



ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO
NA REDE ELÉTRICA DA ILHA DO FUNDÃO

Victor Dutra Ribeiro

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Rio de Janeiro
Setembro de 2014

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO
NA REDE ELÉTRICA DA ILHA DO FUNDÃO

Victor Dutra Ribeiro

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Delberis Araujo Lima, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO DE 2014

Ribeiro, Victor Dutra

Análise técnico-econômica de um sistema híbrido de geração na rede elétrica da Ilha do Fundão/ Victor Dutra Ribeiro. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.

XVII, 113 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2014.

Referências Bibliográficas: p. 103-106.

1. Análise Dinâmica. 2. Análise econômica. 3. Geração distribuída. 4. Sistema híbrido. I. Taranto, Glauco Nery. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

“A menos que modifiquemos a nossa maneira de pensar, não seremos capazes de resolver os problemas causados pela forma como nos acostumamos a ver o mundo”.

(Albert Einstein)

À minha família, que jamais deixou de me apoiar na busca incessante pelos meus sonhos.

Agradecimentos

Primeiramente à Deus, por me proporcionar saúde para buscar os meus objetivos.

Aos meus pais, Jânia e Antônio, pelo exemplo de ética, perseverança e superação em meio aos sacrifícios vividos para garantir a educação de seus filhos. À minha irmã Gisele que contribuiu bastante na minha formação pessoal.

À minha esposa, Cintya Caravella, que sempre me apoiou na realização dos meus sonhos e muitas vezes se sacrificou para que eu pudesse escrever esta dissertação.

À meu filho Arthur, que presenteia cada dia da minha vida com o seu sorriso renovador, que desperta em mim a garra suficiente para vencer qualquer obstáculo.

À minha sogra, Simone, que muitas vezes tomou conta do meu filho para que eu e minha esposa pudéssemos estudar.

Um agradecimento especial também para o Sergio Escalante pelo apoio na elaboração deste trabalho, pois sempre esteve disposto a ajudar nas horas possíveis e impossíveis.

Aos meus amigos de turma, Pedro Brito, Ricardo Peres, Lucas Paulis e Yuri Rosemblum, pelas horas de estudo em grupo, muitas vezes passando madrugadas em claro.

À Chemtech pela disponibilidade concedida para que eu cursasse o mestrado, pela compreensão pelas ausências tanto para assistir às aulas quanto para estudar para uma prova complicada.

Por fim, um agradecimento aos servidores da UFRJ pelos ensinamentos ao longo dos anos de graduação e em seguida mestrado, especialmente ao meu orientador Glauco Nery Taranto, que sempre se dispôs a ajudar e nos momentos mais difíceis da minha vida me encorajou a prosseguir, demonstrando não ser apenas um exímio profissional, como também um grande amigo.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO NA REDE ELÉTRICA DA ILHA DO FUNDÃO

Victor Dutra Ribeiro

Setembro/2014

Orientador: Glauco Nery Taranto.

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho desenvolve uma análise técnico-econômica de implantação de um sistema híbrido na Ilha do Fundão, motivado pelo avanço tecnológico, aumento da viabilidade econômica e dificuldade atual do sistema hidrológico brasileiro.

Para a análise econômica foi testada a viabilidade de aplicação de diversos tipos de termogeradores, tais como geradores a diesel, biomassa e gás natural, conectados ou não à rede e sempre associados a um grupo de geradores eólicos e painéis fotovoltaicos.

Através desta análise, com os dados utilizados, foi possível concluir que na Ilha do Fundão, o investimento em uma microrrede pode apresentar vantagens do ponto de vista econômico e, além disso, surge como alternativa de melhorar o desempenho do sistema.

Realizou-se uma análise técnica que testou o desempenho do sistema, submetendo-o às contingências habituais de um sistema elétrico e aplicando modificações para mitigar os desvios. Nesta parte do trabalho foi possível observar as melhorias proporcionadas pela geração distribuída.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

TECHNICAL AND ECONOMICAL ANALYSIS OF HYBRID GENERATION
SYSTEM IN FUNDÃO ISLAND

Victor Dutra Ribeiro

September/2014

Advisor: Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

This work presents a techno-economic analysis of application a hybrid system on the Fundão island, motivated by technological development, increased viability in building smartgrids and current difficulties of Brazilian hydrological system.

In the economic analysis was tested the feasibility of the different types of heat generators, such as diesel generators, biomass and natural gas, connected or not to the network, but always associated with a group of wind generators and photovoltaic panels.

Through this analysis it was concluded that the investment in a smartgrid on the Fundão island can represent some advantageous from the economic points of view, moreover, it can be a good alternative to improve the electric system performance.

In the technical analysis was tested the performance of the system, subjecting it to the usual contingencies of an electric system and applying modifications to avoid deviations. In this analysis, it was possible to see the improvements offered by smartgrids.

ÍNDICE

1. Introdução.....	1
1.1. A Geração distribuída	2
1.2. Cenário nacional e mundial.....	6
1.3. Motivação.....	9
1.4. Objetivo.....	10
1.5. Estrutura da dissertação	11
2. Metodologia	12
2.1. Quanto à abordagem textual.....	12
2.2. Quanto às ferramentas utilizadas	13
3. Análise de viabilidade econômica.....	15
3.1. Dados do sistema.....	15
3.1.1. A carga	15
3.1.2. Geração eólica	17
3.1.3. Geração solar.....	20
3.1.4. Bateria/Inversor	22
3.2. Experimentos.....	23
3.2.1. Sistema 1: Geração a Diesel.....	23
3.2.2. Sistema 2: Geração a Biomassa.....	25
3.2.3. Sistema 3: Geração a Gás.....	29
3.2.4. Sistema 4: Geração a Gás conectada à rede	32
3.2.5. Sistema 5: Subsídios para geração eólica e solar	35
3.2.6. Sistema 6: Sistema Otimizado.....	39
3.2.7. Sistema 7: Sistema considerando Tarifa horossazonal	43
4. Análise técnica do sistema	51
4.1. Modelagem do Sistema.....	54
4.1.1. Geração eólica	54
4.1.2. Geração solar.....	54
4.1.3. Gerador térmico a gás	55
4.2. Análise Estática	55
4.2.1. Característica PV	60

4.2.2.	Característica QV	61
4.2.3.	Regulador de tensão.....	63
4.3.	Análise Dinâmica	66
4.3.1.	Sistema Padrão	66
4.3.2.	Sistema com perda de um dos transformadores	79
4.3.3.	Sistema Ilhado	87
5.	Conclusões.....	95
5.1.	Trabalhos Futuros	102
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		103
APÊNDICE A – Modelo de fonte de corrente para o Simulight.....		107
APÊNDICE B – Dados das linhas de distribuição		108
APÊNDICE C – O Homer Energy		110

Índice de Figuras

<i>Figura 1 - Cenário Elétrico em 2013 – Fonte: EPE; Agência Internacional de Energia</i>	6
<i>Figura 2 - Evolução da energia eólica - Fonte: EPE</i>	7
<i>Figura 3 - Curva de demanda do CT</i>	17
<i>Figura 4 - Distribuição horária de carga</i>	17
<i>Figura 5 - Distribuição mensal de carga</i>	17
<i>Figura 6 - Média trimestral de velocidade do vento na Ilha do Fundão</i>	18
<i>Figura 7 - Distribuição mensal de velocidade do vento</i>	18
<i>Figura 8 - Distribuição de Weibull</i>	19
<i>Figura 9 - Curva de operação do gerador eólico</i>	19
<i>Figura 10 - Curva de custo dos geradores eólicos</i>	20
<i>Figura 11 - Potencial solar em regiões próximas do Fundão</i>	21
<i>Figura 12 - Distribuição mensal de radiação solar</i>	21
<i>Figura 13 - Curva de capacidade da bateria</i>	22
<i>Figura 14 - Gráfico capacidade da bateria x temperatura</i>	22
<i>Figura 15 - Distribuição de custo Total</i>	24
<i>Figura 16 - Distribuição anual de custo</i>	24
<i>Figura 17 - Despacho de Potência</i>	24
<i>Figura 18 - Disponibilidade de Biomassa tipo bagaço de cana</i>	26
<i>Figura 19 - Curvas de custo das gerações fotovoltaica e solar</i>	26
<i>Figura 20 - Média mensal de distribuição de potência</i>	27
<i>Figura 21 - Distribuição Geral de custo</i>	27

<i>Figura 22 - Distribuição anual de custo</i>	<i>28</i>
<i>Figura 23 - Distribuição de Potência sistema ilhado com geradores a Gás e Energia renovável.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 24 - Distribuição geral de custo.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 25 - Distribuição anual de custo</i>	<i>30</i>
<i>Figura 26 - Fluxo de potência do sistema com até 50 unidades de geração eólica</i>	<i>31</i>
<i>Figura 27 - Distribuição anual de custo do sistema com até 50 unidades de geração eólica</i>	<i>31</i>
<i>Figura 28 - Distribuição de potência para o sistema com conexão com a rede.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 29 - Distribuição anualizada de custo</i>	<i>33</i>
<i>Figura 30 - Preço do gás x Custo anual</i>	<i>34</i>
<i>Figura 31 - despacho de potência considerando venda de energia.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 32 - custo total considerando venda de energia.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 33 - Despacho de potência para o sistema com subsídios</i>	<i>36</i>
<i>Figura 34 - Distribuição anualizada de custo</i>	<i>36</i>
<i>Figura 35 - Despacho de potência para compra de energia da rede com tarifa reduzida</i>	<i>37</i>
<i>Figura 36 - Custo anualizado para tarifa reduzida</i>	<i>38</i>
<i>Figura 37 - variação do custo total x preço do kWh.....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 38 - Despacho de potência - Sist. Utilizando rede e termo geração.....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 39 - Custo para o sistema com subsídio, conectado á rede utilizando gerador</i>	<i>39</i>
<i>Figura 40 - Variação do custo de acordo com o sol e o vento.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 41 - Custo x Energia solar.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 42 - Despacho de potência para o sistema ilhado</i>	<i>41</i>
<i>Figura 43 - Distribuição mensal de potência para tarifa reduzida</i>	<i>42</i>
<i>Figura 44 - Distribuição de custo para tarifa reduzida.....</i>	<i>42</i>

<i>Figura 45 - Comparação de viabilidade entre compra de energia da rede e geração térmica.....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 46 - Perfil diário de carga considerando sazonalidade.....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 47 - Perfil anual de carga considerando sazonalidade</i>	<i>44</i>
<i>Figura 48 - distribuição de potência considerando sazonalidade.....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 49 - Distribuição de custo para o sistema considerando sazonalidade.....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 50 - Distribuição de custo para o sistema sazonal com termogerador mais robusto</i>	<i>46</i>
<i>Figura 51 - Distribuição de potência considerando sazonalidade e termogerador mais robusto</i>	<i>47</i>
<i>Figura 52 - Tarifa Branca x tarifa convencional.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 53 - Calendário de tarifas no Homer Energy.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 54 - Distribuição de custo para sistema considerando tarifa horossazonal branca</i>	<i>49</i>
<i>Figura 55 - Distribuição de potência para o sistema considerando tarifa horossazonal branca</i>	<i>49</i>
<i>Figura 56 - Sistema da Ilha do Fundão gerado no ANAREDE</i>	<i>52</i>
<i>Figura 57 - Sistema da Ilha do Fundão com GD.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 58 - modelo de geração fotovoltaica.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 59 - Diferença de carregamentos em linhas que tiveram alívio de potência</i>	<i>57</i>
<i>Figura 60 - Comparação de tensão antes e depois da GD.....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 61 - Curva PV para a barra TRAF0_40 MVA.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 62 - Curva PV para a barra TRAF0_25 MVA.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 63 - Curva QV para a barra TRAF0_40 MVA</i>	<i>62</i>
<i>Figura 64 - Curva QV para a barra TRAF0_25 MVA</i>	<i>62</i>
<i>Figura 65 - Diagrama de blocos de um regulador de tensão de primeira ordem.....</i>	<i>63</i>

<i>Figura 66 - Digrama de blocos para um gerador em vazio com regulador de tensão.....</i>	<i>64</i>
<i>Figura 67 - Sistema modificado para rodar cc no barramento de entrada.....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 68 - Ângulo delta para curto em FUNDÃO--138 com Gerador do CCS como referência.....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 69 - Velocidade angular após curto circuito em Fundão---138.....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 70 - Frequência após curto circuito em Fundão---138.....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 71 - tensões após curto circuito em Fundão---138.....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 72 – Diagrama de blocos do Regulador de velocidade.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 73 - Malha de controle do PSS.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 74 - Ângulo delta para curto em FUNDÃO--138 aplicados reguladores de velocidade.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 75 - Velocidade angular após curto em Fundão---138 aplicados reguladores de velocidade.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 76 – Frequência após curto em Fundão---138 aplicados reguladores de velocidade.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 77 - Tensões após curto circuito em Fundão---138 aplicados reguladores de velocidade.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 78 - Torção no gerador do CCS após cc em Fundão---138.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 79 - Torção no gerador do CT após cc em Fundão---138.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 80 - Forma de atuação do relé 25.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 81 - Tensões durante a conexão das barras.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 82 - Torção nos geradores após aplicação dos relés instantâneo e de sincronismo.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 83 - Potência ativa na barra com geração eólica.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 84 - Potência ativa na barra com geração solar.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 85 - Trecho do unifilar onde ocorrem os eventos do caso 2.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 86 - Frequências do sistema separado em 2 ilhas.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 87 - Potências Elétrica e mecânica do CT após separação das ilhas.....</i>	<i>80</i>

<i>Figura 88 - velocidade dos geradores após separação das ilhas</i>	81
<i>Figura 89 - módulos das tensões da ilha suprida pelo gerador do CT</i>	81
<i>Figura 90 - Sistema unifilar com ilhamento e perda de um dos trafos</i>	82
<i>Figura 91 - tensões na conexão das barras</i>	83
<i>Figura 92 - Velocidades dos geradores após conexão do sistema</i>	83
<i>Figura 93 - Torção no gerador do CT após conexão das barras</i>	84
<i>Figura 94 - frequência do sistema</i>	84
<i>Figura 95 - retorno ao ponto de operação do gerador do CT</i>	85
<i>Figura 96 - Tensões após ilhamento</i>	85
<i>Figura 97 - Frequência após ilhamento</i>	86
<i>Figura 98 – Potência Elétrica após ilhamento</i>	86
<i>Figura 99 - Velocidade dos geradores após ilhamento</i>	86
<i>Figura 100 - Trecho do sistema que sofre a contingência no caso 3</i>	88
<i>Figura 101 – Velocidade angular – sistema com perda de carga</i>	88
<i>Figura 102 - Potência mecânica - sistema com perda de carga</i>	89
<i>Figura 103 - ângulo delta - sistema com perda de carga</i>	89
<i>Figura 104 – Tensões do sistema após perda de carga</i>	90
<i>Figura 105 - Torção no gerador do CCS</i>	90
<i>Figura 106 - Torção no gerador do CT</i>	91
<i>Figura 107 - Frequência do sistema com perda de cargas 2</i>	91
<i>Figura 108 - Potência Elétrica do sistema com perda de cargas 2</i>	92
<i>Figura 109 - Potência mecânica do sistema com perda de cargas 2</i>	92
<i>Figura 110 - Tensões do sistema com perda de cargas 2</i>	93
<i>Figura 111 - Torção no gerador do CT para o sistema com perda de cargas 2</i>	94
<i>Figura 112 - Torção no gerador do CCS para o sistema com perda de carga 2</i>	94

Índice de Tabelas

<i>Tabela 1 - Vantagens e desvantagens da GD.....</i>	<i>4</i>
<i>Tabela 2 - Consumo das unidades da Ilha do Fundão.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabela 3 - Distribuição da Geração</i>	<i>25</i>
<i>Tabela 4 - Emissão de Poluentes – Geração à Diesel</i>	<i>25</i>
<i>Tabela 5 - Emissão de poluentes - Geração à Gás</i>	<i>31</i>
<i>Tabela 6 - Distribuição de custos para o sistema com geração a gás e conexão com a rede.....</i>	<i>33</i>
<i>Tabela 7 - Poluentes emitidos no Sistema 5.....</i>	<i>37</i>
<i>Tabela 8 - Emissão de poluente.....</i>	<i>41</i>
<i>Tabela 9 - Emissão de poluentes para o sistema considerando sazonalidade.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabela 10 - Emissão de poluentes para sistema considerando tarifa branca</i>	<i>50</i>
<i>Tabela 11- Valores dos parâmetros cadastrados para os termogeradores.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabela 12 – Fluxo de potência nas linhas de distribuição da Ilha do Fundão.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabela 13 – Tensões nas barras antes e depois da aplicação de geradores.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabela 14 - Parâmetros para o controlador de tensão.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabela 15 - Custo de todos os sistemas testados.....</i>	<i>96</i>

Nomenclatura

ANAREDE – Programa do CEPEL para Análise de redes Elétrica

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CCS – Centro de Ciências e Saúde

CEA - Companhia de Eletricidade do Amapá

CENPES - Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello

CEPEL – Centro de Pesquisa de Engenharia Elétrica

COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

COP – Conferência das Partes

COPPE – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós- Graduação e Pesquisa de Engenharia

COPPEAD - Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração da Universidade Federal do Rio de Janeiro

CT – Centro de Tecnologia

DEE – Departamento de Engenharia Elétrica

EDO – Equação diferencial ordinária

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EUA – Estados Unidos da América

GD – Geração Distribuída

GEE – Gases de Efeito Estufa

HU – Hospital Universitário

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços

IPPMG - Instituto de Puericultura e Pediatria

MME – Ministério de Minas e Energia

NPC – *Net Present cost*

ONS – Operador Nacional do Sistema

ONU – Organização das Nações Unidas

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PIS – Programa de Integração Social

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PSS – *Power System Stabilizer*

PURPA - *Public Utilities Regulatory Policies Act*

SIN – Sistema Interligado Nacional

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro

1. Introdução

O setor elétrico brasileiro está passando por um momento de crise estrutural devido a sua extrema dependência das fontes hidroelétricas alinhada com a escassez de chuva, que vem deixando os níveis dos reservatórios cada vez mais baixos. Além disso, decisões polêmicas do governo, tal como a renovação das concessões de geração e transmissão a preços módicos [1], têm comprometido bastante a conjuntura organizacional do sistema elétrico. Segundo especialistas [2], o consumo de energia no Brasil ainda é pequeno se comparado proporcionalmente com países desenvolvidos, no entanto há uma irregularidade na distribuição do consumo que agrava ainda mais o cenário que caracteriza uma necessidade de mudança estrutural.

Embora a EPE afirme [3] que não há motivo para preocupação com a atual situação do setor elétrico, mesmo diante da maior crise hidrológica dos últimos 80 anos, nota-se que dia após dia a situação se agrava e entende-se que provavelmente pagaremos um preço alto pela compra de energia das usinas térmicas ou não escaparemos de um racionamento forçado. Dessa forma, como somos um país com uma boa diversidade de recursos naturais temos a oportunidade de investir em outras fontes de energia e incentivar a formação de pequenas redes, tendo assim pequenos centros de geração que aliviem a dependência do sistema, que ainda hoje é baseado em grandes centrais hidrelétricas.

