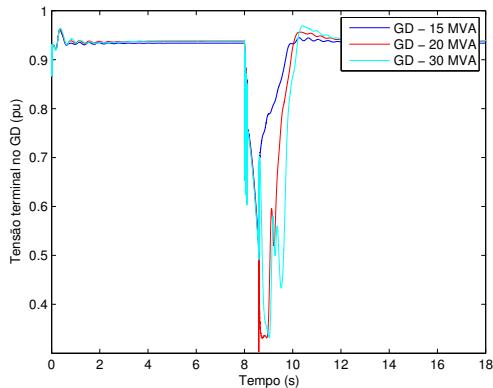


Figura 39: Cenário alternativo 3: tensão terminal no GD

Fonte: Do autor

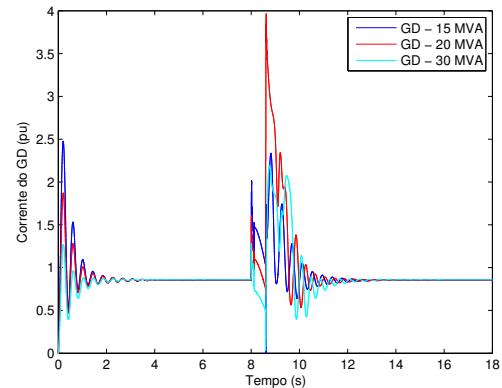
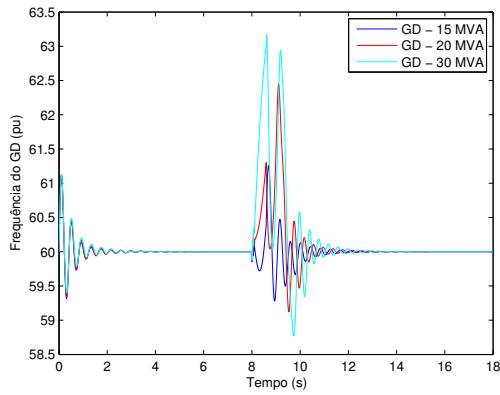
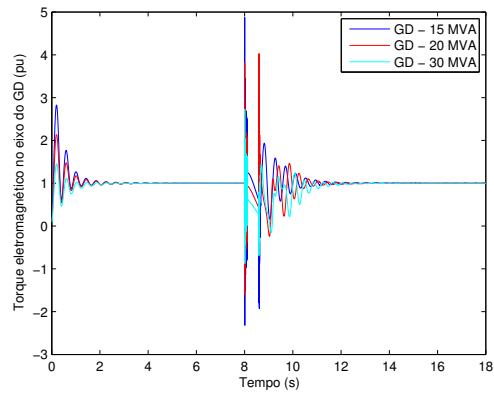


Figura 40: Cenário alternativo 3: corrente no GD

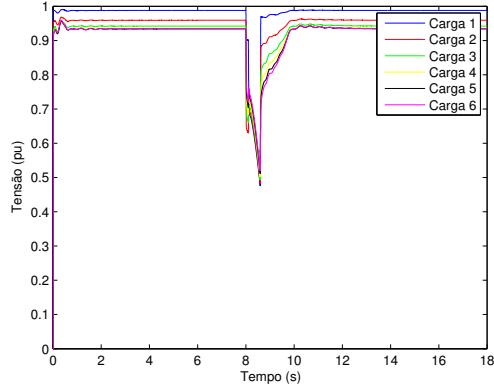
Fonte: Do autor



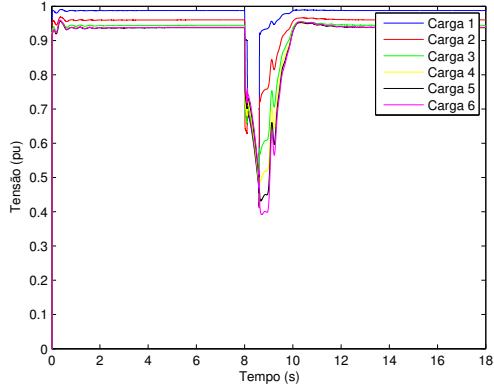
Fonte: Do autor



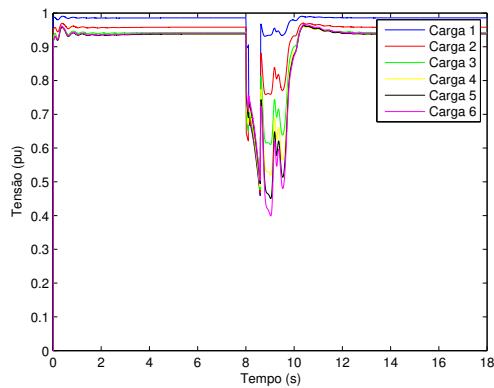
Fonte: Do autor



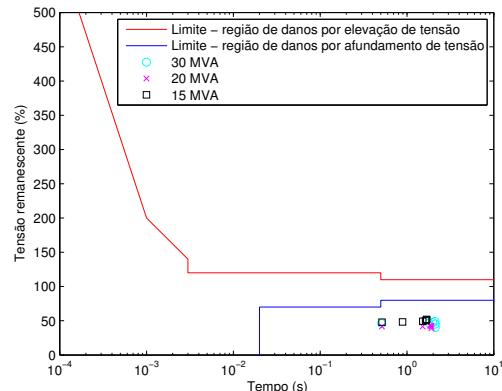
Fonte: Do autor



Fonte: Do autor



Fonte: Do autor



Fonte: Do autor

O comportamento dos transitórios de torque e corrente no GD com a aplicação do cenário 3 é bem similar ao já obtido por meio do cenário 2, que também é uma técnica de religamento assimétrico. Em relação à qualidade de energia das cargas do sistema, uma vez que a tensão terminal do GD imediatamente anterior ao religamento continua baixa, verificam-se afundamentos momentâneos de tensão localizados abaixo da região aceitável da curva ITIC na Figura 46. Desta vez, no entanto, não é possível estabelecer uma relação tão clara entre a potência do GD e a qualidade de energia nas cargas conectadas à rede. Um outro aspecto importante que volta a se repetir com o terceiro cenário é a melhora significativa, quando comparado ao comportamento do sistema como um todo, em relação ao caso base com religamento fora de sincronismo, já que os afundamentos de tensão nas cargas não ocorrem mais de maneira tão severa e os parâmetros do GD (como corrente e tensão terminal remanescente) não atingem patamares com a mesma intensidade de risco de danos aos equipamentos elétricos do sistema. De forma resumida, a Tabela 9 mostra os resultados obtidos via simulação computacional da técnica em questão.

Tabela 9: Resumo - cenário alternativo 3

Parâmetro	Valor	Unidade
15 MVA		
Máxima corrente no GD	2,329	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,478	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	1,935	[p.u.]
Máxima frequência	61,26	[Hz]
Mínima frequência	59,28	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,479	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,483	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,493	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,503	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,512	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,520	[p.u.]
20 MVA		
Máxima corrente no GD	3,955	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,303	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	4,025	[p.u.]
Máxima frequência	62,44	[Hz]
Mínima frequência	59,15	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,417	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,417	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,429	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,427	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,414	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,392	[p.u.]
30 MVA		
Máxima corrente no GD	2,189	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,336	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	1,442	[p.u.]
Máxima frequência	63,16	[Hz]
Mínima frequência	58,80	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,460	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,468	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,477	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,489	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,452	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,399	[p.u.]

Fonte: Do autor

5.5 Cenário alternativo 4

O cenário alternativo 4, ainda classificado como religamento assimétrico, atua de forma a religar as fases A, B e C sequencialmente, tal que não seja mais observada defasagem entre o lado do GD e o lado da rede da concessionária, para cada fase. Os instantes de fechamento, na sequência A, B e C, são:

1. GD com potência de 30 MVA: $t = 8,5979\text{ s}$, $8,6037\text{ s}$ e $8,6094\text{ s}$.
2. GD com potência de 20 MVA: $t = 8,5997\text{ s}$, $8,6052\text{ s}$ e $8,6108\text{ s}$.
3. GD com potência de 15 MVA: $t = 8,5975\text{ s}$, $8,6031\text{ s}$ e $8,6087\text{ s}$.

Da Figura 47 à Figura 54 são apresentados, respectivamente, o comportamento da tensão terminal, corrente, frequência e torque no eixo do GD, tensão nas cargas para potências do GD de 15 MVA, 20 MVA e 30 MVA, análise da qualidade de energia nas cargas do sistema para o quarto cenário alternativo de religamento automático estudado neste trabalho.

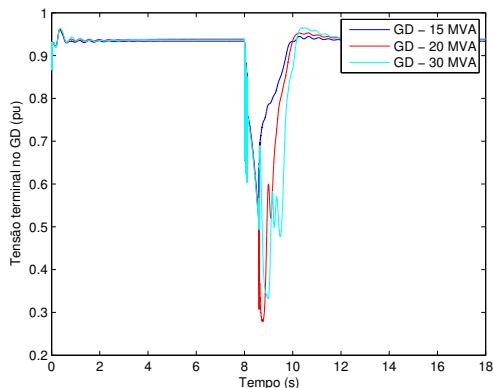


Figura 47: Cenário alternativo 4: tensão terminal no GD

Fonte: Do autor

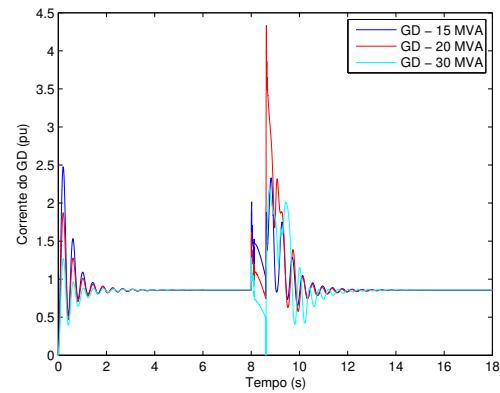


Figura 48: Cenário alternativo 4: corrente no GD

Fonte: Do autor

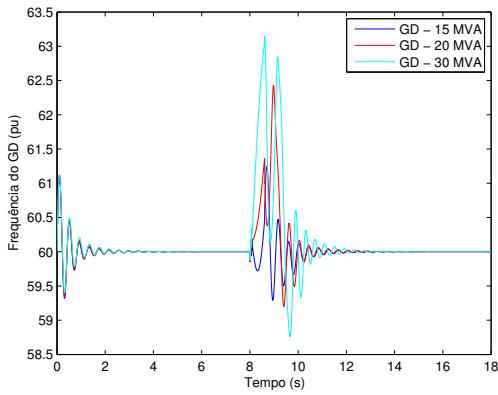
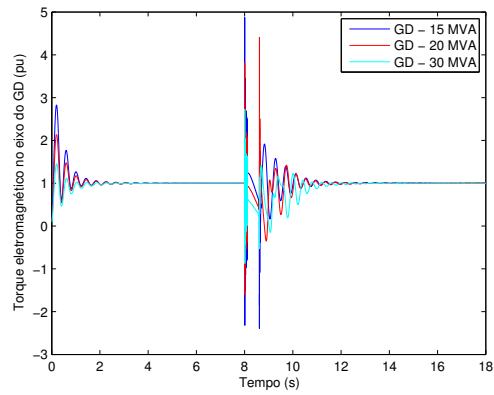


Figura 49: Cenário alternativo 4: frequência do GD

Fonte: Do autor



Fonte: Do autor

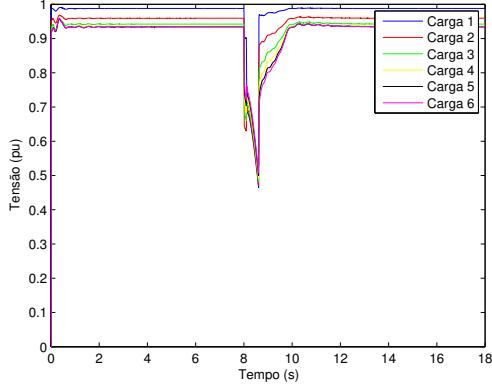
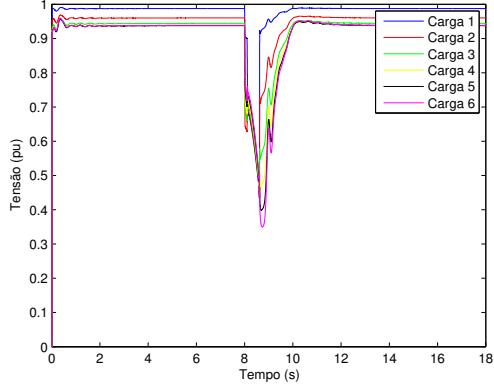