Segundo [4] se continuarmos com esse panorama, a demanda por energia deve aumentar cerca de 4,8% ao ano, nos próximos 10 anos e para tornar a situação mais confortável estima-se um aumento de eficiência em torno de 5,7% da energia consumida. No entanto, o ganho de eficiência é dependente da autoprodução e conservação de energia, o que favorece ao discurso de investimento em pequenos centros de geração e um bom sistema de armazenamento, reduzindo as perdas nas grandes linhas de transmissão. Ademais, as indústrias são as principais interessadas no modelo distribuído, pois representam a maior parte do consumo e o lado que tem mais a perder com o colapso do sistema. Assim, as indústrias que representam mais de 38 % da demanda[4] podem ser vistas como potenciais parceiros no quesito investimento em fontes alternativas e podem ajudar a construir um novo cenário estrutural para o nosso

setor elétrico, onde as pequenas unidades geradoras, distribuídas ao longo do sistema, atuam veemente para complementação das grandes usinas hidrelétricas.

O Brasil é um dos países que possui as linhas de transmissão mais extensas do mundo, como por exemplo, as duas linhas de transmissão que transportarão a energia do complexo do rio Madeira, que possuem mais de 2000 km cada uma e são exemplos do problema das perdas excessivas, uma vez que na geração, transmissão e distribuição a distância significa perdas em valores diretamente proporcionais. No Brasil, segundo o Ministério de Minas e Energia (MME), as perdas estão em torno de 15% da energia gerada, o que é um valor bem considerável, que tem como pontos significativos o desgaste do setor elétrico e o dimensionamento inadequado dos sistemas consumidores.

Além dos motivos supracitados a necessidade de mudança na estrutura do setor, também se dá devido à necessidade de universalização do atendimento energético, alinhada com a redução de impactos ambientais causados pelas grandes construções de usinas, tanto hidrelétrica, que o Brasil possui o seu grande potencial localizado em área de preservação ambiental (Amazônia), quanto a combustível fóssil, ao qual pode significar um futuro ambiente de negócio se considerarmos os certificados de emissão de carbono.

As vantagens no âmbito técnico-econômico também são consideráveis, tais como a redução de perdas, melhoria no nível de tensão, melhor controle de potência reativa e harmônicos, aproveitamento econômico de insumos locais, além da rapidez de implantação e contribuição para erradicação da pobreza, gerando oportunidades locais de trabalho.

1.1. A Geração distribuída

A expressão Geração Distribuída (GD) é a definição de um sistema onde qualquer fonte geradora tenha sua energia, em sua maior parte, destinada ao suprimento de cargas locais ou próximas, sem a necessidade de transporte de energia via linhas de transmissão [5]. Inicialmente, este tipo de geração teve incentivo nos EUA com a mudança da legislação iniciadas pelo Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA) em 1978 e teve sua ampliação em 1992 com a desregulamentação da geração de energia, através do Energy Policy Act. Logo, outros países também se interessaram e

alteraram sua legislação referente ao setor elétrico e assim a geração distribuída foi alavancada e facilitada pelo progresso tecnológico no ramo da computação.

Segundo [5] a implantação da Geração distribuída vem ocorrendo no Brasil decorrente dos seguintes motivos:

- ✓ Desejo dos consumidores em reduzir o custo do suprimento de energia elétrica e melhorar a confiabilidade desse suprimento, face ao aumento dos preços aplicados pelas concessionárias e às deficiências das mesmas; em particular, o custo do óleo diesel tornou, em certos casos, mais econômico o atendimento da ponta por geração própria do que pela concessionária;
- ✓ Reestruturação institucional do setor elétrico, com:
 - Criação das figuras do consumidor livre e do comercializador de energia;
 - Oportunidade de livre acesso de produtores independentes e consumidores livres;
 - Legalização da venda de energia elétrica ao mercado por produtores independentes;
- ✓ Disponibilidade crescente do gás natural para geração, em virtude do aumento da oferta, tanto de origem nacional como externa, da construção de gasodutos para transporte e do desenvolvimento das redes de distribuição;
- ✓ Conscientização dos problemas ambientais;
- ✓ Aperfeiçoamento de tecnologias
- ✓ Progresso da tecnologia eletrônica e conseqüente redução nos custos de sistemas de controle, processamento e transmissão de dados.

No Brasil, ressalta-se a importância das resoluções normativas 482 e 517 da Aneel, que não apenas reduziram as barreiras regulatórias para conexão da geração de pequeno porte, como também regulamentaram o sistema e estabeleceram adequações necessárias nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Nas resoluções citadas, tem-se os diferentes conceitos adotados para cada tipo de geração e a responsabilidade da concessionária em realizar investimentos e fornecer soluções para conectar os pequenos geradores à rede.

Vale ressaltar que de acordo com [6] a microgeração distribuída caracteriza-se como uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW, e a minigeração distribuída com potência instalada acima de 100 kW e menor ou

igual a 1 MW, sendo ambas para fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada. Em [7], publicada em mesma época, foi estipulado, para fonte solar cuja potência injetada no sistema de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30 MW, o desconto de 80% para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31/12/ 2017, aplicável nos dez primeiros anos de operação, nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição – TUST e TUSD, sendo esse desconto reduzido para 50% após o décimo ano de operação da usina. E ainda, farão jus ao desconto de 50% nas referidas tarifas, os empreendimentos que entrarem em operação comercial após 31 de dezembro de 2017.

Uma vantagem considerável adquirida com a Resolução normativa 482 da Aneel é que é possível, em caso de excesso de energia gerada, jogar energia para rede e em horários de pico consumir energia da rede. Esse fluxo de energia funciona como um sistema de armazenamento e diminui investimento em baterias, por exemplo.

Sendo assim, entende-se que o sistema elétrico nacional esta em tendência de modificação, devido a grande necessidade de alívio às usinas hidrelétricas, dada a difícil situação instaurada no ciclo hidrológico do país alinhado com o questionamento do modelo centralizado e a introdução ao mercado de novas tecnologias. Portanto, o modelo com fontes de energia próximas às cargas vem ganhando mais aplicação e possui vantagens consideráveis, conforme pode ser observado na Tabela 1.

Tabela 1 - Vantagens e desvantagens da GD

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	
VANTAGENS	DESVANTAGENS
MELHOR QUALIDADE E CONFIABILIDADE DO SISTEMA, POIS ESTA POUCO SUJEITO À FALHA DE TRANSMISSÃO.	TEMPO DE AMORTIZAÇÃO DEVIDO AO INVESTIMENTO INICIAL
MENOR CUSTO A LONGO PRAZO	VARIAÇÃO NA PRODUÇÃO DE ENERGIA DEPENDENDO DA FONTE UTILIZADA.
MELHOR SUPRIMENTO ENERGÉTICO, ATENDENDO A ÁREAS ISOLADAS	MAIOR COMPLEXIBILIDADE NA INSTALAÇÃO, MANUTENÇÃO E COORDENAÇÃO DAS ATIVIDADES
CONTRIBUIÇÃO PARA O DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO ATRAVÉS DE GERAÇÃO DE EMPREGO E UTILIZAÇÃO DE INSUMOS LOCAIS	A DIMINUIÇÃO DO FATOR DE UTILIZAÇÃO DAS CONCESSIONÁRIAS PODE AUMENTAR O PREÇO MÉDIO DE FORNECIMENTO.
CONTRIBUI PARA REDUÇÃO DA EMISSÃO DOS GASES DO EFEITO ESTUFA	MAIOR COMPLEXIBILIDADE CONTRATUAL E COMERCIAL

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	
VANTAGENS	DESVANTAGENS
MINIMIZAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS COM CONSTRUÇÃO DE GRANDES USINAS E EXTENSAS LINHAS DE TRANSMISSÃO.	MAIOR DIFICULDADE NO AJUSTE DO SISTEMA DE PROTEÇÃO
DIMINUIÇÃO DE PERDAS NAS LINHAS DE TRANSMISSÃO.	DIMINUI A QUALIDADE DA ENERGIA NA REDE
DIMINUIÇÃO NO CUSTO COM SUBESTAÇÕES E LINHAS DE TRANSMISSÃO	-
ATENDIMENTO MAIS RÁPIDO AO CRESCIMENTO DA DEMANDA	-
RESERVAS DE ENERGIA MAIS PRÓXIMAS AO CENTRO DE CARGA, AUMENTANDO ASSIM A ESTABILIDADE DO SISTEMA.	-
EQUILIBRIO NA BUSCA DE MELHORES TAXAS VARÁVEIS DE CRESCIMENTO DE DEMANDA, REDUZINDO RISCOS ASSOCIADOS AO ERRO DE PLANEJAMENTO [8]	-

Apesar de a GD ter que evoluir bastante e ainda possuir restrições técnicas para conexão da mesma, entende-se que está suficiente madura para participar da matriz energética nacional, até porque já vem sendo aplicada e consolidada em diversos países da Europa, Estados Unidos e Japão. No Brasil também temos exemplos de sucesso, no entanto em sua maioria em sistemas isolados. Desde a década de 1970, a ilha de Fernando de Noronha é abastecida por um sistema híbrido de energia eólica e hidrocarbonetos. Esse sistema existe por necessidade, não para aliviar o sistema elétrico nacional. Outros exemplos: a cidade de Soure, espécie de capital da ilha do Marajó, no Pará; a capital de Santa Catarina, Florianópolis, até pouco tempo um sistema isolado da rede básica, integrado ao SIN no governo Lula; os municípios de Calçoene, Oiapoque, Amapá e Mazagão, no estado do Amapá, ainda sistemas de geração distribuída, tanto em distância como em potência. Divergem do conceito fixado pela legislação brasileira, apenas pelo percentual entregue ao agente distribuidor (acima de 10%), no caso à Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA). Outros tantos exemplos de geração distribuída podem ser encontrados em operação no Brasil, principalmente na região transamazônica.

Por fim, a GD é tendência mundial, alavancada pela redução de custos das tecnologias de geração de menor escala, alinhada com as restrições ambientais impostas às grandes

usinas hidrelétricas e às grandes emissoras de gases de efeito estufa (GEEs). O importante é entender que a GD no Brasil necessita ser incluída no mosaico nacional, porém com caráter complementar, pois para um país tão grande e diversificado não se pode abrir mão de um sistema de intercâmbio de energia, ao qual a região que possui a geração maior que a demanda transmite à região mais necessitada.

1.2. Cenário nacional e mundial

Segundo [9] no ano de 2013 houve um aumento significativo na geração térmica, motivado, principalmente, pela redução da oferta de hidroeletricidade, devido às condições hidrológicas desfavoráveis. Em 2013 esta oferta apresentou decréscimo de 5,4% e impactou no índice de participação de renováveis na matriz elétrica, que caiu de 84,5% em 2012 para 79,3% em 2013. No entanto, com relação ao cenário elétrico, a participação de renováveis representa uma das mais elevadas do mundo, conforme mostrado na Figura 1.

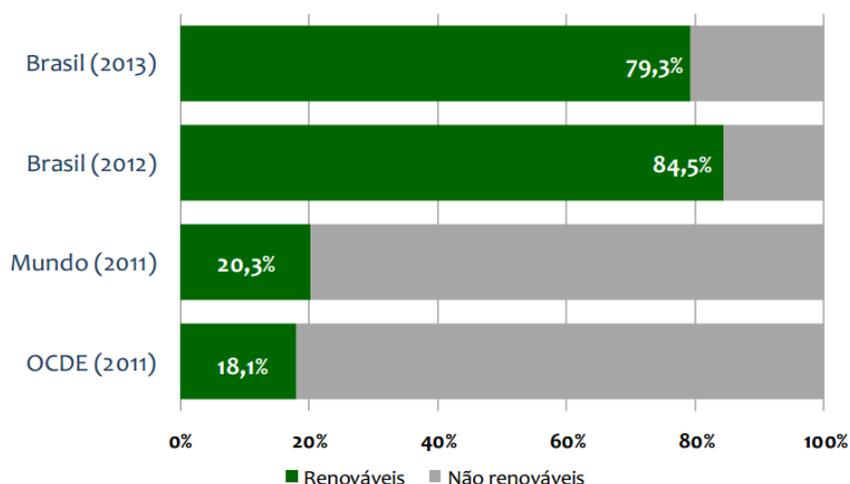


Figura 1 - Cenário Elétrico em 2013 – Fonte: EPE; Agência Internacional de Energia

A energia eólica aumentou sua participação em 30,2% e atingiu em 2013 2.202 MW. Embora esteja ocorrendo uma grande evolução da energia eólica no cenário nacional, conforme mostrado na Figura 2, ainda é possível aumentar a participação desta fonte, pois representa apenas 1,1% da matriz elétrica nacional. A região Sul do Brasil é a região que mais explora este tipo de energia, no entanto o nordeste possui o maior potencial do país.

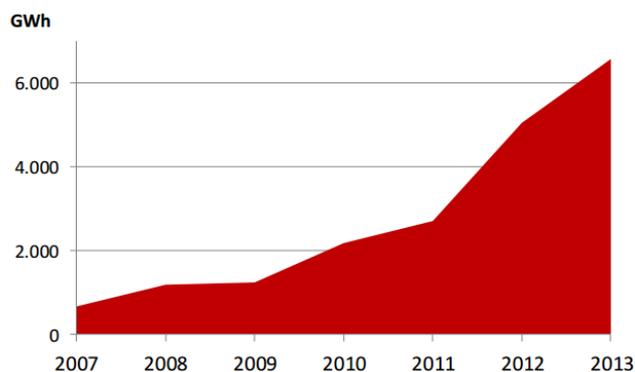


Figura 2 - Evolução da energia eólica - Fonte: EPE

O consumo de eletricidade no Brasil em 2013 apresentou um aumento de 3,6%, com destaque para o setor comercial e residencial. Mas as indústrias ainda são os maiores consumidores, com o consumo de aproximadamente 33,9% da energia, sendo 20,5% deste valor, destinado à eletricidade [9].

Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica [10] atualmente existem 3.152 empreendimentos geradores, sendo desses 1.570, são usinas termelétricas de médio porte, movidas a gás natural, biomassa, óleo diesel, óleo combustível e carvão mineral. Apesar disso, praticamente 70% da capacidade instalada no país, e 74% da energia gerada, são de origem hidrelétrica, contando com 199 empreendimentos de grande porte, 418 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 385 micro usinas hidrelétricas.

Assim, embora o Brasil seja um país de grande diversidade de fontes de energia elétrica e tenha apresentado um crescimento na utilização de fontes alternativas, ainda possui um modelo bastante dependente do seu sistema interligado, baseado principalmente em grandes centrais hidrelétricas, que por sua vez não representam o sistema mais eficiente, pois a conexão à carga ocorre através de grandes linhas de transmissão, o que significa perdas consideráveis. Além disso, a grande dependência de um cenário hidrológico positivo, favorece a adoção de alternativas que fortifiquem o sistema elétrico.

Sendo assim, observando a constante mudança do cenário hidrológico, crescimento da viabilidade econômica e evolução tecnológica, a geração distribuída vem se apresentando como novo paradigma de operação do sistema elétrico [11].

Logo, o crescimento da GD nos próximos anos torna-se inexorável e tem a cada dia atraído mais investidores do setor elétrico, que veem neste novo modelo de negócio, o foco no uso eficiente da energia, gerenciamento da demanda e viabilização de custos

competitivos. Além disso, estima-se um retorno de investimento bem mais rápido do que no modelo tradicional, embora também seja vantajoso para o consumidor, que além de contar com uma maior competição entre empresas, poderá construir e possuir a sua própria infraestrutura de energia, ao menos para grande parte de suas necessidades.

Em contrapartida a grande incerteza com relação ao novo modelo de negócio está na indefinição de como será o sistema de tarifação. Ashley C. Brown, Diretor Executivo da HARVARD UNIVERSITY (EUA), no fórum latino-americano de Smart grid/2013, expôs sua preocupação com a precificação envolvendo a geração distribuída, pois segundo ele na medida em que se reduz o consumo dos clientes que instalam painéis fotovoltaicos, por exemplo, se reduz o volume do mercado cativo da empresa e conseqüentemente se pressiona as tarifas de energia para serem elevadas. Em seguida, discorreu sobre os efeitos dos subsídios cruzados nas tarifas, com a esperada redução do mercado, a tendência é o aumento do custo de conexão, uma vez que a mesma rede irá entregar menores quantidades de energia pela distribuidora e será bidirecional.

Apesar da crescente diversidade de fontes de energia e evolução no conceito de um novo modelo de negócio, baseado na inserção significativa da geração distribuída no sistema elétrico, ainda existem indefinições que geram insegurança nos grandes investidores. Sem falar na necessidade de modernização das instalações, que ainda não estão preparadas para uma mudança em grande escala. Nos EUA, por exemplo, em 2009 foi investido cerca de 4,5 bilhões de dólares americanos na recuperação e reestruturação do setor, com foco nas redes inteligentes, o que representou 99 projetos ligados a sistemas de medição, redução de demanda de pico, redução de custos operacionais e de aumento de confiabilidade de suprimento de energia [12]. Para o plano de 2020, o EUA espera investir bastante para a adoção do modelo de microrredes como forma comercialmente viável e focar nos recursos renováveis distribuídos, realizando um gerenciamento de demanda e veículos elétricos na rede.

Em conclusão, o Brasil ainda precisa evoluir bastante no desenvolvimento de um novo modelo de negócio e investir na reestruturação do sistema, para que o conceito de microrredes seja difundido e se torne preparado para as novas tecnologias, como por exemplo, suprir a demanda extra, relacionada à recarga de veículos movidos à eletricidade.

1.3. Motivação

Conforme vem sendo destacado nos recentes trabalhos relacionados ao estudo das microrredes, a geração elétrica utilizando fontes renováveis e mesclando outros tipos de geração de maneira descentralizada, contribui para o fortalecimento dos blocos regionais de geração e consumo.

O sistema baseado em grandes centros de geração interligados possui suas vantagens. Entretanto, com o crescimento da demanda surge a necessidade de adotar alternativas que controlem o grande investimento demandado para ampliação desses sistemas. Além disso, a grande dependência do clima nas regiões onde estão localizados os geradores e as grandes perdas ocorridas no sistema de grande porte, favorecem a adoção de um novo modelo.

Com a aplicação de pequenos centros, a energia pode ser gerada próxima ao ponto de consumo e assim evitar desperdício, aumentar a eficiência e confiabilidade do sistema.

Na Ilha do Fundão localiza-se um centro de referência em estudos multidisciplinares de engenharia, a COPPE e a ilha também possui um arranjo que favorece ao experimento de uma microrrede, pois possui diversos artifícios que possibilitam realizar manobras para manter a distribuição de energia homogênea. Outro ponto favorável ao estudo proposto foi a observação da crescente carga do sistema elétrico da Ilha do Fundão, ao qual vem passando por algumas ampliações e mesmo assim vem mostrando alguns problemas estruturais que muitas vezes significam comprometimento do suprimento de cargas.