Figura 51: Cenário alternativo 4: tensão nas cargas do sistema - GD 15 MVA

Fonte: Do autor



Fonte: Do autor

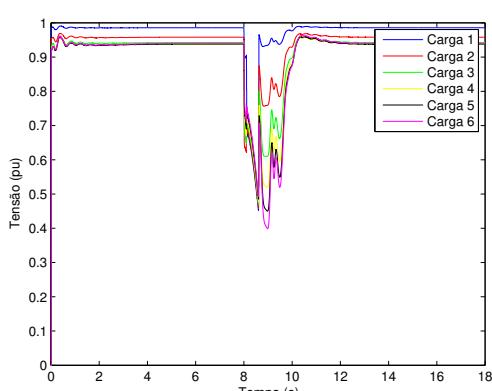
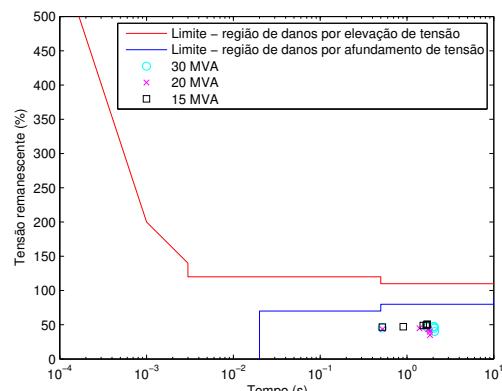


Figura 53: Cenário alternativo 4: tensão nas cargas do sistema - GD 30 MVA

Fonte: Do autor



Fonte: Do autor

O cenário alternativo 4, apesar de introduzir uma técnica de fechamento das fases A, B e C sem que exista defasagem entre os lados do GD e o lado da rede da concessionária, ainda apresenta um comportamento de elevados transitórios de corrente e conjugado no gerador. Também observa-se que a tensão terminal da máquina síncrona continua atingindo níveis baixos antes da ocorrência do religamento, o que faz com que as cargas sintam o afundamento de tensão momentâneo e possuam seus pontos de operação ainda na área abaixo da recomendada pela curva ITIC. Entretanto, assim como foi mencionado durante a explanação das outras técnicas, este cenário se mostra superior ao tradicional trifásico sem sincronismo com a rede. A Tabela 10 mostra de maneira resumida quais foram os resultados encontrados a partir da simulação deste método.

Tabela 10: Resumo - cenário alternativo 4

Parâmetro	Valor	Unidade
15 MVA		
Máxima corrente no GD	2,331	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,481	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	1,908	[p.u.]
Máxima frequência	61,24	[Hz]
Mínima frequência	59,30	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,467	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,472	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,490	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,491	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,501	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,508	[p.u.]
20 MVA		
Máxima corrente no GD	4,333	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,280	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	4,400	[p.u.]
Máxima frequência	62,43	[Hz]
Mínima frequência	59,21	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,435	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,449	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,436	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,432	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,399	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,350	[p.u.]
30 MVA		
Máxima corrente no GD	2,188	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,335	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	1,411	[p.u.]
Máxima frequência	63,14	[Hz]
Mínima frequência	58,77	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,454	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,462	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,468	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,477	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,451	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,400	[p.u.]

Fonte: Do autor

5.6 Cenário alternativo 5

O quinto cenário alternativo apresentado neste trabalho se trata de mais uma técnica de religamento automático assimétrico, porém em um contexto em que o GD injeta também potência reativa na rede, tal que o fator de potência é igual a 0,94. Quanto aos instantes em que ocorrem o fechamento das fases A, B e C, respectivamente, estes são:

1. GD com potência de 30 MVA: $t = 8,580\text{ s}, 8,590\text{ s}$ e $8,600\text{ s}$.
2. GD com potência de 20 MVA: $t = 8,580\text{ s}, 8,590\text{ s}$ e $8,600\text{ s}$.
3. GD com potência de 15 MVA: $t = 8,580\text{ s}, 8,590\text{ s}$ e $8,600\text{ s}$.

Da Figura 55 à Figura 62 são apresentados, respectivamente, o comportamento da tensão terminal, corrente, frequência e torque no eixo do GD, tensão nas cargas para potências do GD de 15 MVA, 20 MVA e 30 MVA, análise da qualidade de energia nas cargas do sistema para o quinto cenário de religamento automático alternativo estudado neste trabalho.

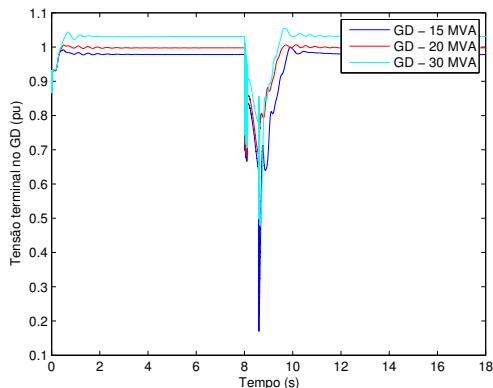


Figura 55: Cenário alternativo 5: tensão terminal no GD

Fonte: Do autor

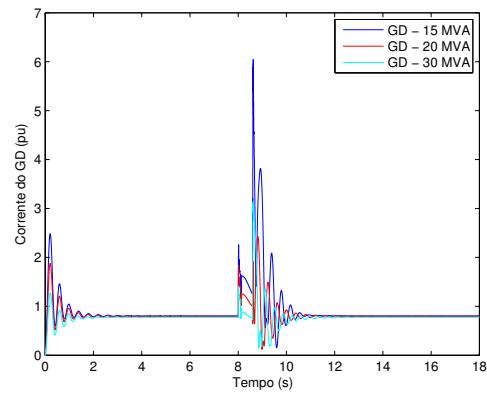


Figura 56: Cenário alternativo 5: corrente no GD

Fonte: Do autor

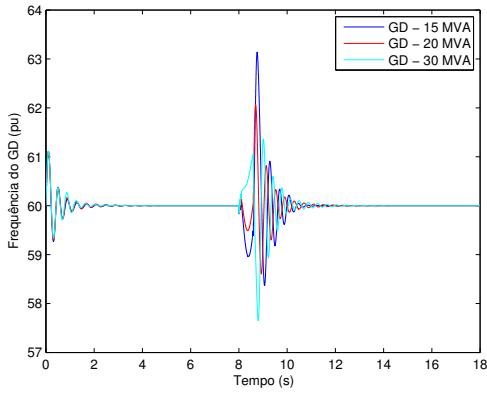


Figura 57: Cenário alternativo 5: frequência do GD

Fonte: Do autor

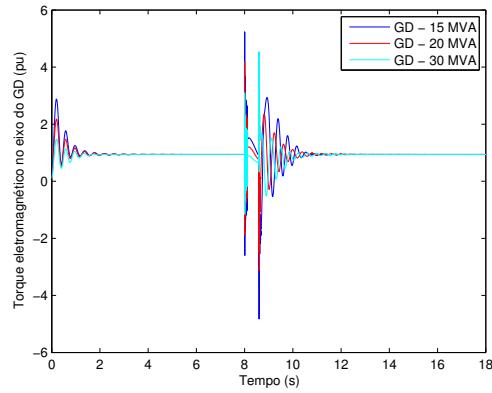


Figura 58: Cenário alternativo 5: torque no eixo do GD

Fonte: Do autor

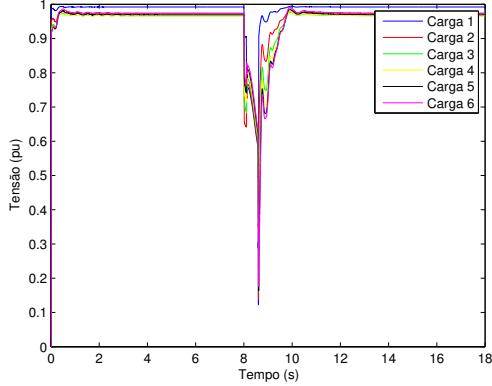


Figura 59: Cenário alternativo 5: tensão nas cargas do sistema - GD 15 MVA

Fonte: Do autor

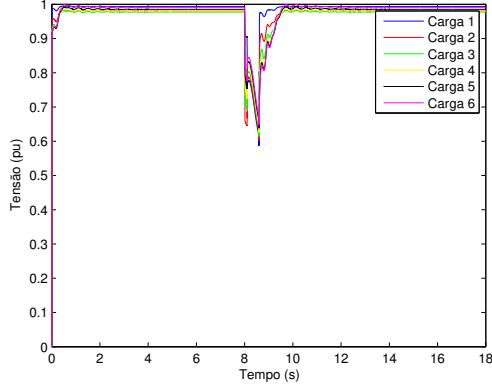


Figura 60: Cenário alternativo 5: tensão nas cargas do sistema - GD 20 MVA

Fonte: Do autor

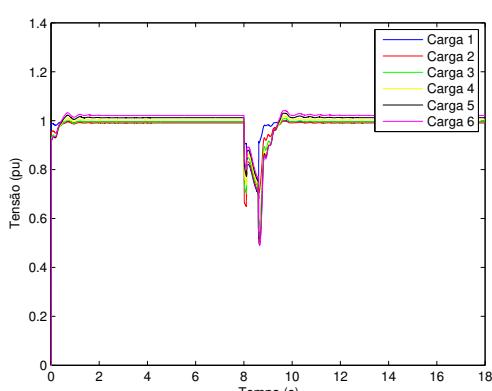


Figura 61: Cenário alternativo 5: tensão nas cargas do sistema - GD 30 MVA

Fonte: Do autor

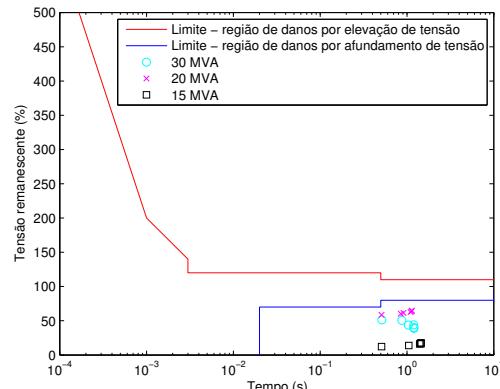


Figura 62: Cenário alternativo 5: análise da qualidade de energia nas cargas do sistema

Fonte: Do autor

O cenário alternativo 5, apesar de apresentar resultados muito superiores (em termos de tensão remanescente no gerador) aos obtidos por meio da técnica tripolar com religamento fora de sincronismo, com exceção da potência do GD de 15 MVA , que apresentou níveis elevados de transitório de torque e corrente no gerador, ainda não se mostrou eficaz o suficiente para amenizar o efeito do religamento na tensão remanescente das cargas. Logo, o afundamento momentâneo de tensão percebido pelos equipamentos conectados à rede segue na região suscetível a desligamentos da curva ITIC, assim como demonstrado pela Figura 62. A Tabela 11 organiza os resultados obtidos via simulação para a técnica 5 de maneira resumida.

Tabela 11: Resumo - cenário alternativo 5

Parâmetro	Valor	Unidade
15 MVA		
Máxima corrente no GD	6,0397	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,170	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	2,919	[p.u.]
Máxima frequência	63,14	[Hz]
Mínima frequência	58,39	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,123	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,139	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,161	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,175	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,165	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,177	[p.u.]
20 MVA		
Máxima corrente no GD	2,431	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,525	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	2,357	[p.u.]
Máxima frequência	62,07	[Hz]
Mínima frequência	58,60	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,587	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,603	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,615	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,627	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,639	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,649	[p.u.]
30 MVA		
Máxima corrente no GD	3,302	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,371	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	4,518	[p.u.]
Máxima frequência	61,22	[Hz]
Mínima frequência	57,92	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,512	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,506	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,436	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,441	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,401	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,389	[p.u.]

Fonte: Do autor

5.7 Cenário alternativo 6

O cenário alternativo 6 testado neste trabalho consiste em uma aplicação de religamento automático monopolar em sistemas de distribuição de energia. Logo, após a ocorrência da falta de $t = 8\text{ s}$ a $8,1\text{ s}$, o disjuntor 1 atua de forma a desenergizar apenas a fase A, faltosa, e religá-la no instante $t = 8,6\text{ s}$.

Da Figura 63 à Figura 70 são apresentados, respectivamente, o comportamento da tensão terminal, corrente, frequência e torque no eixo do GD, tensão nas cargas para potências do GD de 15 MVA, 20 MVA e 30 MVA, análise da qualidade de energia nas cargas do sistema para o sexto cenário alternativo simulado computacionalmente.