Como motivação adicional para o estudo de redes que envolvam fontes limpas de geração de energia, destaca-se o engajamento de alguns órgãos internacionais para reduzir a emissão de gases poluentes. Um exemplo relativamente recente é o Fundo verde, que é uma entidade operacional de mecanismo financeiro da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima e tem como objetivo mobilizar recursos para ajudar os países em desenvolvimento a minimizar os impactos no aquecimento global.

A entidade é financiada por governos nacionais e fundos privados, administrados por organizações multilaterais como o Banco Mundial e teve início em 2010 durante a Conferência do Clima da ONU em Cancún (COP-16).

Além do Fundo Verde internacional, recentemente na ilha do Fundão um projeto também intitulado de Fundo Verde da UFRJ está investindo em projetos de infraestrutura sustentável nos setores de geração e racionalização do uso de energia. Este projeto é fruto de uma parceria entre a UFRJ, Light e Governo do estado e utiliza recursos oriundos da isenção de ICMS na energia comprada pela Ilha do Fundão, de acordo com o decreto estadual N° 43.903/2012

Sendo assim, por esses motivos, considerou-se a Ilha do Fundão como um bom cenário para estudar uma pequena rede de geração, buscando aumentar a confiabilidade do sistema e levantar pontos questionáveis em sua aplicação.

1.4. Objetivo

O presente trabalho tem como objetivo avaliar a implantação de geração distribuída na Ilha do Fundão, levantando hipóteses de sistemas e analisando dois aspectos principais:

- a) Viabilidade econômica
- b) Viabilidade técnica

Com base nas simulações, foram realizadas análises técnicas e econômicas de maneira a encontrar o modelo mais viável de geração para o cenário proposto e para alcançar este objetivo as seguintes premissas foram adotadas:

- Cargas baseadas em um levantamento de dados realizado em 2009 [16].
- Para a análise econômica os dados de carga hora a hora foram manipulados de maneira a obter um valor médio da carga levantada, respeitando o perfil de demanda da UFRJ.
- O sistema foi analisado economicamente como se fosse um nó, sem levar em consideração as perdas nas linhas e a rede elétrica [14].
- Os dados de velocidade do vento e radiação solar são dados reais retirados de um programa do CEPEL após adicionadas as coordenadas geográficas da Ilha do Fundão adquiridas no Google Earth [17].

- Toda a análise técnica foi realizada no Simulight que utiliza o método Newton-Raphson para a solução do fluxo de potência, a regra trapezoidal implícita na solução das EDO's.

A proposta do trabalho é analisar a viabilidade de algumas fontes de energia dentro do sistema da Ilha do Fundão e encontrar o arranjo mais viável a ser implementado. Após escolher a topologia do sistema, propõem-se submetê-lo a contingências naturais do sistema elétrico e observar o comportamento das variáveis, com o objetivo de verificar a solidez do modelo adotado e quando necessário, mapear as ações que mitiguem o comportamento indesejado.

1.5. Estrutura da dissertação

Este trabalho apresenta-se dividido em duas partes principais: Análise econômica e Análise técnica.

Na Análise econômica são abordadas algumas hipóteses de configuração da geração distribuída e são avaliados os custos relacionados. Entre os sistemas propostos varia-se principalmente o insumo utilizado para a geração de energia elétrica e a conexão com a rede externa, de maneira a encontrar o sistema mais viável e mais adequado para suprir a demanda.

Utilizou-se o software HOMER Energy [14] para a análise econômica e testou-se a configuração do sistema utilizando geração à óleo diesel, geração à gás e geração à biomassa, estando estes sistema conectados à rede ou não.

Na análise técnica, a partir do ponto ótimo alcançado através da análise econômica, algumas contingências são simuladas com o objetivo de verificar o comportamento das variáveis elétricas, constatar se há perda de sincronismo e adotar modificações que mitiguem eventuais problemas que causem danos ao sistema.

Na análise técnica utilizou-se o software Simulight [15] para a análise técnica e testou-se o sistema realizando contingência, tais como ilhamento devido a um curto na barra de entrada, manutenção de um dos transformadores principais e perdas repentinas de cargas.

2. Metodologia

2.1. Quanto à abordagem textual

A metodologia utilizada neste trabalho pode ser classificada como um estudo de caso, onde foi adotado como caso base o sistema elétrico da Ilha do Fundão e foram propostos diversos arranjos de fontes de energia para uma análise econômica e uma análise técnica.

A opção pelo método de estudo de caso foi realizada por este permitir uma abordagem comparativa e melhor se adequar a proposta do trabalho.

Este trabalho busca seguir algumas características gerais de um estudo de um caso [13]: 1) ser significativo abordando temas teóricos importantes e concluindo com sucesso o estudo pretendido; 2) ser completo buscando demonstrar evidências relevantes e o esforço do pesquisador; 3) considerar perspectivas alternativas; 4) Exibir evidências suficientes para atingir o que foi pretendido ilustrar; 5) ser atrativo com redação clara e interessante.

No capítulo 3, são expostos os experimentos realizados no software e a análise econômica ocorre através da comparação dos resultados para os tipos de geração de energia propostos, objetivando encontrar o sistema mais viável e mais confiável possível. É realizada também uma explanação de como foram modelados os componentes do sistema.

A abordagem adotada no capítulo 4 é similar a do capítulo 3, no entanto não caracteriza uma abordagem comparativa e sim uma abordagem hipotética, que busca levantar problemas habituais de um sistema elétrico, para serem resolvidos da maneira mais eficaz possível, objetivando preparar o sistema para que as perturbações não causem perda de estabilidade.

A conclusão mostrada no capítulo 5 expõe pontos importantes que foram constatados após a realização dos experimentos relatados nos capítulos anteriores.

2.2. Quanto às ferramentas utilizadas

Na realização deste trabalho foi necessária a utilização de alguns softwares, aos quais significaram primordiais ferramentas para simulação, conseqüente observação e análise do comportamento do sistema. Os softwares utilizados foi o Simulight e o Homer Energy, aos quais terão um breve resumo de seu funcionamento descrito a seguir.

O Homer Energy

Conforme apresentado em [14], o Homer é um software que possui um modelo de otimização que ajuda na tarefa de avaliar a viabilidade de projetos de pequenas redes, conectadas ou não à rede externa (Sistema Nacional).

Através da variedade de aplicações disponíveis no software, é possível testar diversas configurações e tornar mais fácil a tomada de decisão quanto o tipo de tecnologia a utilizar na montagem da rede, o tamanho dos equipamentos que serão utilizados e qual o investimento necessário para o empreendimento.

Para utilização do software são necessárias entradas de dados referentes a disponibilidade de recursos naturais, preço de insumos, serviços e configurações do consumo das máquinas utilizadas. Dessa forma, o software simula diversas configurações que variam a combinação de componentes.

O HOMER simula o funcionamento de um sistema, fazendo cálculos do balanço de energia para cada uma das 8760 horas em um ano. O software realiza a procura elétrica da energia que o sistema pode fornecer neste instante e calcula o fluxo de energia a partir de cada componente do sistema. Para os sistemas que incluem baterias ou geradores à combustível, o software decide também como operar os geradores e se deve carregar ou descarregar as baterias.

Os cálculos do balanço de energia são realizados para cada configuração do sistema que é decidido considerar e então são apresentadas as configurações mais viáveis, ou seja, as que podem atender a demanda elétrica nas condições especificadas, apresentando o custo de instalação e operação do sistema ao longo do tempo de vida do projeto.

Para mais informações sobre o software Homer Energy ver Apêndice C.

O Simulight

Conforme apresentado em [15], o programa Simulight é um software para avaliação do desempenho dinâmico de sistemas de energia elétrica, compreendendo os segmentos de geração, transmissão, sub-transmissão e distribuição, com a presença de geração distribuída conectada aos segmentos de sub-transmissão ou distribuição. O programa é particularmente adequado ao estudo da resposta dos sistemas a grandes perturbações (curtos-circuitos, desligamentos de linhas de transmissão, etc.), com vistas a testar a manutenção do sincronismo após esse tipo de distúrbio.

Possui também, um módulo de análise em regime permanente (fluxo de potência), o qual pode ser utilizado de forma independente, ou para gerar condições iniciais para o módulo de desempenho dinâmico. O Simulight foi desenvolvido utilizando a técnica de Modelagem Orientada a Objetos e codificado em linguagem C++.

O software apresenta uma integração entre o fluxo de potência (análise estática) e estabilidade transitória (análise dinâmica) numa mesma interface gráfica com acesso a um único banco de dados. Além disso, é capaz de simular diversas ilhas elétricas que surjam ou desapareçam ao longo de uma simulação no tempo.

3. Análise de viabilidade econômica

A implantação da geração distribuída na Ilha do Fundão, provavelmente trará melhorias quanto a distribuição de energia e confiabilidade do sistema, no entanto existem questionamentos a serem respondidos: Será que a implantação de GD é viável economicamente? Será que nesta localidade os recursos naturais favorecem a adoção de geradores por fontes renováveis? Qual seria a fonte de geração mais viável?

Neste capítulo serão apresentadas algumas análises econômicas com a finalidade de mapear o melhor sistema a ser utilizado e identificar se existe ou não viabilidade econômica na implantação deste.

Este trabalho adotou como ponto inicial de análise a utilização de um sistema formado por geração eólica, solar e um terceiro tipo de geração que durante o estudo irá alternar o tipo de combustível utilizado.

Para as simulações foi utilizado o software Homer Energy, onde o padrão de moeda utilizada é o dólar, portanto foram adotados os seguintes valores para o câmbio:

1 dólar = 2 reais.

3.1. Dados do sistema

Os dados do sistema elétrico foram baseados no trabalho de conclusão de curso de graduação em Engenharia Elétrica (DEE – UFRJ) do Wellington Luiz Leite da Rocha [16].

3.1.1. A carga

A carga considerada no trabalho de referência [16] baseou-se em um valor médio de potência, calculado no ano de 2009 e fornecido pela empresa Light. O fator de potência foi obtido indiretamente a partir dos valores médios de potência ativa e reativa.

Para a análise econômica, foram desconsideradas as cargas “externas” à UFRJ, tais como CEPEL, CENPES, LDS 4286, LDS 4304 e LDS 33432, conforme apresentado na Tabela 2.

Uma atualização da carga poderia ter sido utilizada, com base nos aumentos médios de demanda até o presente, porém optou-se pela utilização dos dados mais confiáveis do ano de 2009.

Tabela 2 - Consumo das unidades da Ilha do Fundão

CONSUMO MENSAL DAS UNIDADES DA ILHA DO FUNDÃO NO ANO DE 2009					
Nº BARRA	SIGLA	NOME	Pmed (kW)	Qmed (kVAr)	Fpmed
58	ALO	ALOJAMENTO	158	146	0,734
40	REI	REITORIA E CLA	894	873	0,716
19	PREF	PREFEITURA	425	411	0,719
38	ZSI	ZONA DE SERV. INDUSTRIAIS	149	143	0,723
51	CCS	CENTRO DE CIÊNCIAS E SAÚDE	3916	3733	0,724
44	HU	HOSPITAL UNIVERSITÁRIO	2797	2782	0,709
46	IPPMG	INSTITUTO DE PERICULTURA E PED.	466	450	0,719
57	EEFD	ESCOLA DE EDUCAÇÃO FÍSICA	199	187	0,729
29	COPPE	LABORATÓRIO COPPE	450	455	0,703
66	LABCOR	LABORATÓRIO DE CORROSÃO	161	155	0,720
21	CT	CENTRO DE TECNOLOGIA	5298	5212	0,713
25	LETRAS	FACULDADE DE LETRAS E ARTES	485	450	0,732
23	CCMN	INSTITUTO DE GEOCIENCIA E NCE	1367	1293	0,726
31	PXIS	POLO DE XISTOQUIMICA	81	76	0,728
35	COPPEAD	COPPEAD	289	270	0,731
69	RU	RESTAURANTE UNIVERSITÁRIO	181	176	0,716
TOTAL			17.316	16.812	0,72
			24.134,77		

Como o Homer trabalha a partir de dados horários de carga, foi necessário manipular os valores de demanda para cada hora do dia, de maneira a obter um valor médio que respeite o valor exposto na Tabela 2.

Nesta manipulação dos dados, inicialmente não foi considerada sazonalidade anual e o perfil de carga respeitou as características de um dia típico de verão, conforme mostrado na Figura 3, que representa a curva de demanda do CT, levantada em um estudo recente realizado pela COPPE.

Com isso, foram obtidos os perfis de distribuição de carga da Figura 4 e Figura 5, onde a demanda é ascendente a partir das 6h, descendente a partir das 16 h e possui sua maior demanda por volta das 12h.

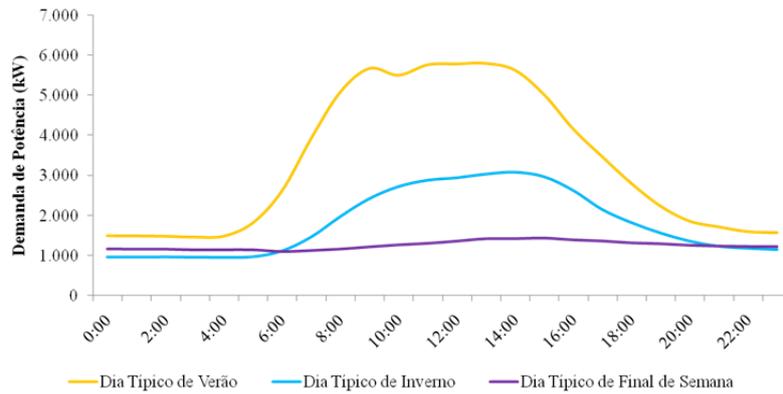


Figura 3 - Curva de demanda do CT

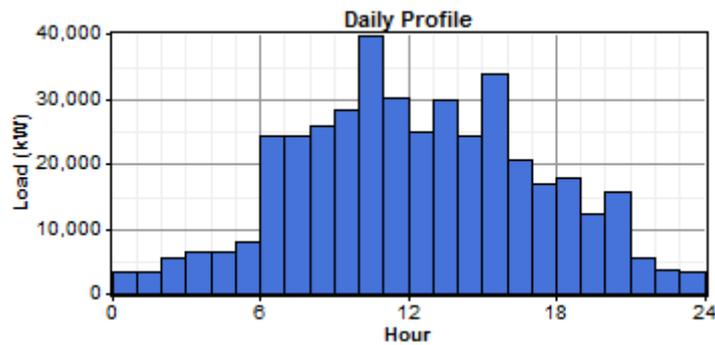


Figura 4 - Distribuição horária de carga

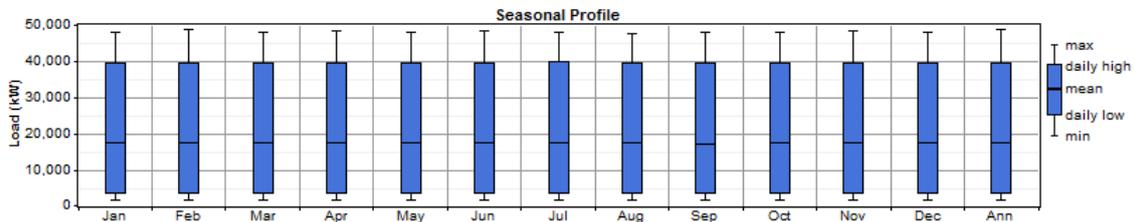


Figura 5 - Distribuição mensal de carga

3.1.2. Geração eólica

Na análise da viabilidade do sistema alternativo de geração é essencial a consideração dos dados do potencial de geração da fonte escolhida. Neste caso, foram utilizados dados reais de velocidade do vento de regiões próximas à Ilha do Fundão.

O software utilizado para simulação requisita registros de dados referentes à disponibilidade de recursos naturais e também os dados de custo de implantação do sistema. O levantamento dos dados de disponibilidade baseou em pesquisa na rede de internet, onde em [17] foi encontrado o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro e disponibilizada uma pesquisa por coordenada geográfica. Por conseguinte, com a

inserção das coordenadas retiradas do Google Earth foram obtidos os dados da média mensal de velocidade do vento, divididos em períodos de três meses. Na Figura 6 é possível observar esses dados:

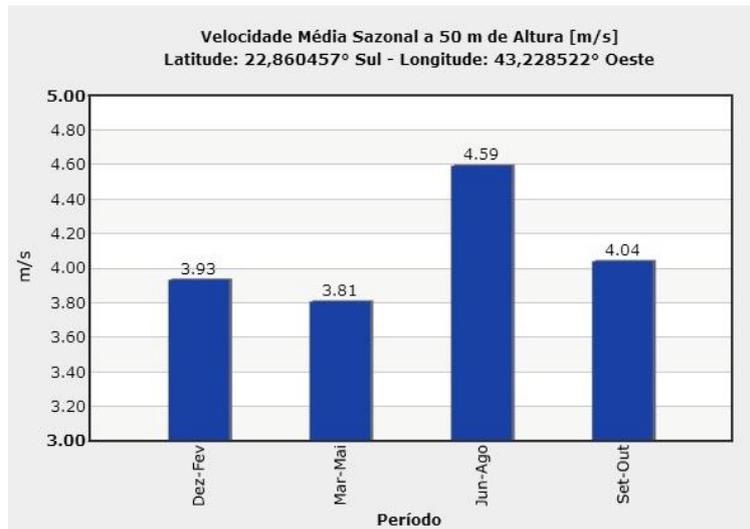


Figura 6 - Média trimestral de velocidade do vento na Ilha do Fundão

O software Homer necessita de inserção de dados horários de velocidade do vento ou médias mensais inseridas manualmente, com o intuito de facilitar a entrada de dados, foi escolhida a segunda opção baseado na Figura 6 e obtido o cenário mostrado a Figura 7.

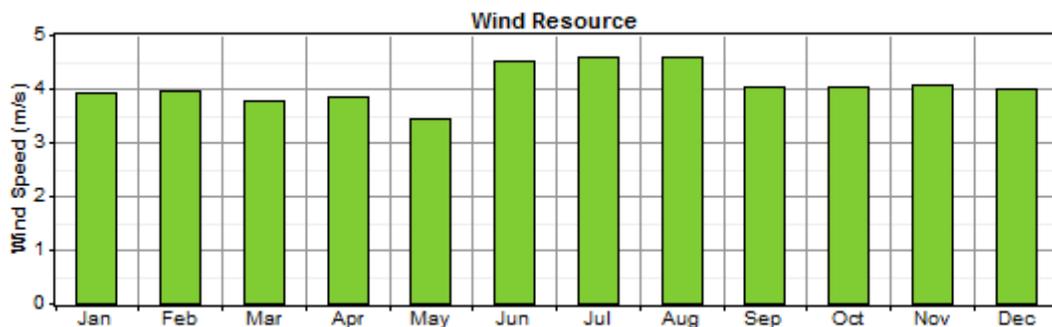


Figura 7 - Distribuição mensal de velocidade do vento

Para a distribuição de Weibull, utilizou-se um fator de forma (k) igual a 2, o que significa uma distribuição em torno da velocidade média do vento, ou seja, este fator é tipicamente escolhido no intervalo de valores entre 1 a 3, onde para a maioria das aplicações, o valor adotado é 2. Para uma dada velocidade do vento, um fator de forma pequeno indica uma distribuição relativamente larga das velocidades do vento em torno da velocidade média, enquanto que um fator de forma elevado indica o contrário.