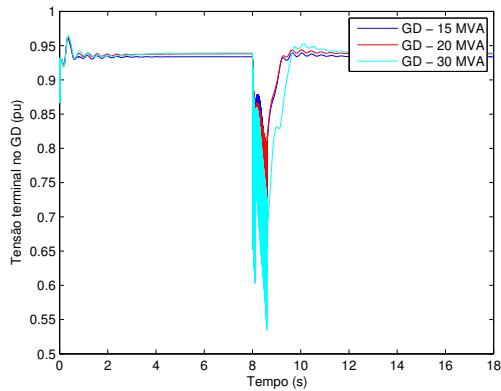


Figura 63: Cenário alternativo 6: tensão terminal no GD

Fonte: Do autor

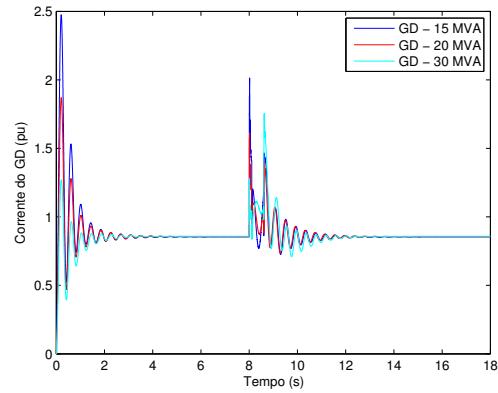


Figura 64: Cenário alternativo 6: corrente no GD

Fonte: Do autor

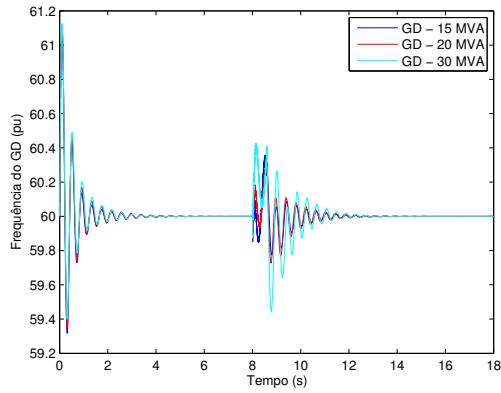


Figura 65: Cenário alternativo 6: frequência do GD

Fonte: Do autor

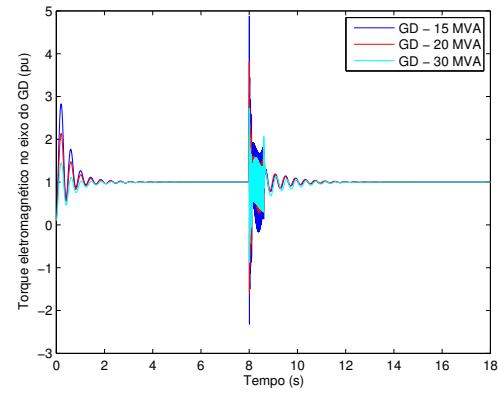


Figura 66: Cenário alternativo 6: torque no eixo do GD

Fonte: Do autor

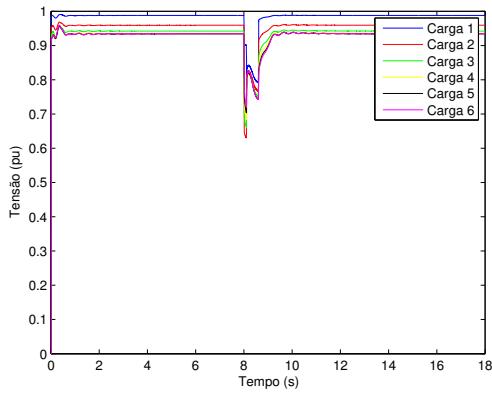


Figura 67: Cenário alternativo 6: tensão nas cargas do sistema - GD 15 MVA

Fonte: Do autor

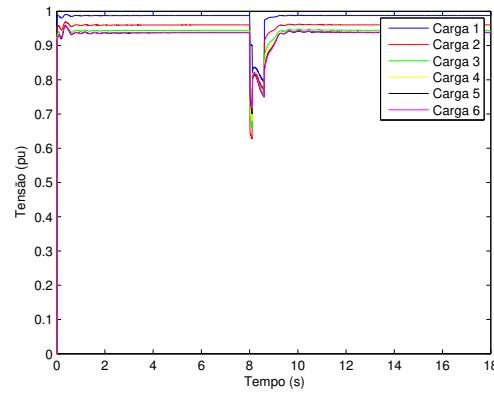


Figura 68: Cenário alternativo 6: tensão nas cargas do sistema - GD 20 MVA

Fonte: Do autor

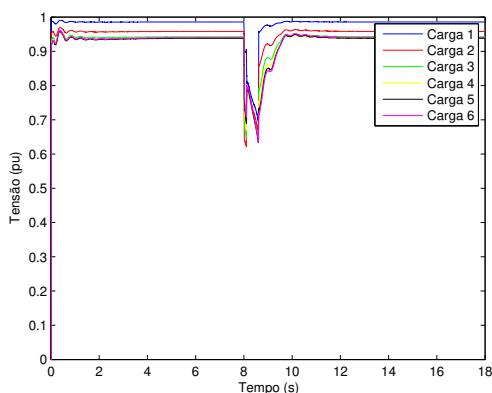


Figura 69: Cenário alternativo 6: tensão nas cargas do sistema - GD 30 MVA

Fonte: Do autor

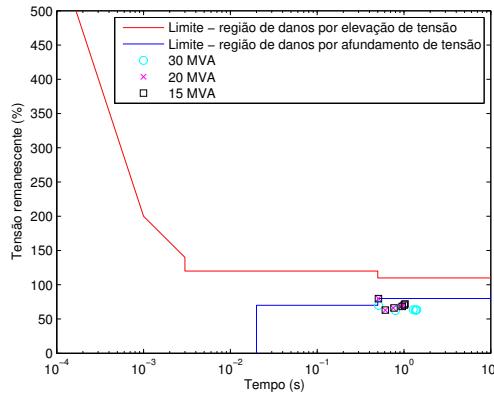


Figura 70: Cenário alternativo 6: análise da qualidade de energia nas cargas do sistema

Fonte: Do autor

O sexto cenário alternativo, por introduzir a técnica de religamento monopolar ao trabalho, diferencia-se positivamente dos testes anteriores pelos seguintes resultados alcançados: transitórios de torque e corrente no GD mais brandos, juntamente à menor variação de frequência e um nível de tensão terminal não tão baixo no instante do fechamento da fase A, e o aumento da probabilidade do não-desligamento de algumas cargas em decorrência do afundamento momentâneo de tensão (o que pode ser visualizado pelos pontos internos e alguns próximos à região aceitável de operação da curva ITIC, na Figura 70). A Tabela 12 mostra um resumo dos resultados obtidos a partir da implementação desta técnica.

Tabela 12: Resumo - cenário alternativo 6

Parâmetro	Valor	Unidade
15 MVA		
Máxima corrente no GD	1,465	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,619	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	1,836	[p.u.]
Máxima frequência	60,35	[Hz]
Mínima frequência	59,78	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,797	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,631	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,662	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,684	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,704	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,720	[p.u.]
20 MVA		
Máxima corrente no GD	1,422	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,614	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	1,768	[p.u.]
Máxima frequência	60,28	[Hz]
Mínima frequência	59,74	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,800	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,629	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,659	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,681	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,703	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,718	[p.u.]
30 MVA		
Máxima corrente no GD	1,727	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,535	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	2,060	[p.u.]
Máxima frequência	60,43	[Hz]
Mínima frequência	59,45	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,797	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,631	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,662	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,684	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,704	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,720	[p.u.]

Fonte: Do autor

5.8 Cenário alternativo 7

O sétimo cenário alternativo apresentado neste trabalho aborda mais uma vez a técnica de religamento monopolar na fase faltosa A, com abertura em $t = 8,1\text{ s}$ e reenergização em $t = 8,6\text{ s}$. No entanto, diferente do cenário 6 e de maneira similar ao 5, o GD passa a injetar também potência reativa na rede, tal que o fator de potência é de 0,94.