A seguir, na Figura 8 temos exemplos de distribuição de Weibull para diferentes velocidades adotando o fator $k = 2$.

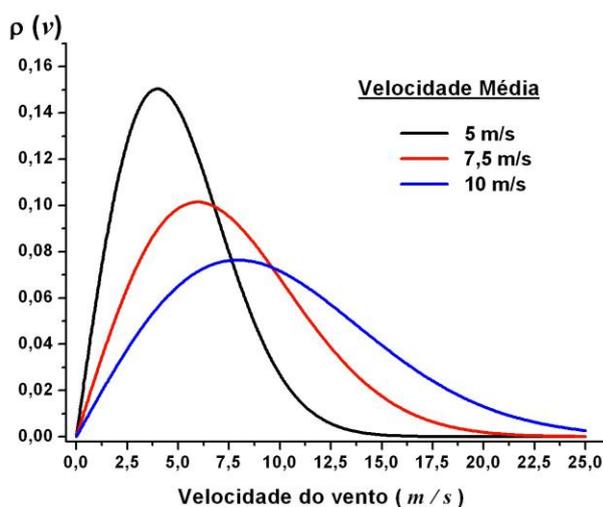


Figura 8 - Distribuição de Weibull

O custo do sistema eólico foi cadastrado segundo [18], que expõe que o custo médio de implantação do sistema eólico no Brasil é de US\$ 1.300,00 por kW instalado, dessa forma este valor foi adaptado para as dimensões do sistema.

Para o custo de substituição de equipamentos foi adotado o valor de aproximadamente 92% do valor de custo de implantação, tendo estes uma vida útil de aproximadamente 25 anos. Para o custo de manutenção foi adotado o valor de US\$ 84,7/MWh [18].

O modelo de Turbina escolhido foi PGE25 da Energie PGE, pois foi o que melhor se adaptou à disponibilidade de recursos naturais na localidade estudada, utilizando o modelo de curva exposto na Figura 9.

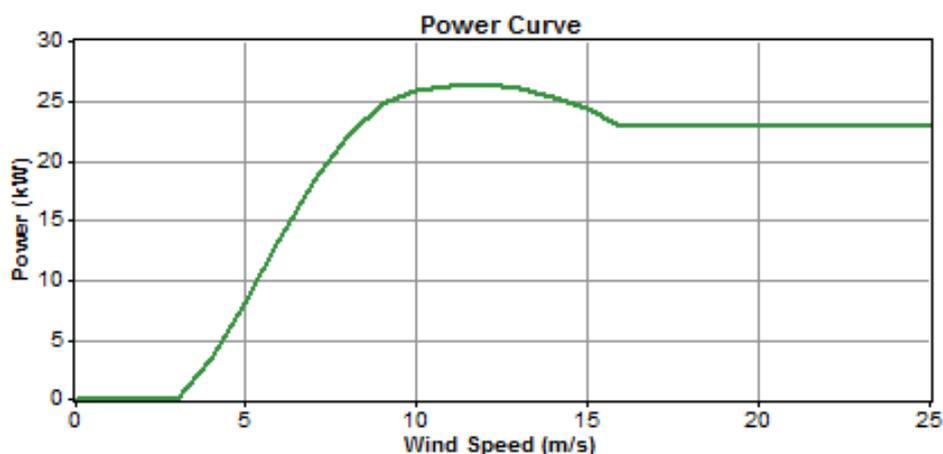


Figura 9 - Curva de operação do gerador eólico

Na Figura 10 é possível constatar a configuração de custo de acordo com a quantidade de geradores do arranjo.

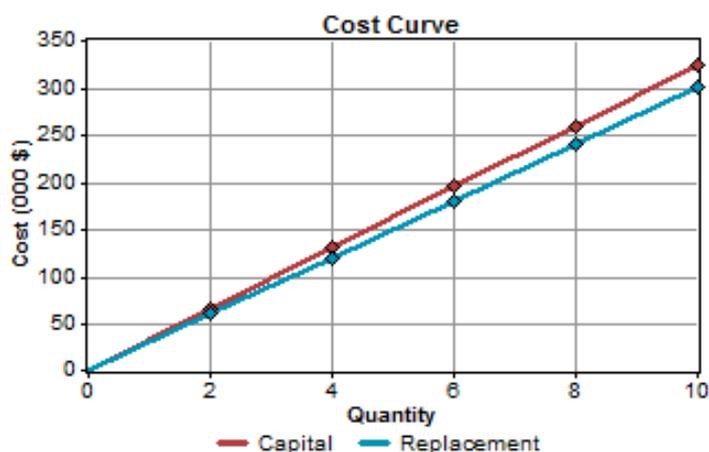


Figura 10 - Curva de custo dos geradores eólicos

3.1.3. Geração solar

Para a configuração do sistema de geração solar foi suposto um sistema de placas fotovoltaicas que totalizam 100 kWp de potência instalada, com geração em corrente contínua e vida útil de aproximadamente 25 anos.

O cadastro da geração solar no software foi realizado em duas etapas, uma que dispõe o cenário de radiação solar na Ilha do Fundão e outra que contempla o cadastro das configurações de custo das placas fotovoltaicas.

Sendo assim, conforme realizado com os dados do potencial eólico, os dados de radiação solar também foram obtidos em uma pesquisa em [17], onde com a inserção das coordenadas geográfica foi possível obter a média de radiação mensal nas proximidades do local desejado. Na Figura 11 é possível verificar o comportamento da incidência de raios solares nas proximidades da Ilha do Fundão ao longo do ano.

Nos experimentos foram utilizados os dados correspondentes à cidade de Niterói, que são representados no gráfico de cor verde mostrado na Figura 11 e foram escolhidos, pois, entre os dados disponibilizados para determinadas cidades, esta foi a localidade que apresentou maior proximidade com a ilha do Fundão.

Latitude: 22.860457° Sul
 Longitude: 43.228522° Oeste

#	Município	UF	Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Radiação diária média [kwh/m².dia]													
						Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
<input checked="" type="checkbox"/>	Rio de Janeiro (Santa Cruz)	RJ	22.902777°S	43.207500°O	5,2	5,86	5,67	5,22	4,06	3,83	3,22	3,78	4,06	4,22	4,86	5,28	5,61	4,64	2,64
<input checked="" type="checkbox"/>	Rio de Janeiro (Jardim Botânico)	RJ	22.975543°S	43.230392°O	12,8	4,61	4,61	3,81	3,28	2,81	3,22	3,78	4,08	4,02	4,22	5,06	4,81	4,03	2,25
<input checked="" type="checkbox"/>	Niterói	RJ	22.883333°S	43.103611°O	13,1	5,33	5,22	5,11	4,22	3,42	2,92	3,22	4,03	5,08	4,75	5,61	5,53	4,54	2,69

Marque as caixas de seleção para atualizar a visualização das curvas de radiação no gráfico.

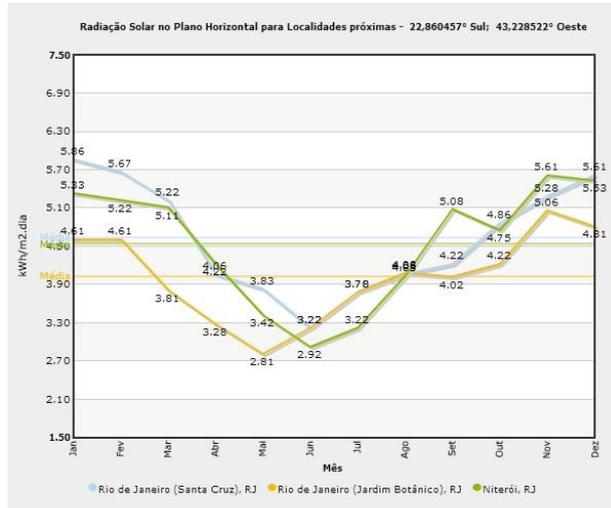


Figura 11 - Potencial solar em regiões próximas do Fundão

O cadastro dos dados no Homer retornou o perfil de radiação mostrado na Figura 12, que apresenta a mesma configuração de dados da Figura 11.

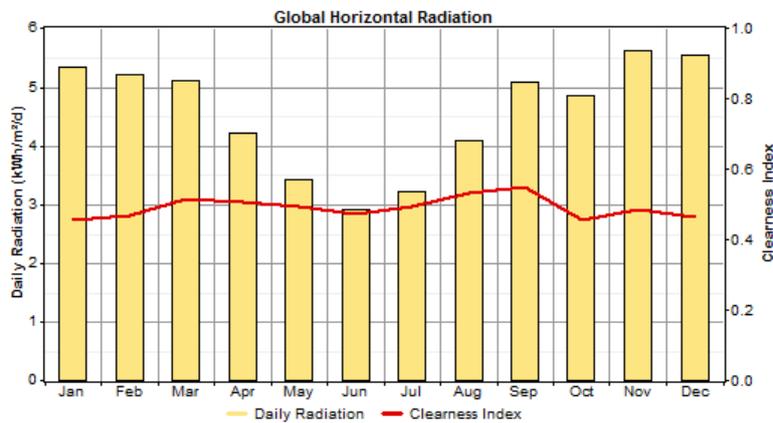


Figura 12 - Distribuição mensal de radiação solar

Baseando-se em pesquisas realizadas na rede de internet e valores divulgados em [19], chegou-se a um custo aproximado de R\$ 5.000,00/kW para a geração solar. Considerou-se como custo de manutenção 1% do valor de instalação do sistema. Logo, os dados inseridos no Homer foram os seguintes:

Custo de implantação: U\$ 2,500.00/kW

Custo de substituição: 90% do custo de implantação

Custo de manutenção: U\$30,00/kW/ano

3.1.4. Bateria/Inversor

Para completar o sistema foi adicionado um sistema de baterias do modelo Hoppeck 24 OPzS 3000, sendo este o modelo disponível no manual do Homer que melhor se adaptou à configuração do sistema. Inicialmente, foi criado um banco com 64 células e capacidade nominal de 3.000 Ah que apresenta a curva de capacidade da Figura 13 e capacidade x temperatura da Figura 14.

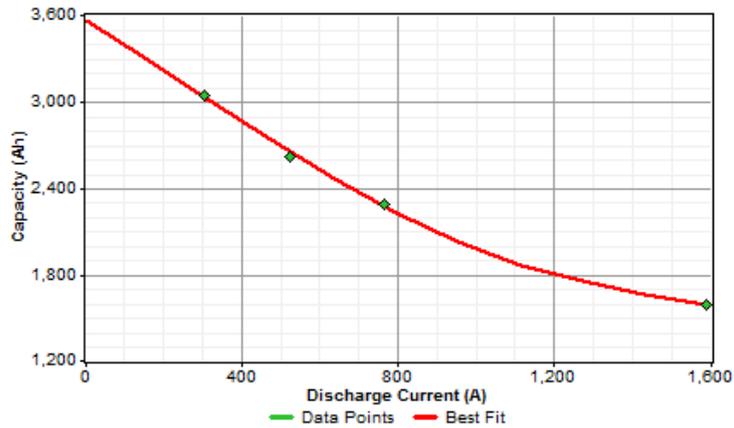


Figura 13 - Curva de capacidade da bateria

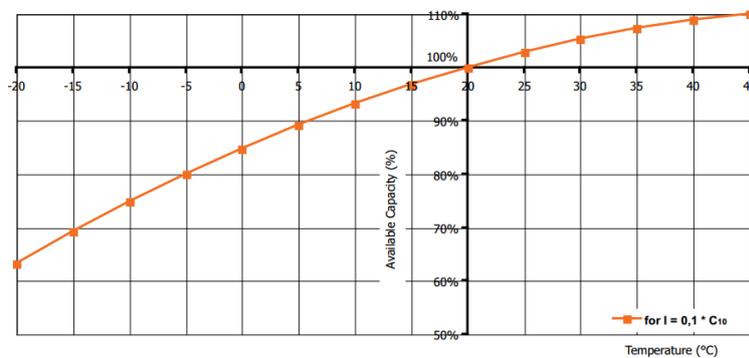


Figura 14 - Gráfico capacidade da bateria x temperatura

Os seguintes dados de custo foram inseridos:

Custo de implantação: U\$ 360,00

Custo de substituição: U\$ 360,00

Custo de manutenção: U\$25,00/ano

3.2. Experimentos

Depois de concluída a modelagem inicial dos componentes do sistema, foi iniciado o processo de simulação considerando apenas a geração eólica e solar como fonte de suprimento. Assim, observou-se a não convergência do caso, uma vez que foi identificado que os recursos naturais disponíveis não eram suficientes para gerar a energia necessária para suprir toda a carga demandada.

Logo, com a verificação da impossibilidade de gerar energia suficiente apenas com recursos eólico e solar, decidiu-se incluir uma possibilidade adicional. Dessa forma, a seguir serão apresentados os sistemas que foram testados e as modificações que foram adotadas ao longo dos experimentos.

3.2.1. Sistema 1: Geração a Diesel

Inicialmente, testou-se o sistema a óleo Diesel, tendo esta capacidade de até 70 MW. Em seguida, foi cadastrado um custo de geração de U\$ 1000/kW [18], um custo de operação e manutenção de U\$ 0.0138/hr, em torno de 1% do valor de implantação a cada mês, com um consumo de 0,25 L/hr/kW, baseado em consumos médios de geradores de mesmo tipo, vida útil de 30.000 horas e valor de substituição de peças igual a 80% do valor de compra. O preço considerado para o óleo Diesel foi de U\$ 0,9/L de acordo com o valor médio dos anos de 2010 a 2012 [20].

Com a definição dos parâmetros, a simulação foi realizada e obteve-se como melhor custo o sistema composto por todas as fontes geradoras disponíveis, ou seja, eólica, solar, geração a diesel e conjunto de baterias. Neste arranjo, o custo com operação e manutenção foi de aproximadamente U\$ 7.366.253,00/ano e um custo presente líquido (NPC), levando em consideração 25 anos de funcionamento dos equipamentos, foi de aproximadamente U\$ 903.640.896,00.

Na Figura 15 e na Figura 16 é possível observar a distribuição de custo do sistema, onde a maior valor relaciona-se ao gerador a diesel, tendo como fator mais significativo o gasto com combustível.

Na Figura 16 constata-se o custo anual de U\$ 70.688.856,00, que representa uma divisão de todo o custo ao longo da vida útil dos equipamentos dividido por ano.

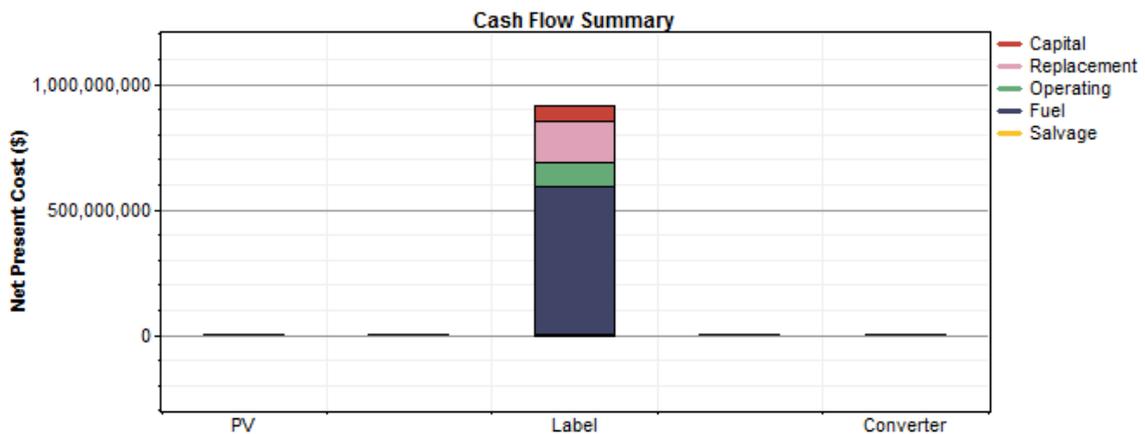


Figura 15 - Distribuição de custo Total

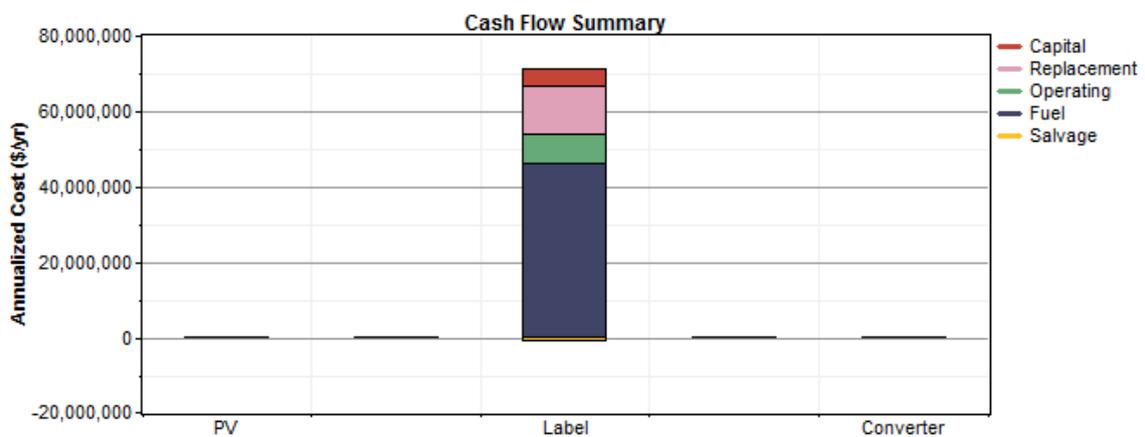


Figura 16 - Distribuição anual de custo

O segundo valor mais significativo relaciona-se coma a substituição de equipamentos, seguido pelos gastos com operação e manutenção. Assim, entende-se que o sistema pode ser otimizado, buscando outras fontes de geração que sejam mais baratas do que o Diesel.

Na Figura 17, é possível observar que o termogerador supre praticamente toda demanda.

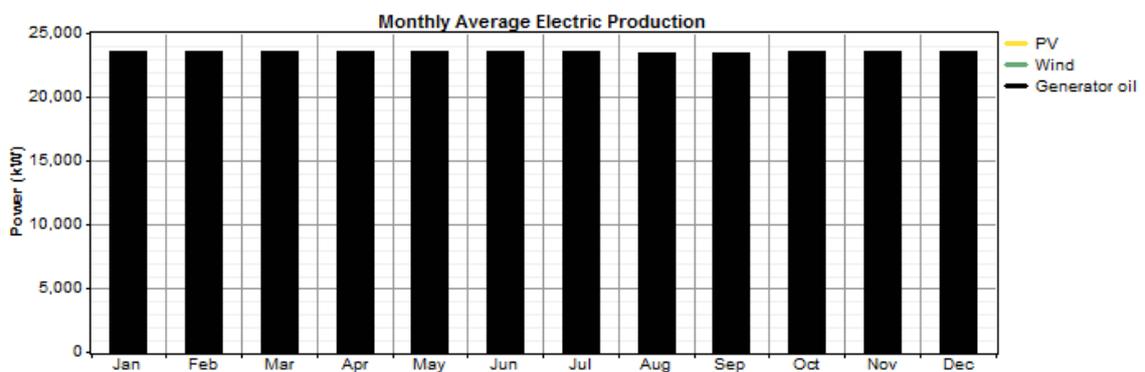


Figura 17 - Despacho de Potência

Embora a participação mais significativa da geração térmica seja mais evidente, o sistema ótimo encontrado compõem-se de 2 geradores eólicos de 25 kW, Painéis solares com até 100 kWp e termogerador a óleo diesel de 60 MW.

O ponto de operação encontrado pelo software pode ser verificado na Tabela 3.

Tabela 3 - Distribuição da Geração

Fonte	Pot.[kWh/ano]	%
Ger. Solar	140.286	0
Ger. Eólico	99.787	0
Ger. Óleo	206.226.208	100

Ademais, outro ponto a ser considerado é a poluição, que se contrapõe ao sistema a óleo Diesel, sendo este bastante poluente, apresentando para o caso estudado uma estimativa de emissão de cerca de 335.118 toneladas de monóxido de carbono em um ano de operação. Na Tabela 4 verifica-se a estimativa de emissão de poluentes para o sistema.

Tabela 4 - Emissão de Poluentes – Geração à Diesel

Poluente	kg/ano
Dióxido de carbono	135.765.376
Monóxido de carbono	335.118
Hidrocarbonetos não combustíveis	37.121
Material particulado	25.263
Dióxido de enxofre	272.641
Óxidos de Nitrogênio	2.990.280

3.2.2. Sistema 2: Geração a Biomassa

Haja vista que o sistema testado é um sistema muito poluente, acredita-se na possibilidade de melhorar o investimento e que alguns geradores estão dimensionados com capacidade nominal significativamente acima da possibilidade de geração, foi proposto o teste de um novo sistema.

Neste novo arranjo os equipamentos foram escolhidos de maneira mais robusta, além disso, foi realizada a substituição da geração a Diesel por outra a biocombustível.

A biomassa escolhida para ser testada foi o bagaço de cana, com o custo médio de R\$ 120,00/tonelada [21]. Outrossim, vislumbrando a possibilidade de compra deste recurso

de Campos dos Goytacazes, foi considerada a disponibilidade de recurso conforme mostrado na Figura 18.

Para uma unidade de geração deste tipo, foi considerado um custo de implantação de US\$1.100,00 por kW[18] e um consumo aproximado de 4 kg/h/kW de biomassa para gerar energia [22]. Além disso, para este tipo de geração foi considerada a mesma vida útil do caso anterior 30.000 horas.

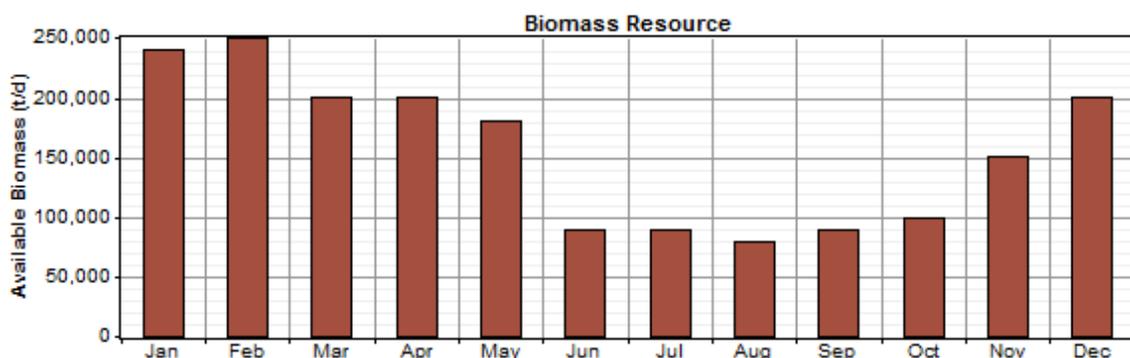
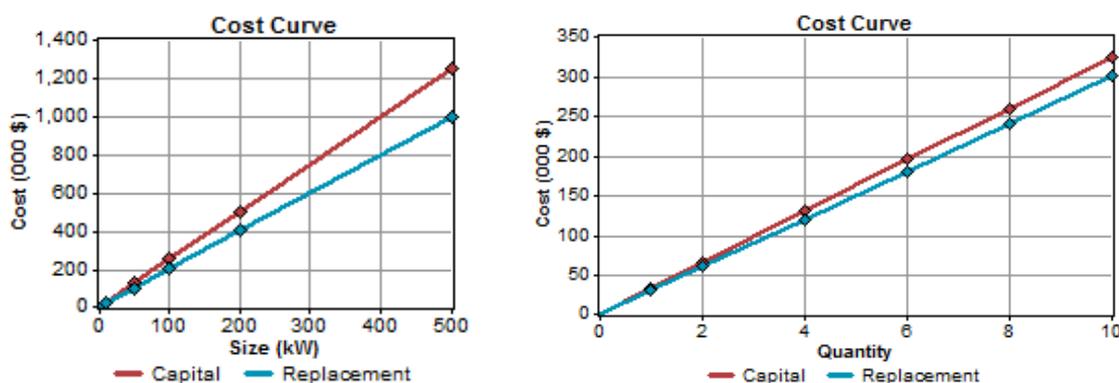


Figura 18 - Disponibilidade de Biomassa tipo bagaço de cana

Para as fontes eólica e solar, com relação ao custo, foram disponibilizados os parâmetros mostrados na Figura 19.



Painel Fotovoltaico com até 500 kWp Até 10 geradores com capacidade de 25 kW

Figura 19 - Curvas de custo das gerações fotovoltaica e solar

Para esta configuração, entendeu-se como necessário o teste considerando um número de células de baterias, tendo em vista que é preciso considerar a disponibilidade da biomassa, pois também há sazonalidade de recursos devido à safra da cana de açúcar.

Logo, com o sistema ajustado, o ponto ótimo foi alcançado praticamente sem alternância de fontes, onde novamente o maior responsável pelo suprimento do sistema foi o termogerador, que mesmo com o custo elevado se sobressaiu sobre as demais fontes, pois a geração eólica foi identificada como fonte sem viabilidade devido a pouca disponibilidade de vento na região.

Assim, por conseguinte constatou-se um custo ajustado a um sistema que tem um panorama energético disponível bem limitado, pois nem todas as fontes testadas tem condição participar de maneira significativa, conforme mostrado nas figuras 18, 19 e 20.

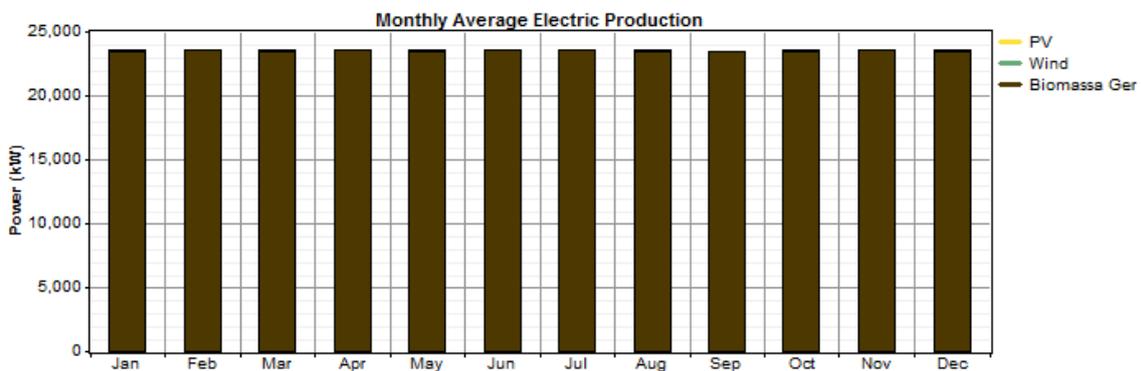


Figura 20 - Média mensal de distribuição de potência

Na Figura 20 percebe-se que a geração a energia eólica e os painéis fotovoltaicos estão com uma participação praticamente inativa, significando que juntos são responsáveis por suprir aproximadamente 60 kW. Por outro lado, conforme esperado, o gerador a biomassa assume a maior parte da carga e a maior parte do custo, o que torna o sistema com custo ótimo maior que do que o sistema a óleo. Além disso, o sistema apresentou necessidade de maior investimento por possuir um maior custo para implantação do sistema, principalmente por ser um sistema mais complexo que necessita de caldeira.

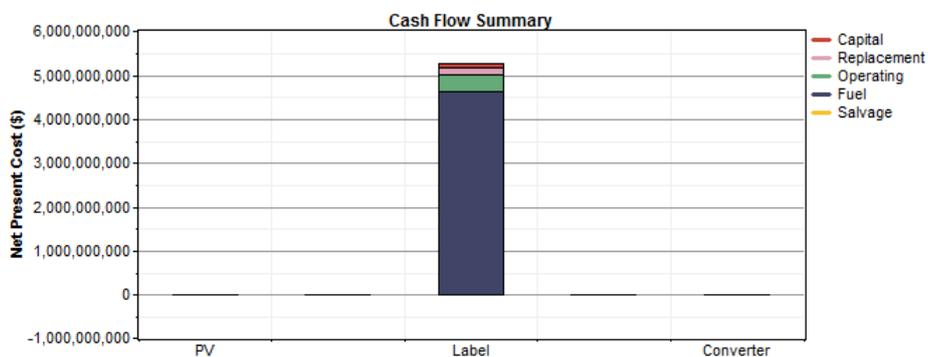


Figura 21 - Distribuição Geral de custo

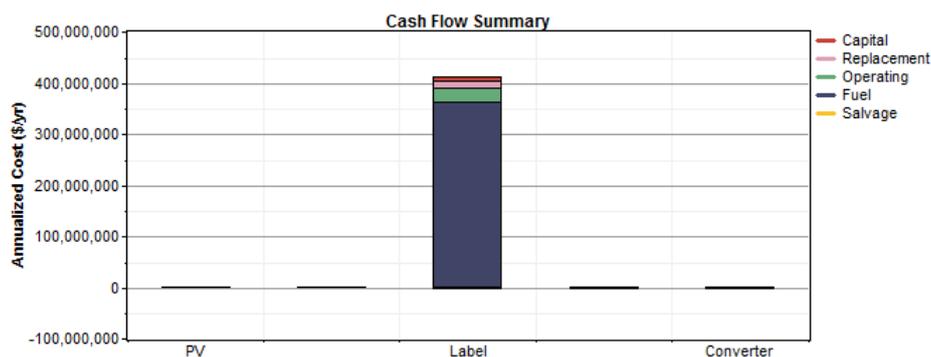


Figura 22 - Distribuição anual de custo

Desta maneira, o sistema com geração por bagaço de cana apresentou um custo anual de U\$ 77.284.864,00 e custo presente líquido, para o horizonte de funcionamento de 25 anos, no valor de U\$ 987.959.936,00, que corresponde a aproximadamente 9,3% mais caro que o sistema com gerador a Diesel.

Sendo assim, a utilização do bagaço de cana também apresentou um custo de implantação elevado e mostrou um custo alto na aquisição do combustível, ocasionado pelo seu alto valor e também pelo fato de possuir uma baixa eficiência (4 kg/h/kW). Além disso, a complexidade do sistema também favorece um alto custo de implantação.

Portanto, conclui-se que o sistema com geração a partir do bagaço de cana não é vantajoso para a dimensão necessitada, e a melhoria do sistema pode ocorrer utilizando uma fonte com custo de implantação, operação e manutenção mais barata e um menor valor do insumo.

A grande vantagem na utilização desses sistemas esta ligada à cogeração, onde é possível aproveitar o vapor gerado tanto no processo de fabricação quanto na geração de energia. Logo, em uma indústria de cana-de- açúcar, onde o bagaço não representa um custo adicional e sim uma sobra do processo, ocorre uma redução considerável no custo total e assim as vantagens são mais evidentes. Por outro lado, no caso estudado a compra de insumo significou 66% do custo total, o que tornou o sistema mais caro que o anteriormente testado.

A seguir, na próxima seção, serão apresentados os testes considerando a geração a gás, também possibilitando uma conexão com a rede, a fim de comparar os resultados.

3.2.3. Sistema 3: Geração a Gás

Objetivando encontrar um sistema de Geração que possua o menor custo possível, testou-se um sistema similar, apenas considerando um gerador a gás substituindo o gerador por biomassa, devido ao seu razoável valor de investimento inicial e menor custo de insumo.

Para configuração da geração a gás, foram aplicados os seguintes dados:

- Custo de Implantação de U\$ 400.00/ kW
- Gerador com capacidade até 60.000 kW
- Consumo do gerador de aproximadamente 0,3 m³/kWh
- Custo do combustível de aproximadamente U\$ 0,6/m³[23]

Após rodar a simulação foi obtido um custo ótimo no valor de U\$ 647.414.720 para os 25 anos de empreendimento, empregando para isso uma geração basicamente utilizando o gerador à gás como fonte, onde praticamente toda carga é suprida pela geração térmica. Na Figura 23 é possível observar o despacho de energia para o sistema.

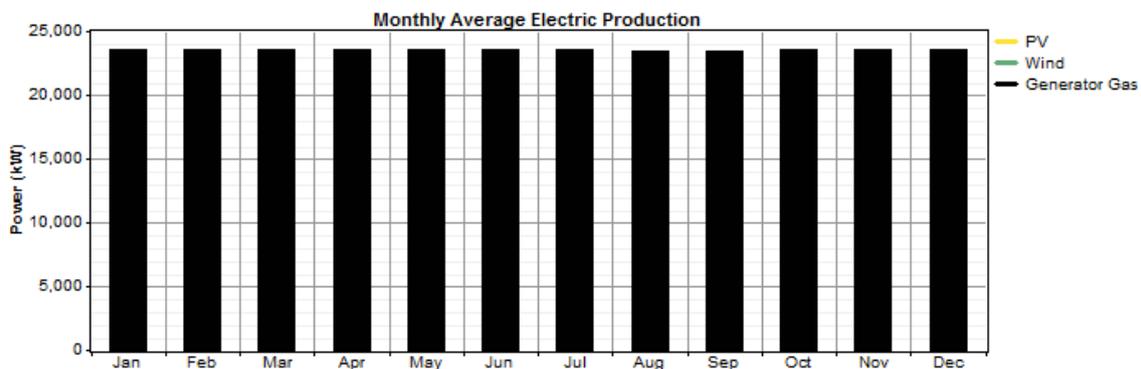


Figura 23 - Distribuição de Potência sistema ilhado com geradores a Gás e Energia renovável

Neste sistema, assim como nos casos anteriores, foi constatado que a geração de energia por recursos eólico e solar está bastante limitada, tendo em vista a maior viabilidade de investimento na geração a gás. Além disso, a escassez de recursos eólicos e o alto valor dos painéis solares contribuem para esse cenário. Nesta configuração o sistema ótimo encontrado configura-se com apenas 1 unidade de geração eólica, 10 kWp de geração solar e geração térmica a gás de até 60 MW.

Nas figuras a seguir temos a distribuição do custo total alcançado, onde averígua-se que a maior parte do custo fica destinado à compra de combustível, seguido dos investimentos destinados à operação e manutenção, que para os 25 anos considerados ficou em U\$ 84.023.128,00.

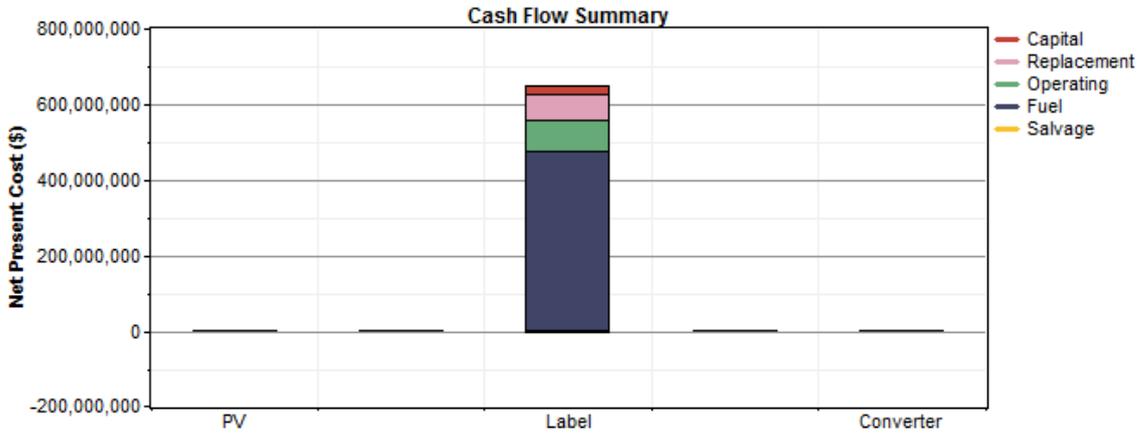


Figura 24 - Distribuição geral de custo

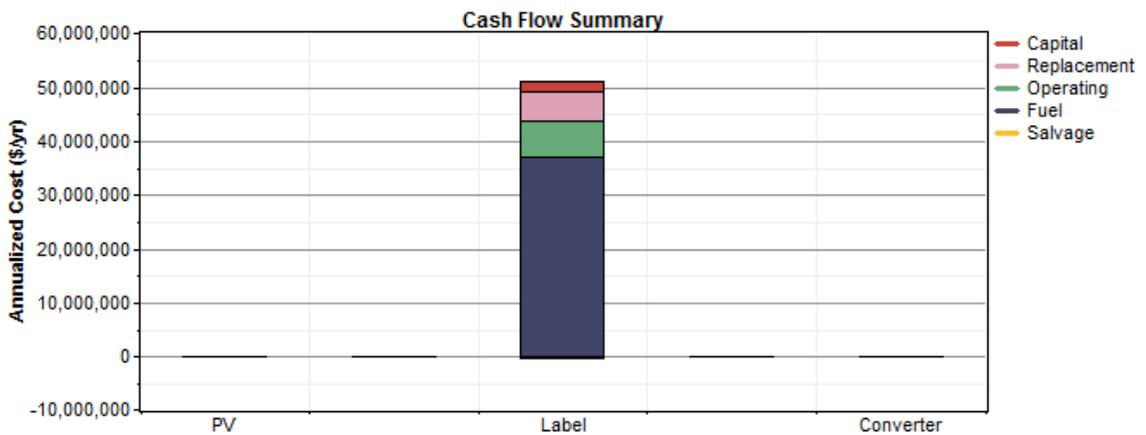


Figura 25 - Distribuição anual de custo

Conforme mostrado na Figura 25 o custo anual, que tem sua maior parte destinada à compra de combustível, atinge um valor de U\$ 37.124,652.00.