Da Figura 71 à Figura 78 são apresentados, respectivamente, o comportamento da tensão terminal, corrente, frequência e torque no eixo do GD, tensão nas cargas para potências do GD de 15 MVA, 20 MVA e 30 MVA, análise da qualidade de energia nas cargas do sistema para o sétimo cenário alternativo de religamento automático implementado neste trabalho.

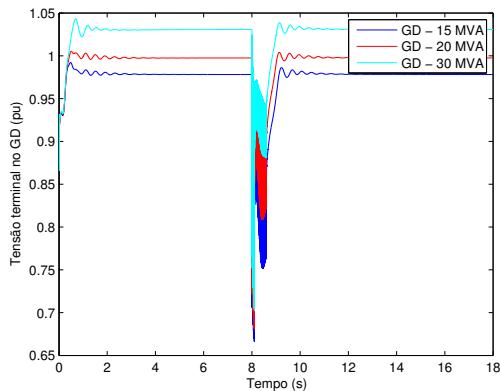


Figura 71: Cenário alternativo 7: tensão terminal no GD

Fonte: Do autor

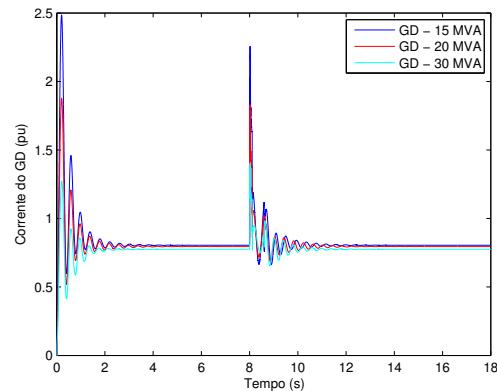


Figura 72: Cenário alternativo 7: corrente no GD

Fonte: Do autor

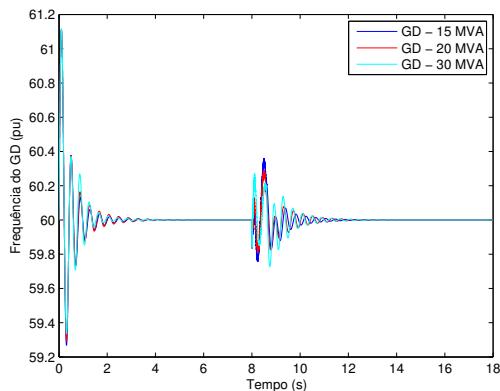


Figura 73: Cenário alternativo 7: frequência do GD

Fonte: Do autor

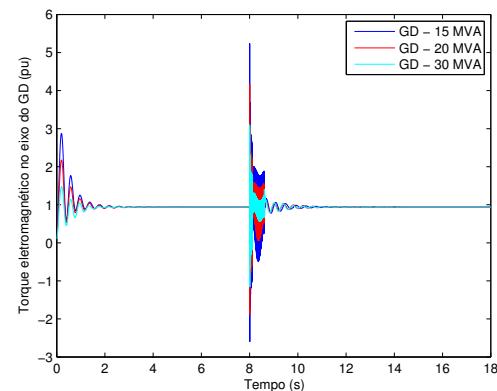


Figura 74: Cenário alternativo 7: torque no eixo do GD

Fonte: Do autor

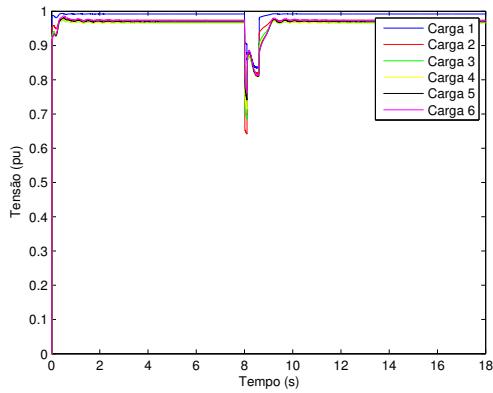


Figura 75: Cenário alternativo 7: tensão nas cargas do sistema - GD 15 MVA

Fonte: Do autor

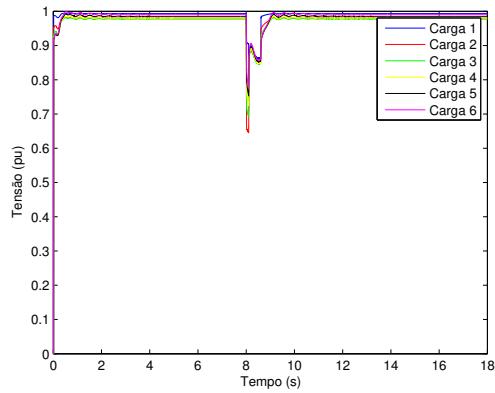


Figura 76: Cenário alternativo 7: tensão nas cargas do sistema - GD 20 MVA

Fonte: Do autor

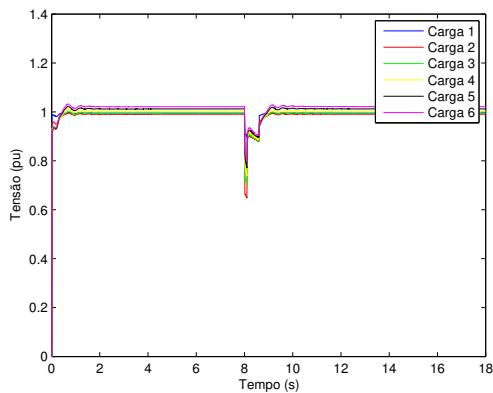


Figura 77: Cenário alternativo 7: tensão nas cargas do sistema - GD 30 MVA

Fonte: Do autor

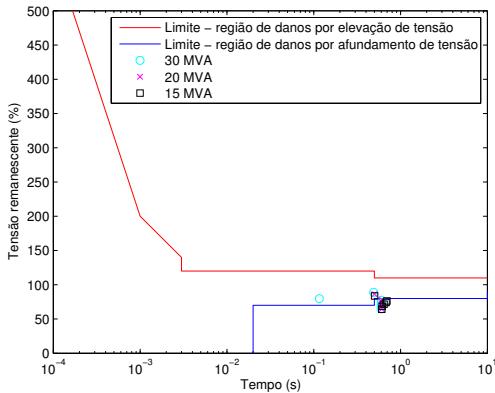


Figura 78: Cenário alternativo 7: análise da qualidade de energia nas cargas do sistema

Fonte: Do autor

O sétimo cenário alternativo abordado neste trabalho, por meio da abertura e fechamento apenas da fase faltosa e injeção de potência reativa do GD, apresenta os resultados mais vantajosos das técnicas até aqui analisadas. São verificados menor influência da abertura do disjuntor 1 na tensão terminal do gerador e, consequentemente, na tensão remanescente das cargas. Este fato é comprovado a partir da análise da Figura 78, em que grande parte das cargas, para as diferentes potências testadas, já se encontram dentro das faixas aceitáveis de operação da curva ITIC. Verificam-se, também, menores transitórios de corrente e torque no eixo do GD, que reforçam os resultados positivos deste cenário frente aos demais avaliados. A Tabela 13 mostra um resumo dos resultados obtidos a partir da simulação da técnica em questão.

Tabela 13: Resumo - cenário alternativo 7

Parâmetro	Valor	Unidade
15 MVA		
Máxima corrente no GD	1,190	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,667	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	1,882	[p.u.]
Máxima frequência	60,36	[Hz]
Mínima frequência	59,76	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,836	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,642	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,685	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,717	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,741	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,763	[p.u.]
20 MVA		
Máxima corrente no GD	1,058	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,682	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	1,551	[p.u.]
Máxima frequência	60,29	[Hz]
Mínima frequência	59,81	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,863	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,645	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,692	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,725	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,753	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,779	[p.u.]
30 MVA		
Máxima corrente no GD	0,981	[p.u.]
Mínima tensão terminal no GD	0,703	[p.u.]
Máximo torque eletromagnético	1,390	[p.u.]
Máxima frequência	60,27	[Hz]
Mínima frequência	59,73	[Hz]
Tensão mínima - carga 1	0,889	[p.u.]
Tensão mínima - carga 2	0,649	[p.u.]
Tensão mínima - carga 3	0,702	[p.u.]
Tensão mínima - carga 4	0,739	[p.u.]
Tensão mínima - carga 5	0,772	[p.u.]
Tensão mínima - carga 6	0,798	[p.u.]

Fonte: Do autor

6 Conclusões

As técnicas propostas neste trabalho possibilitam, de maneira geral, a avaliação de métodos alternativos de religamento automático em redes de distribuição com geração distribuída baseada no comportamento da frequência, transitórios de corrente e torque e tensão terminal do GD, além da qualidade de energia nas cargas.

Resumidamente, os cenários de religamento automático implementados computacionalmente e estudadas neste trabalho foram:

- Caso base analisado: religamento tripolar sem a desconexão do GD após a falta e fora de sincronismo;
- Cenário alternativo 1: método de religamento tripolar com 0° de diferença de fase para a fase A, no instante do fechamento;
- Cenário alternativo 2: método de religamento assimétrico com tempo pré-definido de fechamento entre fases de $200\ ms$;
- Cenário alternativo 3: método de religamento assimétrico com tempo pré-definido de fechamento entre fases de $10\ ms$;
- Cenário alternativo 4: método de religamento assimétrico com diferença de fase de 0° para as fases A, B e C no instante em que ocorreu cada fechamento;
- Cenário alternativo 5: método de religamento assimétrico com tempo pré-definido de fechamento entre fases de $10\ ms$ e GD injetando potência reativa;
- Cenário alternativo 6: método de religamento monopolar da fase A, faltosa, em tempo pré-definido;
- Cenário alternativo 7: método de religamento monopolar da fase A em tempo pré-definido e GD injetando potência reativa.

Quanto às principais conclusões viabilizadas por este trabalho, algumas merecem destaque:

- A técnica de religamento tripolar convencional, utilizada atualmente nas redes de distribuição passivas e aqui representada pelo cenário alternativo 1, se realizada de maneira que o GD não seja desconectado após ocorrência de falta e não esteja sincronizado com o subsistema da concessionária, poderá causar danos ao próprio gerador e certamente promoverá o desligamento de cargas conectadas à rede;

- Técnicas alternativas de religamento assimétrico resultam em condições menos desfavoráveis ao gerador que o método tripolar convencional, porém não justificam a não-utilização de tecnologia anti-ilhamento para o GD, visto que os transitórios no gerador ainda são severos e o efeito do afundamento momentâneo de tensão nas cargas ainda é consideravelmente alto;
- Métodos de religamento monopolar minimizam efeitos transitórios no GD e mantendo a qualidade de energia nas cargas o mais próximo do desejado;
- Em casos de adoção de religamento monopolar em redes de distribuição de energia, algumas alterações na modelagem e segurança do sistema elétrico são sugeridas:
 - é necessário que seja conduzida uma análise detalhada a fim de identificar a intensidade e duração dos transitórios de corrente, tensão e torque a fim de verificar se, mesmo brandos, eles não danificam ou provocam atuação das proteções do GD;
 - é desejável que o GD injete potência reativa na rede de distribuição para minimizar os transitórios de tensão no momento do religamento;
 - a adoção de técnicas de manutenção em redes aéreas de distribuição de energia elétrica que não coloquem os colaboradores das concessionárias em risco de choque elétrico é imprescindível, visto que duas das fases continuariam energizadas em casos de religamento. Logo, em casos de falta fase-terra permanentes, após as três tentativas de religamento monopolar, a abertura tripolar das fases do sistema é um requisito necessário.
- Não é possível dispensar o emprego de técnicas anti-ilhamento para geradores a partir dos resultados obtidos neste trabalho, uma vez que tal método ainda é necessário em casos de ocorrência de faltas bifásicas e trifásicas.

Como possíveis trabalhos futuros, surgem as seguintes oportunidades:

- Analisar métodos alternativos de religamento automático para casos com faltas envolvendo mais de uma fase, visando construir uma visão mais crítica acerca do emprego de técnicas anti-ilhamento para o GD;
- Diversificar o estudo variando as diferentes tecnologias de geração distribuída que foram discutidas na monografia;
- Investigar como adaptar os religadores automáticos atuais para religamento monopolar na distribuição de energia elétrica.