Além observar a significativa redução de custo com a adoção do sistema a gás, algo em torno de 29% comparado ao diesel, houve também uma redução significativa na emissão de poluentes, apresentando redução de 11%, comparado com o sistema a óleo, de acordo com os dados mostrados na Tabela 5.

Tabela 5 - Emissão de poluentes - Geração à Gás

Poluente	kg/ano
Dióxido de carbono	119.342.304
Monóxido de carbono	402.184
Hidrocarbonetos não combustíveis	44.550
Material particulado	18.562
Dióxido de enxofre	319.416
Óxidos de Nitrogênio	3.588.714

Através da análise dos cenários testados foi possível concluir que não ocorreram participações significativas das fontes de energia eólica e solar. Dessa forma, optou-se por adotar como método de teste, fixar no sistema a configuração com 50 geradores eólicos de 25 kW. Dessa forma, teremos uma melhora na participação deste tipo de fonte.

Na Figura 26 é mostrado o despacho de potências nas unidades geradoras, onde ocorre uma participação mais significativa dos geradores eólicos, sendo estes responsáveis por gerar 2.494 MWh/ano, que ainda é pouco significativa, uma vez que a energia consumida está na ordem de 12.462 MWh/mês.

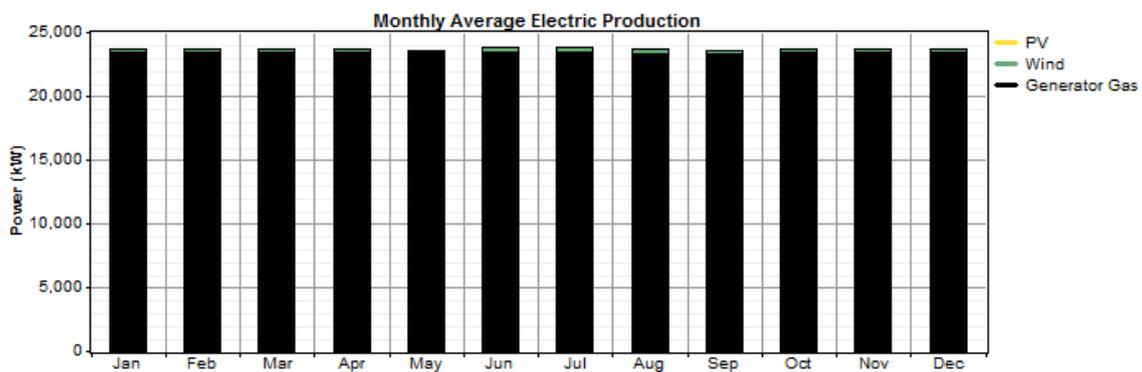


Figura 26 - Fluxo de potência do sistema com até 50 unidades de geração eólica

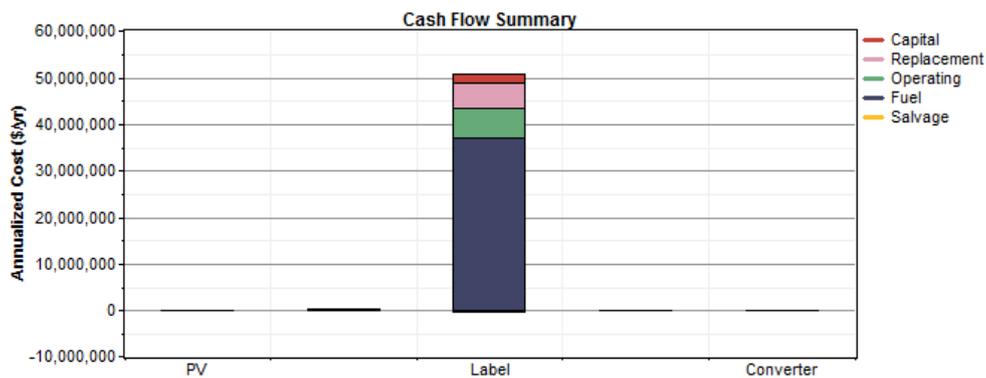


Figura 27 - Distribuição anual de custo do sistema com até 50 unidades de geração eólica

Conforme observado na Figura 27, houve apenas uma pequena modificação no custo anual destinado ao combustível, uma vez que agora ficou possível contar com mais unidades eólicas. Por outro lado, o número de unidades aumentou de 1 para 50 e a participação destas fontes na matriz energética continuou pequena.

Embora as unidades de geração eólica ainda apresentem uma participação discreta, o aumento no quantitativo não representou um custo tão significativo ao longo dos anos de empreendimento, adicionando um custo de U\$ 714.816,00.

Sendo assim, adotando o sistema a gás como melhor solução, buscando melhorar o custo total, como próximo recurso foi adicionada a conexão à rede elétrica da concessionária para que o software tenha mais uma opção de compra de energia e assim monte o sistema mais viável, conforme abordado no item a seguir.

3.2.4. Sistema 4: Geração a Gás conectada à rede

O mesmo sistema composto por geradores eólicos, solar e a gás foi testado com conexão com a rede da empresa Light, adotando como tarifa o valor de 0,471 R\$/kWh (0,235 U\$/kWh), que baseia-se na estrutura tarifária convencional e considerada a tarifa mais alta aplicada a consumidores de baixa tensão não residenciais, adotando ICMS de 29 %, de acordo com [24].

Na Figura 28 é mostrada a distribuição de potência para este sistema, onde é possível perceber a pouca participação das fontes renováveis, tendo em vista que a maior parte da energia que supri o sistema é fornecida pela geração térmica em conjunto com a compra de energia da concessionária.

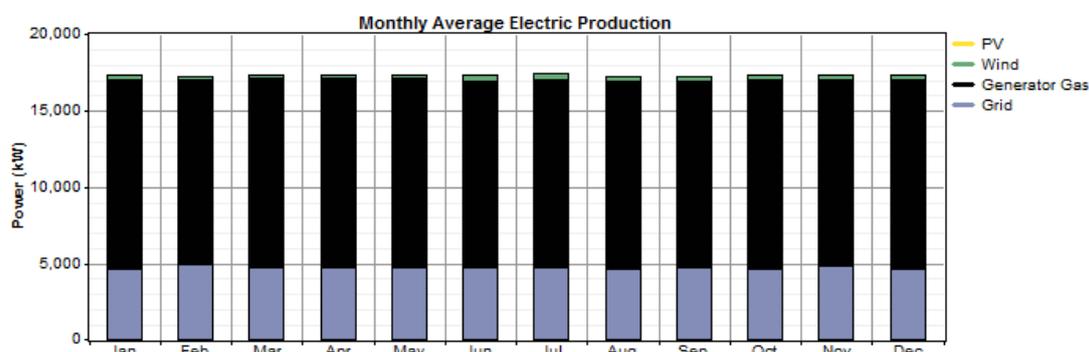


Figura 28 - Distribuição de potência para o sistema com conexão com a rede

Nesta configuração obteve-se o arranjo ótimo com o termogerador a gás suprindo 71 % da demanda, painéis solares gerando em torno de 1,6 kW, geração eólica suprindo 2% da demanda (2.494 MWh/ano) e rede externa suprindo 27 % da demanda. Esta configuração ótima ocorreu de forma dividida, devido ao fato de se encontrar viabilidade em gerar a partir do termogerador até o instante em que os custos agregados, ou seja, custos com manutenção e substituição de peças, não represente um valor superior à tarifa cobrada pela rede. Com isso, o software encontrou uma divisão

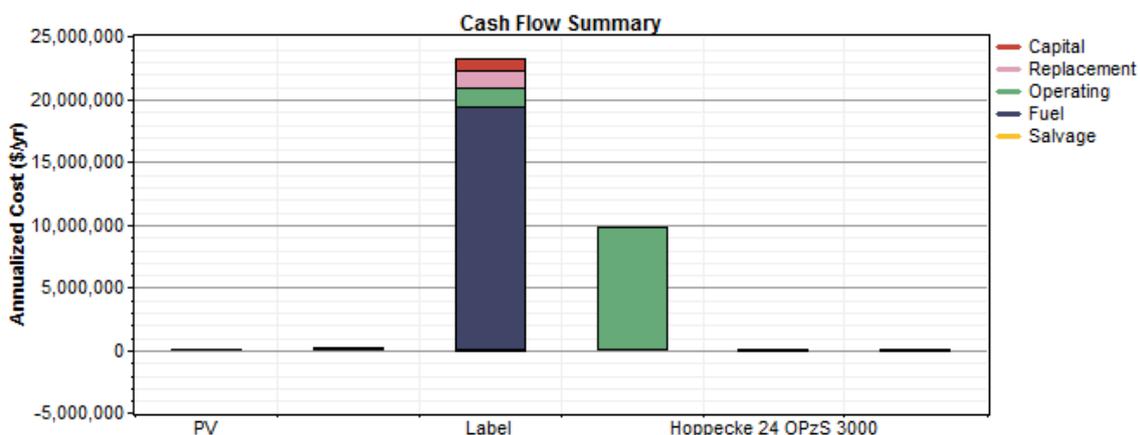


Figura 29 - Distribuição anualizada de custo

O custo anual calculado foi U\$ 33.022.226,00, sendo U\$ 9.737.591,00 destinado a compra de energia da concessionária. Em um horizonte de 25 anos de projeto estima-se um gasto de U\$ 422.134.880,00.

Na Tabela 6 é possível verificar de maneira mais clara como ficou a distribuição do custo para o sistema ótimo apontado pelo Homer. Observa-se que existe um determinado valor economizado devido ao armazenamento de energia proveniente do termogerador, o que significa que na utilização do percentual de energia a ser fornecida por este, ocorreram instantes de demanda inferior à geração.

Tabela 6 - Distribuição de custos para o sistema com geração a gás e conexão com a rede

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
Ger. Fotovoltaica	25,00	0,00	3.835,00	0,00	0,00	28.835,00
Ger. Eólico	1.625.000,00	0,00	1.438.128,00	0,00	0,00	3.063.128,00
Ger. Gás	12.000.000,00	16.277.524,00	19.635.246,00	248.264.512,00	-1.640.313,00	294.536.928,00
Grid	0,00	0,00	124.479.104,00	0,00	0,00	124.479.104,00
Bateria	360,00	112,00	320,00	0,00	-63,00	729,00
Conversor	10,00	4.173,00	12.783,00	0,00	-777,00	26.179,00
Sistema	13.660.360,00	16.281.809,00	145.569.408,00	248.264.512,00	-1.641.152,00	422.134.880,00

Realizando uma variação no preço do gás natural observa-se que sua participação na matriz energética do sistema é significativa até que o preço de U\$ 0,7/ m³ seja atingido, conforme Figura 30. A partir deste ponto não é mais vantajoso economicamente o investimento neste tipo de geração e o ponto ótimo é alcançado com praticamente toda energia fornecida pela rede.

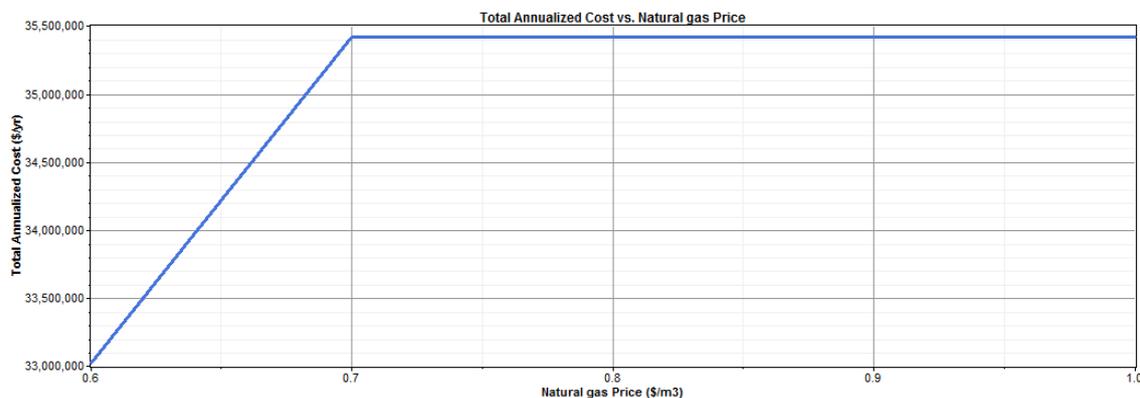


Figura 30 - Preço do gás x Custo anual

Logo, entende-se que do ponto de vista econômico, a melhor forma de suprir a demanda é através de uma mistura de fontes eólica e térmica conectadas à rede externa. No entanto, tendo uma visão um pouco mais conservadora entende-se que a viabilidade econômica do projeto esta muito sensível ao preço do gás, tornando primordial a existência de outras fontes. Do ponto de vista técnico, ainda que economicamente não seja viável, entende-se que um meio alternativo de geração pode dar mais confiabilidade ao sistema, significando uma opção de geração em momentos de pico de energia, onde as perdas são mais significativas ou em caso de falha da rede externa.

Nos casos testados até momento, apenas houve a consideração de um sentido para o fluxo de potência, ou seja, não foi considerada a possibilidade de venda de energia em caso de sobra. Se esta possibilidade for considerada, teremos uma redução nos custos de aproximadamente 2 % por ano de funcionamento. Desta forma, conforme apresentado na Figura 31 e na Figura 32, o sistema ficaria mais vantajoso se considerada a hipótese de venda de energia, onde a geração térmica supriria toda a carga e ainda exportaria energia nos momentos em que a demanda interna estiver menor. Para esta configuração o custo anual ficou em aproximadamente U\$ 32.000.000,00 e a rede foi utilizada apenas para venda de energia. Se uma comparação entre o valor gasto para o suprimento da carga pela rede, considerando a mesma tarifa, e os sistemas testados acima for realizada,

constataremos que ocorre uma economia de aproximadamente 8% ao ano, para o caso sem considerar venda para rede e 10% para o caso que considera venda para rede.

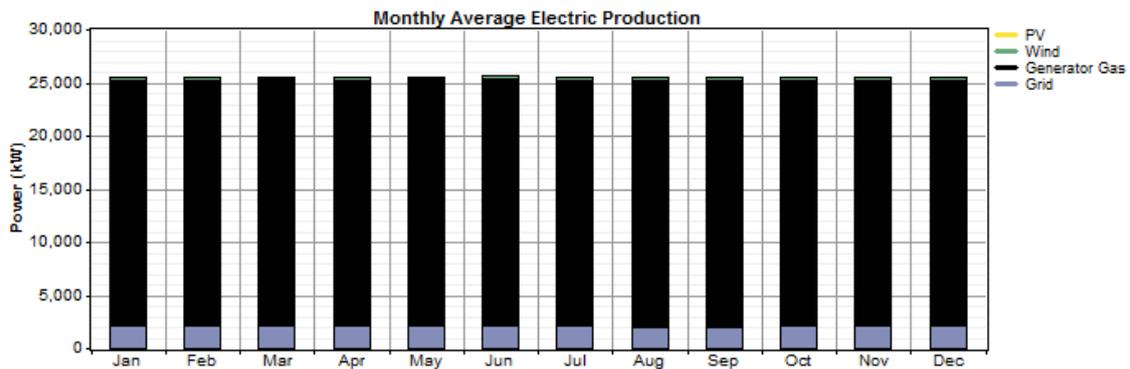


Figura 31 - despacho de potência considerando venda de energia

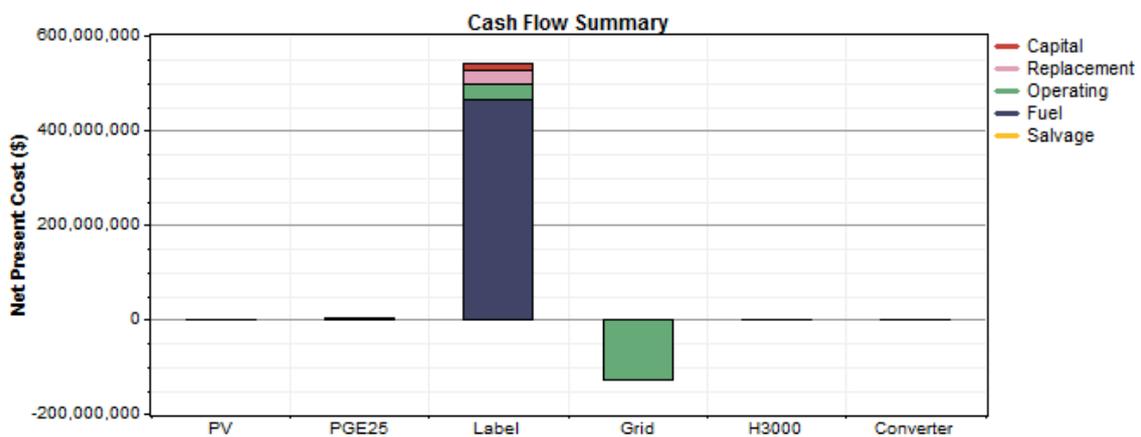


Figura 32 - custo total considerando venda de energia

A seguir serão apresentados os resultados obtidos no teste de um sistema similar, com geração eólica, solar e à gás, também conectado a rede, no entanto considerando subsídios para instalação e manutenção da geração solar e eólica.

3.2.5. Sistema 5: Subsídios para geração eólica e solar

Com o objetivo de tornar as fontes eólica e solar mais atuante no atendimento à demanda, foi testado o mesmo sistema considerando subsídios para a implantação da geração eólica e solar. Logo, a compra e manutenção dos geradores eólicos, placas solares, baterias e inversores foram considerados com custo zero.

Como o objetivo de aumentar potência fornecida pelo sistema eólico, foi aumentado o número de unidades cadastradas de 50 para 150. Por outro lado, a geração solar cadastrada foi mantida em até 500 kWp nominal.

Neste caso o despacho de potência ficou conforme mostrado na Figura 33, onde foi encontrado o sistema ótimo configurado de forma que a maior parte da demanda seja atendida pela geração a gás e assim, uma pequena participação da rede e os geradores eólico e solar geram 7.483,3 MWh/ano e 725,7 MWh/ano respectivamente.

Nesta configuração, embora ocorra compra de energia da rede, a maior parte do fluxo de potência ocorre da Ilha do Fundão para o sistema, ou seja, parte da energia gerada internamente é vendida.

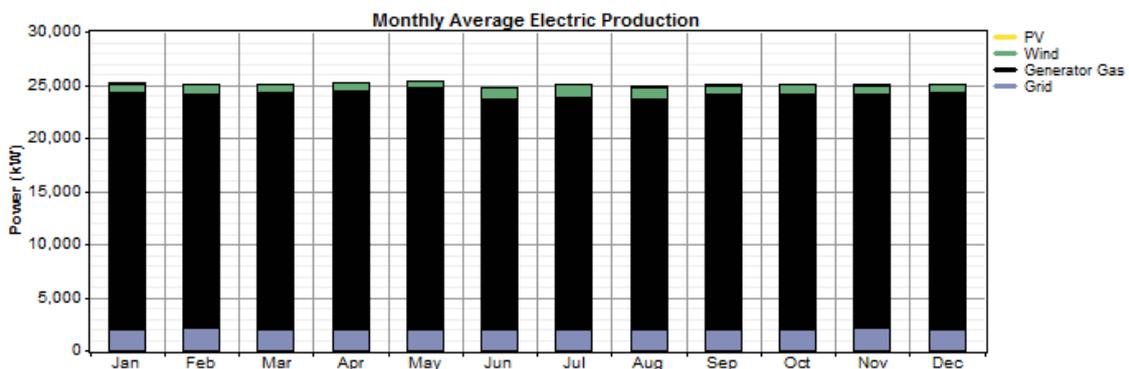


Figura 33 - Despacho de potência para o sistema com subsídios

A geração eólica com os 150 geradores mantém um funcionamento de aproximadamente 5.568 h/ano e os painéis fotovoltaicos de 4.384 h/ano.

A distribuição de custo é mostrada na Figura 34 onde se constata que o maior valor de investimento é o destinado à compra de combustível, pois a geração térmica estará suprindo 88 % da carga. Logo, o custo total para um horizonte de aproximadamente 25 anos é de U\$ 395.650.816,00 e o custo anual é de U\$ 30.950.464,00, onde estes valores classificam o sistema como o mais viável até momento, no entanto dependente de um subsídio de aproximadamente U\$.8,000,000.00 para a implantação dos painéis fotovoltaicos e geradores eólicos.

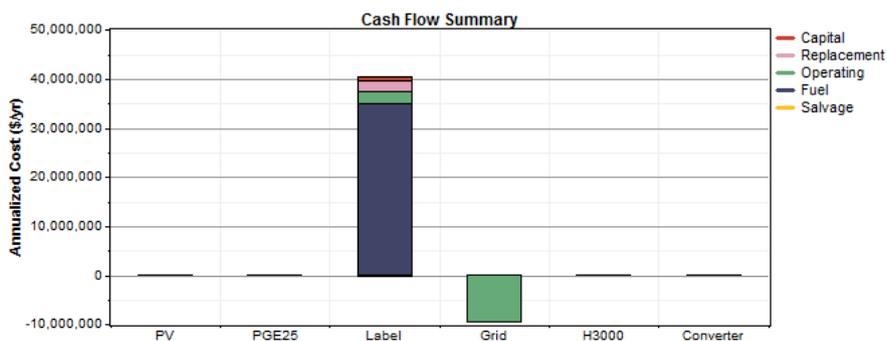


Figura 34 - Distribuição anualizada de custo

Embora o sistema tenha apresentado o menor custo até o momento, de acordo com a Tabela 7, a emissão de poluentes ainda se apresenta alta, o que desfavorece a adoção deste sistema.

Tabela 7 - Poluentes emitidos no Sistema 5

Poluente	kg/ano
Dióxido de carbono	80.463.504
Monóxido de carbono	378.144
Hidrocarbonetos não combustíveis	41.887
Material particulado	17.453
Dióxido de enxofre	162.693
Óxidos de Nitrogênio	3.306.900

Se for considerada uma variação no valor do kWh comprado da rede externa, uma vez que seja aplicada a tarifa de U\$ 0,168/ kWh, que segundo [24] constitui o valor cobrado sem incidência de PIS, COFINS e ICMS, a distribuição de potência ocorreria da forma mostrada na Figura 35 e a distribuição de custo conforme compreendido na Figura 36.

É possível observar que para este valor de tarifa, a compra de energia proveniente da concessionária passa ser mais vantajosa economicamente do que a geração interna e, portanto 95 % da carga é suprida pela rede, os outros 5 % encontra-se dividido entre a energia eólica e solar.

Nesta configuração o custo anual é de aproximadamente U\$ 24.033.732,00, sendo assim 22% mais barato.

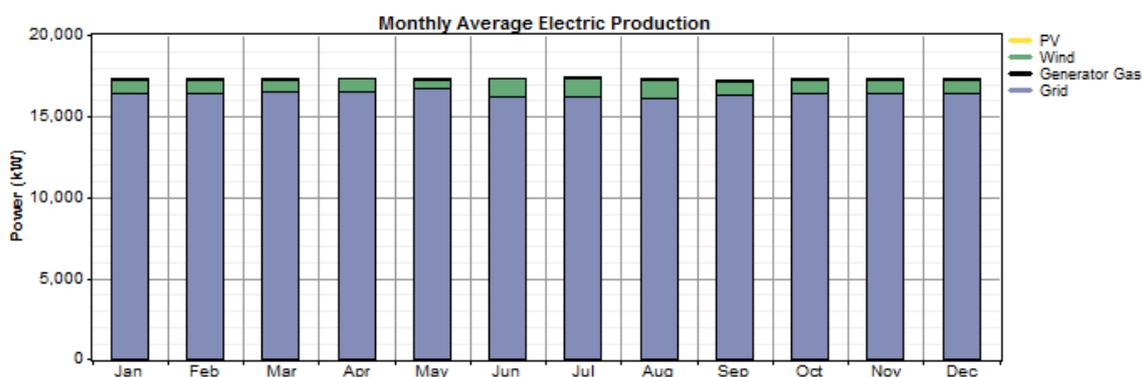


Figura 35 - Despacho de potência para compra de energia da rede com tarifa reduzida

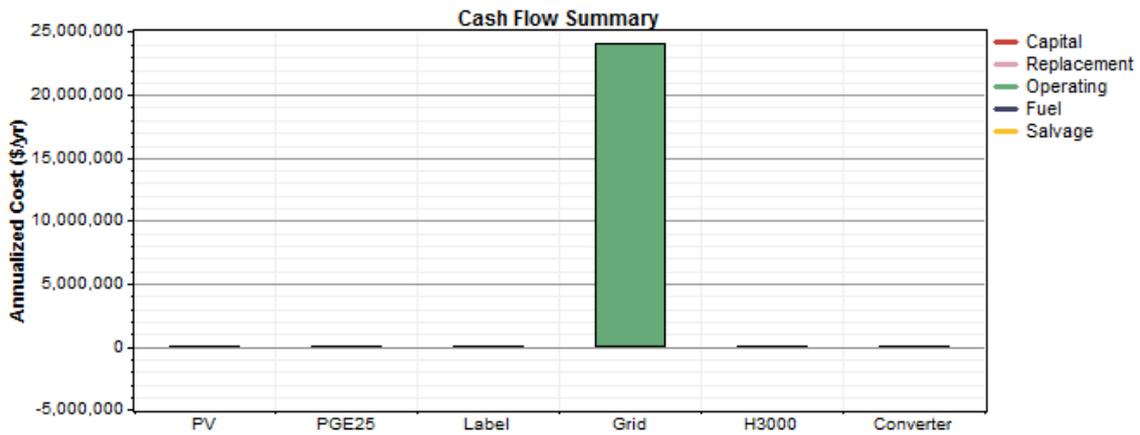


Figura 36 - Custo anualizado para tarifa reduzida

Na Figura 37 compreende-se a sensibilidade do custo total com relação ao valor pago pelo kWh da rede, onde custo total varia em U\$ 20.000.000 para cada U\$0.01/kWh cobrado pela concessionária, o que reforça ainda mais a importância de possuir mais opções de fontes de energia.

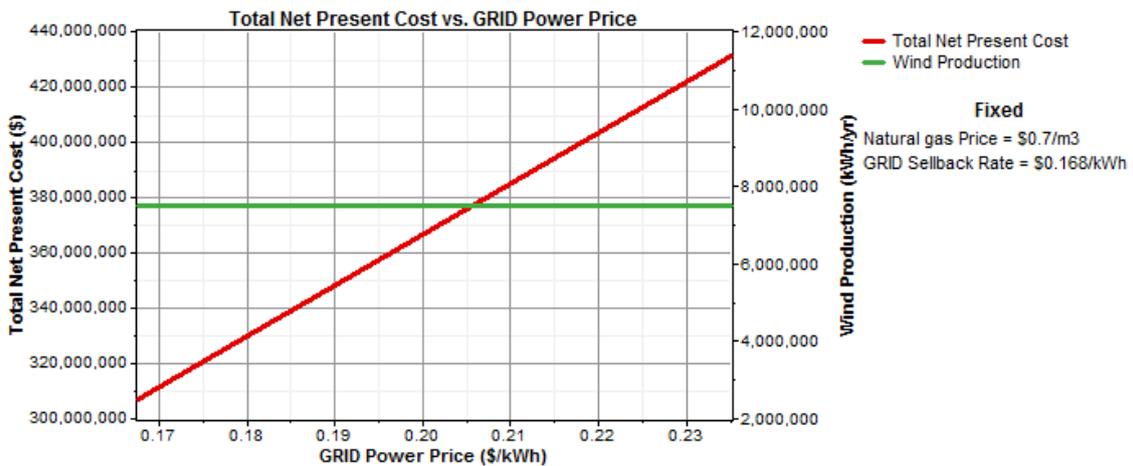


Figura 37 - variação do custo total x preço do kWh

Portanto, por considerar que a atuação da geração térmica durante todo tempo não é uma condição ideal do ponto de vista ambiental, embora economicamente apresente-se como o caso mais viável, para os valores de tarifas considerados, buscou-se melhorar o arranjo do sistema. Logo, será mostrado na próxima seção um sistema otimizado para utilização de forma mais robusta da energia disponível, buscando melhorar ao máximo a confiabilidade do sistema e garantir um bom fornecimento de energia.

3.2.6. Sistema 6: Sistema Otimizado

Para este caso foram mantidas as 150 unidades de geração por energia dos ventos e a conexão com a rede externa, no entanto admitiu-se a diminuição dos painéis solares devido a sua baixa eficiência, estando então com uma potência nominal de 200 kWp.

A principal modificação para o sistema foi a disponibilidade de termogeradores a gás, dimensionados para suprir toda a carga (50 MVA), no entanto, funcionando de maneira a apenas ajudar no suprimento da demanda nos horários de ponta. Por consequência, a distribuição de potência ficou conforme Figura 38, onde a maior parte da demanda está sendo alimentada pela rede externa, todavia os geradores a gás atuam durante três horas dos dias de semana, gerando em torno de 48.500 MWh/ano.

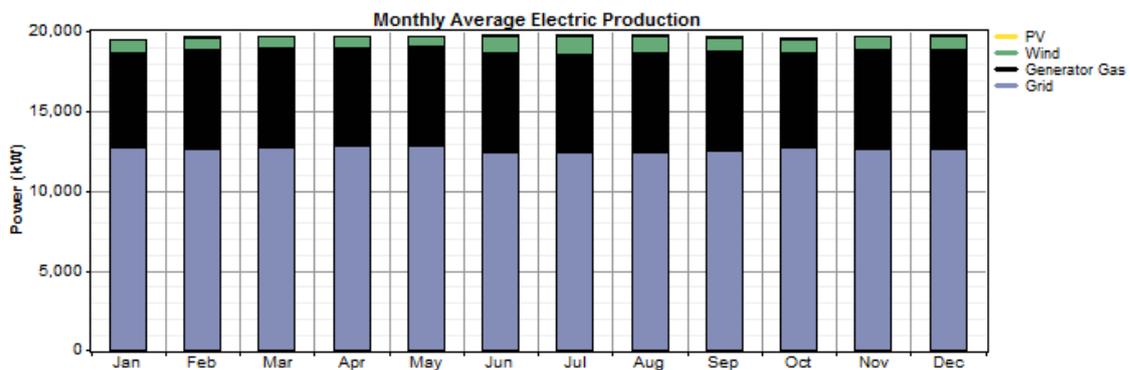


Figura 38 - Despacho de potência - Sist. Utilizando rede e termo geração

Com esse sistema chegou-se a um custo de U\$ 33.790.852,00/ano, distribuídos conforme Figura 39, onde a maior parte do custo destina-se a compra de energia da rede, seguido pela compra de combustível. Se considerarmos que a compra de energia da rede já é um custo fixo, o custo adicional seria relacionado à implantação dos geradores térmicos e à compra de combustível relacionada aos mesmos.

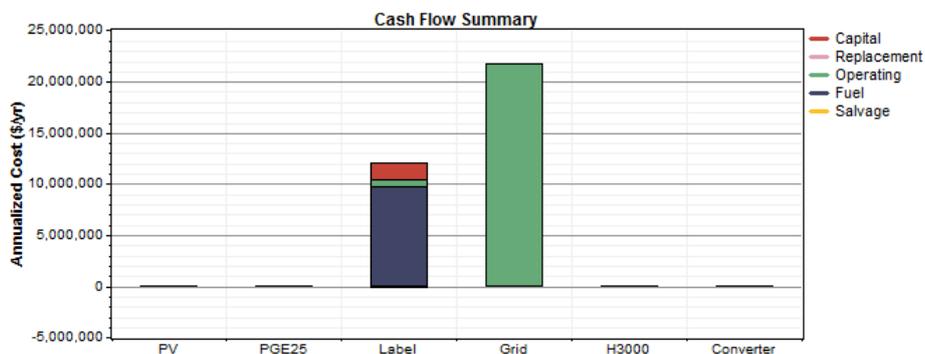


Figura 39 - Custo para o sistema com subsídio, conectado á rede utilizando gerador

A Figura 40 e a Figura 41 mostram a suscetibilidade do custo anualizado frente a disponibilidade dos recursos naturais. Nota-se que a energia eólica tem papel mais significativo do que nos casos anteriores, até porque a simulação foi realizada considerando um número maior de unidades geradoras. O ponto ótimo do gráfico, com relação ao custo, ocorre quando a velocidade do vento é de aproximadamente 12 m/s e a radiação solar é 12 kW/m²/d. Mesmo neste ponto, que os recursos praticamente triplicaram, a redução de custo é de apenas 10%.

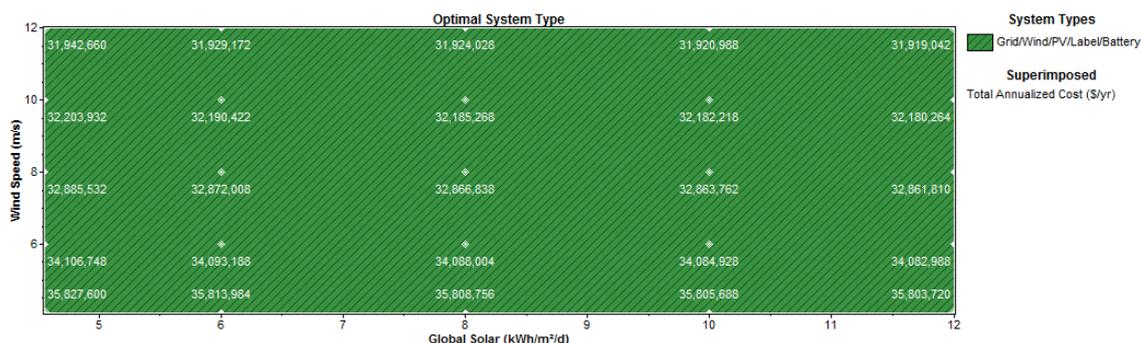


Figura 40 - Variação do custo de acordo com o sol e o vento

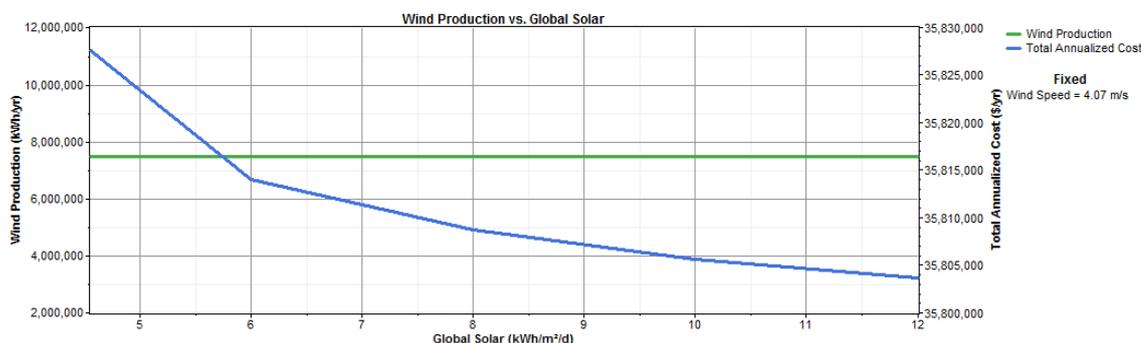


Figura 41 - Custo x Energia solar

Com esta configuração, o custo total fica em aproximadamente U\$ 431.960.512,00, considerando um horizonte de aproximadamente 25 anos de funcionamento e esta configuração do custo total segue a mesma topologia da Figura 39, que apresenta o custo anual, com um investimento inicial com os geradores de U\$ 20.000.000,00, um gasto com operação e manutenção de U\$ 287.130.987,00, no qual se inclui a compra de energia pela concessionária, e um gasto de U\$ 124.829.560,00 para a compra de combustível para os termogeradores.

Dessa forma, utilizando este sistema com os geradores a gás funcionando em média 3 horas por dia, é possível diminuir significativamente a emissão de poluentes, conforme estimado na Tabela 8.

Tabela 8 - Emissão de poluente

Poluente	kg/ano
Dióxido de carbono	88.034.920
Monóxido de carbono	105.788
Hidrocarbonetos não combustíveis	11.718
Material particulado	4.883
Dióxido de enxofre	329.594
Óxidos de Nitrogênio	1.064.050

Um sistema conectado a rede é bem mais vantajoso, levando em conta a escassez do vento na Ilha do Fundão e a baixa eficiência dos painéis solares. A alternativa encontrada, de adicionar os geradores a gás, aumentou significativamente a confiabilidade do sistema, uma vez que o sistema ficou suficientemente dimensionado para funcionar ilhado. Todavia, em condições normais os termogeradores funcionariam apenas nos horário de maior demanda, com auxílio dos geradores eólico e solar subsidiados.

O custo aproximado da energia utilizada para o atendimento da demanda da Ilha Fundão, de acordo com o caso em estudo, foi de aproximadamente U\$ 0,20/kWh, considerando a participação adicional da geração térmica.

Para o caso do sistema funcionar ilhado, o que se espera acontecer apenas em caso de emergências, o despacho de potência ficará conforme Figura 42, onde o custo aproximado é de U\$ 0,19/kWh.