Referências

- 1 ONS. *O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional*. 2017. <http://http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acesso em: 10 jul. 2017.
- 2 SECRETARIA DE ENERGIA E MINERAÇÃO - SP. *Operação do sistema elétrico mudará com expansão eólica e solar, diz ONS*. 2017. <<http://http://http://www.energia.sp.gov.br/2017/06/operacao-do-sistema-eletrico-mudara-com-expansao-eolica-e-solar-diz-ons/>>.
- 3 ANEEL. *Estrutura tarifária para o Serviço de Distribuição de Energia Elétrica - Sumário Executivo (Óptica do Consumidor)*. [S.l.], 2010. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Sum%C3%A1rio%20Executivo%20\(2\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Sum%C3%A1rio%20Executivo%20(2).pdf)>.
- 4 CAMINHA, A. C. *Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos*. Itajubá, MG, Brasil: Editora Edgar Blucher Ltda., 1977.
- 5 VIEIRA JUNIOR, J. C. M. *Metodologias para ajuste e avaliação do desempenho de relés de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos*. Março 2006. Tese de Doutorado — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil, Março 2006.
- 6 LUIZ, C. M. *Avaliação dos impactos da geração distribuída para proteção do sistema elétrico*. Maio 2012. 151 p. Dissertação de Mestrado — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, Maio 2012.
- 7 MONTANARI, A.; TAVARES, M.; PORTELA, C. *Adaptive single-phase autoreclosing based on secondary arc voltage harmonic signature*. *International Conference on Power Systems Transients*, v. 6, p. 7, 2009.
- 8 PORTELA, C. M.; CÂMARA, A.; GONÇALVES, R.; GUIMARÃES, M.; OLIVEIRA, O.; TAVARES, M. C. *Estudos de religamento monofásico - pesquisa e desenvolvimento de modelo de arco secundário*. *XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2009.
- 9 INEE. *Notas sobre geração distribuída*. [S.l.], 2001. Disponível em: <http://www.inee.org.br/down_loads/forum/Notas%20sobre%20GD.pdf>.
- 10 MME. *O PROINFA*. 2010. <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>>.
- 11 ANEEL. *Cadernos Temáticos - Micro e Mini Geração Distribuída (Sistema de Compensação de Energia Elétrica)*. [S.l.], 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>.
- 12 ANEEL, R. N. N. 481, de 17 de Abril de 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf>>.
- 13 ANEEL. *Resolução Normativa Nº 687*. [S.l.], 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.

- 14 VILLALVA, M. G. *Energia Solar Fotovoltaica - Sistemas Isolados e Conectados à Rede*. Campinas, SP, Brasil: Saraiva, 2016.
- 15 ANEEL. *BIG - Banco de Informações de Geração*. 2017. <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>.
- 16 CCEE. *Material do curso presencial: Visão Geral das Operações na CCEE*. [S.l.], 2017.
- 17 ANEEL. *Resolução Normativa Nº 673*. [S.l.], 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015673.pdf>>.
- 18 _____. *Atlas - Parte 2 - Capítulo 3 (Energia hidráulica)*. 2015. <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par2_cap3.pdf>.
- 19 SOUSA, B. de; NERYS, J. Estudo de caso de geração distribuída fotovoltaica de pequeno porte conectada à rede de distribuição. *anais do IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2012.
- 20 ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. Brasília, DF, Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2002.
- 21 BRASIL. *Resolução Nº 24, 5 de julho de 2001 - Fica criado o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA)*. [S.l.], 2001.
- 22 EPE. *Energia Renovável - Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Empresa de Pesquisa Energética, 2016.
- 23 ANEEL. *BIG - Banco de Informações de Geração*. 2017. <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/CombustivelPorClasse_fn1.cfm>.
- 24 ENERGIA, C. Ged33: Ligação de autoprodutores em paralelo com o sistema de distribuição da CPFL. *Norma Técnica*, Campinas, 2005.
- 25 IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. *IEEE Std 1547-2003*, p. 1–28, July 2003.
- 26 WALLING, R.; MILLER, N. Distributed generation islanding-implications on power system dynamic performance. In: IEEE. *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE*. [S.l.], 2002. v. 1, p. 92–96.
- 27 SCHAEFER, R. C. Art of generator synchronizing. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 53, n. 1, p. 751–757, 2017.
- 28 LEÃO, R. P. S.; MEDEIROS, E. B. de; MEDEIROS, M. S.; SILVEIRA, J. G.; PINHEIRO, T. M. M. Avaliação do compromisso no uso de religadores em alimentadores com carga sensível. *V Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica*, Aracaju, SE, Brasil, p. 303–308, Agosto 2003.
- 29 BOVOLATO, M. de C. *Considerações gerais dos equipamentos de proteção do sistema de distribuição de energia elétrica*. Ilha Solteira, SP, Brasil: Universidade Estadual Paulista - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Disponível em: <<http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/consideracoes-gerais-sobre-equipamentos-de-protectao.pdf>>.

- 30 PARADELO JUNIOR, R. d. C. Proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição de energia elétrica através de abordagem probabilística. 2006. 247 p. Dissertação de Mestrado — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.
- 31 LEITÃO, E. de M. P. *Religador automático para redes de baixa tensão*. Março 2011. 69 p. Dissertação de Mestrado — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, Março 2011.
- 32 RAVAGLIO, M. A.; NASCIMENTO, J. C.; BANNACK, A.; THOLL, J. F. Equipamento automático para proteção e monitoração da baixa tensão de transformadores de distribuição convencionais. *Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica*, Grupo Rede, 2001.
- 33 LEON, F. de; FARAZMAND, A.; JOSEPH, P. Comparing the t and pi equivalent circuits for the calculation of transformer inrush currents. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 27, n. 4, p. 2390–2398, Oct 2012. ISSN 0885-8977.
- 34 REPORT, I. Excitation system models for power system stability studies. *IEEE Transactions on power apparatus and systems*, IEEE, n. 2, p. 494–509, 1981.
- 35 FERNANDES, P. C. *Regulador Automático de Tensão: Influência do Ganho no Sistema Elétrico de Potência*. 2011 — Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, UNIFEI, Itajubá, 2011.
- 36 ANEEL. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional: Módulo 8- qualidade de energia elétrica. *Revisão*, v. 8, p. 90, 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M\%C3\%B3dulo8_Revisao_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbda3058d19>.
- 37 LEE, G.-J.; ALBU, M. M.; HEYDT, G. T. A power quality index based on equipment sensitivity, cost, and network vulnerability. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 19, n. 3, p. 1504–1510, 2004.

Apêndices

APÊNDICE A – Resumo dos elementos presentes no sistema elétrico simulado

Os elementos presentes no sistema elétrico apresentado no Capítulo 4 deste trabalho estão descritos na Tabela 14.

Tabela 14: Dados elétricos dos elementos simulados

Elemento	Tensão	Potência aparente
Subestação	132 kV	1500 MVA
Transformador 1	132 kV/33 kV	1500 MVA
Transformador 2	33 kV/6,9 kV	40 MVA
Carga 1	6,9 kV	9,59 MVA
Carga 2	6,9 kV	6,93 MVA
Carga 3	6,9 kV	5,54 MVA
Carga 4	6,9 kV	4,78 MVA
Carga 5	6,9 kV	3,42 MVA
Carga 6	6,9 kV	3,83 MVA
GD	6,9 kV	15 MVA/20 MVA/30 MVA

Elemento	Resistência	Indutância
Linha 2-3	0,56 Ω	6,70 mH
Linha 3-4	0,50 Ω	6,00 mH
Linha 4-5	0,31 Ω	3,70 mH
Linha 5-6	0,25 Ω	3,00 mH

Fonte: Do autor