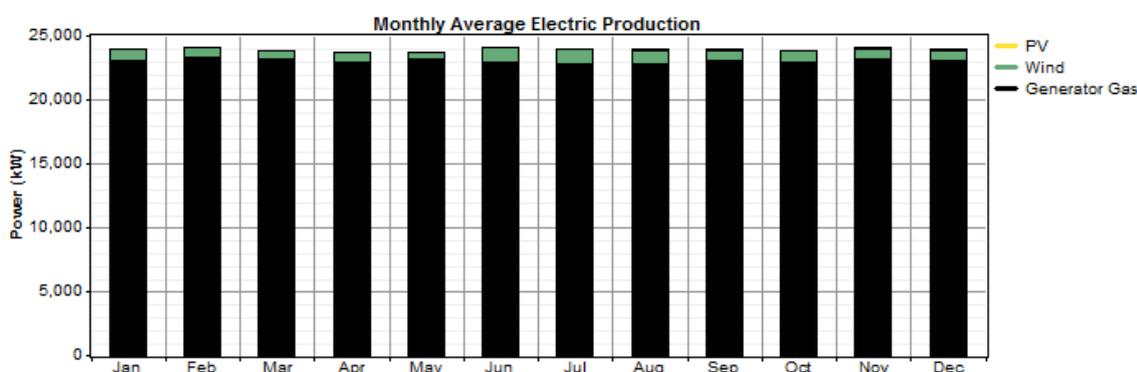


Figura 42 - Despacho de potência para o sistema ilhado

Caso seja considerada uma tarifa de U\$ 0,168/kWh para compra de energia da rede externa, supondo uma isenção de impostos para o Fundão, a distribuição de energia para

este sistema, apresenta-se conforme mostrado na Figura 43, onde 87% da energia é provida pela rede, seguido de 8% pela geração térmica e 5% da geração eólica.

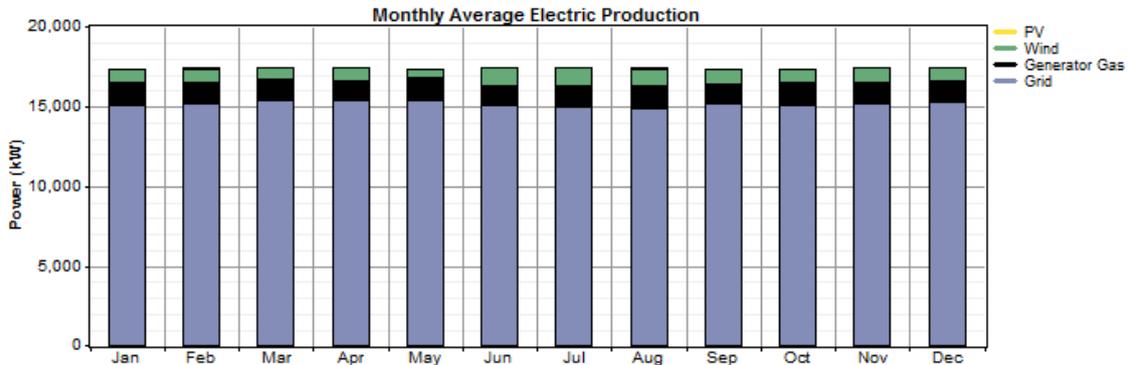


Figura 43 - Distribuição mensal de potência para tarifa reduzida

O custo alcançado fica ainda mais robusto, apresentando um valor total de US\$ 335.678.432 para os 25 anos de empreendimento, conforme pode ser constatado na Figura 44.

Para este caso foi considerado o sistema interno da ilha do Fundão podendo “vender” energia para a rede externa, utilizando o sistema de compensação exposto na resolução 482 da Aneel [6].

Logo, este sistema, considerando compra e “venda” de energia pela rede da concessionária, no valor de US\$ 0,168/kWh e termogerador funcionando em torno de 3 horas/dia, o custo aproximado da energia é de US\$ 0,17/kWh.

Portanto, a energia considerando esta tarifação mais barata apresenta uma pequena vantagem econômica com relação ao sistema funcionando ilhado, além disso, emite menos poluentes e evita gastos com manutenção devido ao menor tempo de funcionamento dos termogeradores.

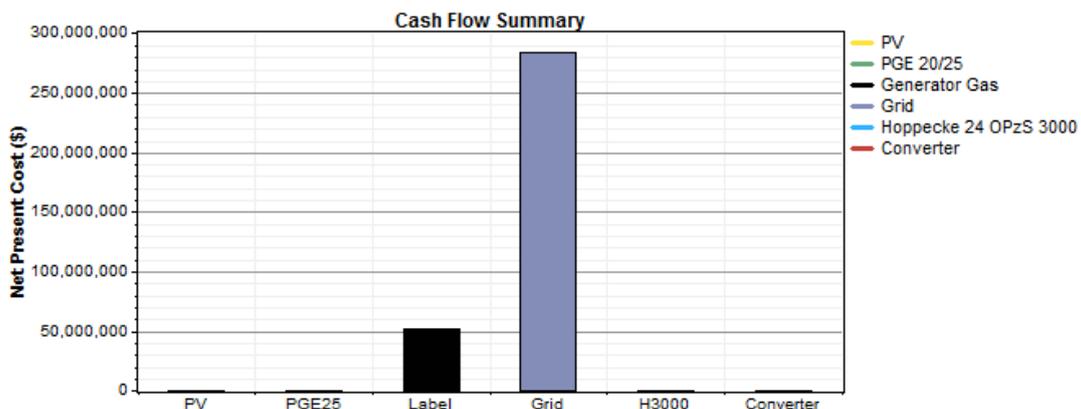


Figura 44 - Distribuição de custo para tarifa reduzida

Na Figura 45 é possível observar como ocorre a variação na produção de energia por fonte térmica em função do aumento de preço da energia vendida pela concessionária. Observou-se que em caso de um aumento no valor cobrado pela concessionária (acima de U\$ 0,195/kWh), fica mais vantajoso economicamente aumentar a geração interna (termogeradores) e vender para a rede, do que comprar energia por um valor mais caro do que o considerado.

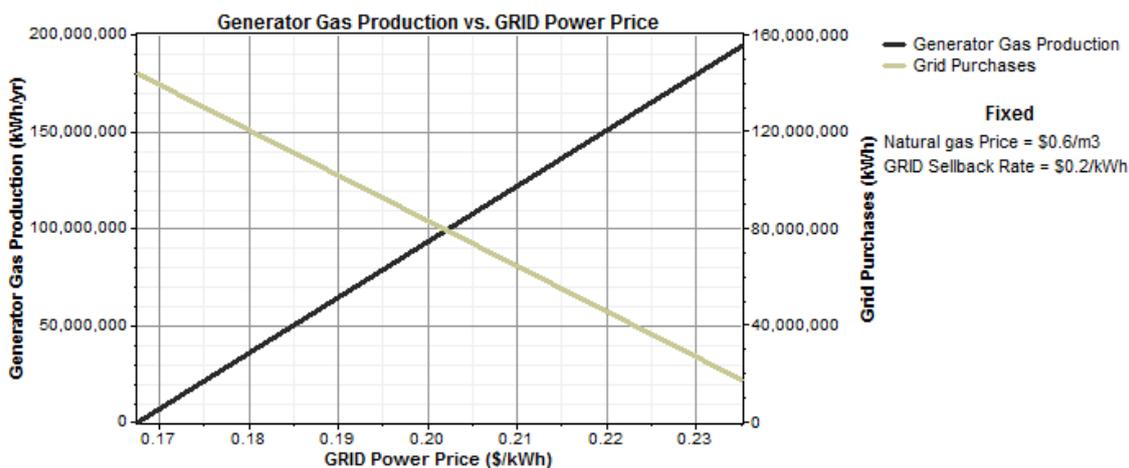


Figura 45 - Comparação de viabilidade entre compra de energia da rede e geração térmica

3.2.7. Sistema 7: Sistema considerando Tarifa horossazonal

Com o objetivo de tornar a análise econômica ainda mais abrangente decidiu-se testar o sistema da ilha do Fundão organizado de forma similar ao sistema 5, ou seja, considerando conexão com a rede e subsídios para a geração eólica e solar. Todavia, neste experimento a carga foi configurada para apresentar uma variação anual de demanda, logo, foi cadastrada no Homer buscando respeitar percentualmente a variação mostrada na Figura 3, onde se percebe uma diminuição no consumo de energia durante os finais de semana e períodos de inverno.

O perfil de carga diário permaneceu o mesmo dos casos anteriores, no entanto foram ajustadas variações de acordo com as estações do ano. A Figura 46 e a Figura 47 mostram o perfil diário e o perfil anual da carga considerado pelo software. Para esta abordagem, foi considerada uma demanda média de aproximadamente 258 MWh/dia.

Nas abordagens desta seção, foi considerada para a energia fornecida pela concessionária, uma variação horossazonal de tarifa, ou seja, nos horários de ponta, onde a demanda do sistema é maior, será cobrado um preço mais caro pela energia.

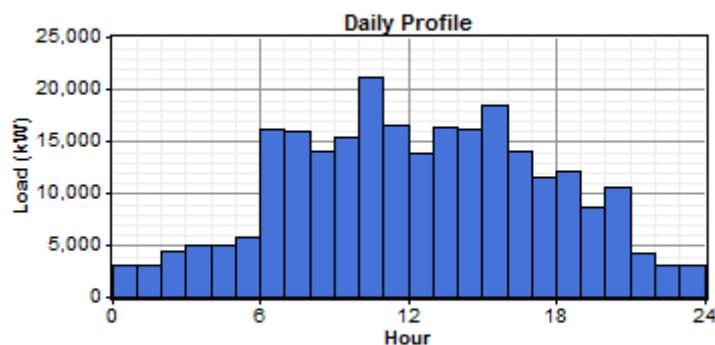


Figura 46 - Perfil diário de carga considerando sazonalidade

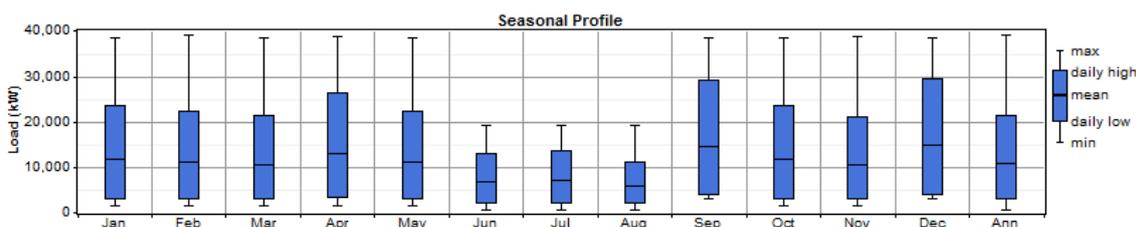


Figura 47 - Perfil anual de carga considerando sazonalidade

Este caso encontra-se dividido em dois cenários, um considerando tarifa de média tensão e o outro considerando a tarifa de baixa tensão, conforme mostrado nas seções a seguir.

3.2.7.1. Tarifa de média tensão

Para a tarifação da rede foi considerado o valor de U\$ 0,0895/kWh na compra de energia fora do horário de ponta e U\$ 0,396/kWh para energia no horário de ponta, de acordo com a tabela de tarifa para média tensão com estrutura horossazonal verde, grupo A4 [24]. Além disso, nesta simulação não foi considerada a venda de excedente para a rede.

Através da simulação deste caso foi possível verificar que em alguns instantes, devido à sazonalidade de carga associada com o momento de melhor disponibilidade do vento, a participação das fontes renováveis ficou mais significativa nos meses de inverno. Sendo assim, o arranjo ótimo considerado para o sistema possui 200 kWp nos painéis fotovoltaicos, 150 aerogeradores de 25kW, geração a gás com capacidade nominal de até 15 MW, um banco de bateria de 128 células e inversor de 200 kW.

A distribuição de potência pode ser observada na Figura 48, onde 83% da carga é suprida pela rede, 8,7% pelo termogerador, 8% pela geração eólica e 0,3% pelos painéis fotovoltaicos.

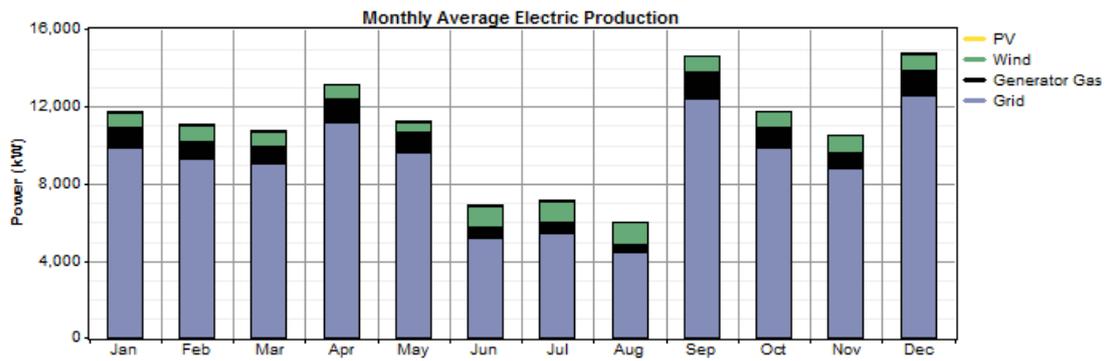


Figura 48 - distribuição de potência considerando sazonalidade

O custo para o sistema ficou em U\$ 126.096.760,00, distribuídos conforme Figura 49, que evidencia que o gasto com a compra de energia e manutenção dos equipamentos são os mais significativos, representando aproximadamente U\$ 7.761.042,00/ ano, ou seja, um total de U\$ 99.212.160,00 ao longo do espaço amostral de 25 anos, o que representa 78,7% do custo total.

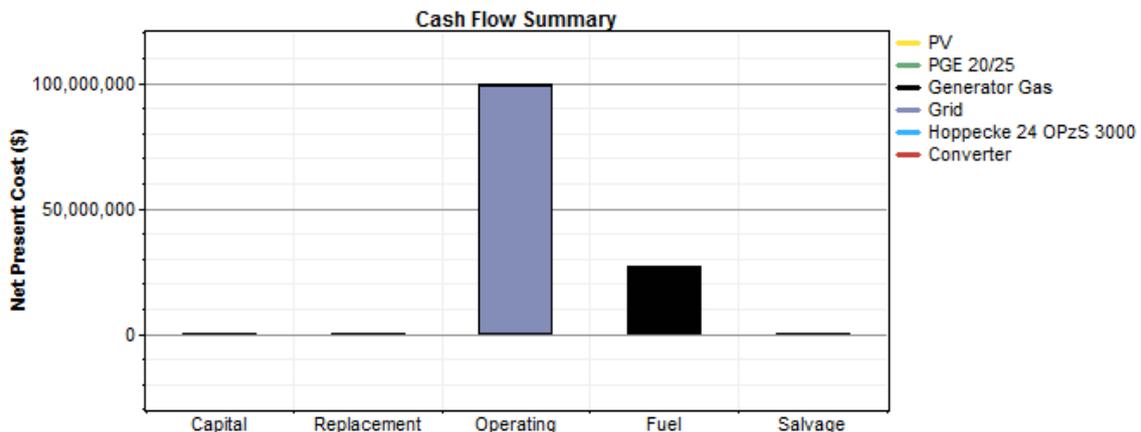


Figura 49 - Distribuição de custo para o sistema considerando sazonalidade

A implantação deste sistema, considerando subsídio para toda geração eólica e solar, necessita de investimento inicial de U\$ 108.600,00 para a compra do gerador a gás. Caso seja considerado que toda a carga modelada, respeitando a sazonalidade, seja suprida pela rede, o custo anual fica em U\$ 12.028.887,00, que comparado aos U\$ 9.864.135,00 do sistema com a geração térmica, significa uma economia de 18%, ou seja, já no primeiro ano é possível recuperar o investimento realizado na aplicação da geração térmica.

Enfim, este sistema apresentou-se mais robusto comparado aos casos anteriores, não apenas devido ao rápido retorno do investimento na geração térmica, mas também

porque a participação das diversas fontes foi mais significativa em determinadas épocas do ano.

A Tabela 9 mostra a emissão de poluentes do sistema considerando geração térmica.

Tabela 9 - Emissão de poluentes para o sistema considerando sazonalidade

Poluente	kg/ano
Dióxido de carbono	56.159.196
Monóxido de carbono	22.701
Hidrocarbonetos não combustíveis	2.515
Material particulado	1.048
Dióxido de enxofre	232.300
Óxidos de Nitrogênio	307.349

Conforme apresentado em casos anteriores, decidiu-se testar o sistema considerando a geração a gás dimensionada de tal forma que fosse suficiente para suprir toda a demanda da ilha do Fundão, mesmo que na maior parte do tempo toda esta capacidade de geração não seja utilizada. Para este sistema, conforme Figura 50, o investimento inicial é significativamente maior, custando aproximadamente U\$ 361.000,00 e o custo presente líquido para o sistema ótimo, em um espaço amostral de 25 anos ficou em U\$136.254.240,00.

Ainda que seja considerado o gerador mais robusto (50 MW) este sistema apresenta uma economia com relação ao suprimento exclusivo pela rede, representando uma economia de 11,5% e tendo o seu investimento inicial pago já no primeiro ano.

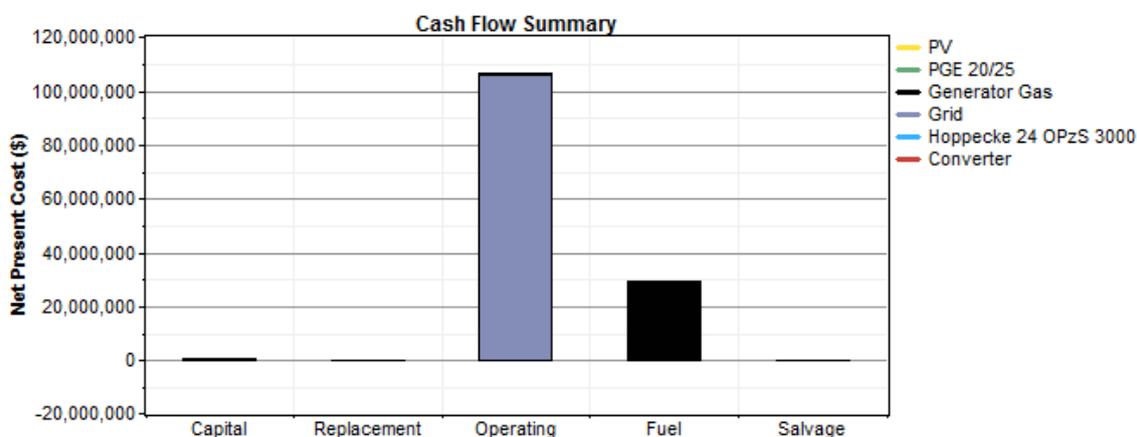


Figura 50 - Distribuição de custo para o sistema sazonal com termogerador mais robusto

O arranjo ótimo encontrado para este sistema conta com 200 kWp de capacidade dos painéis fotovoltaicos, 150 aerogeradores de 25kW, gerador a gás com capacidade nominal de 50 MW, um banco de bateria de 5120 células e inversor de 1 kW. A distribuição de potência pode ser compreendida na Figura 51, que mostra que a geração térmica, embora dimensionada com uma capacidade maior, apresenta uma participação menos significativa neste caso, sendo responsável por suprir 7% carga.

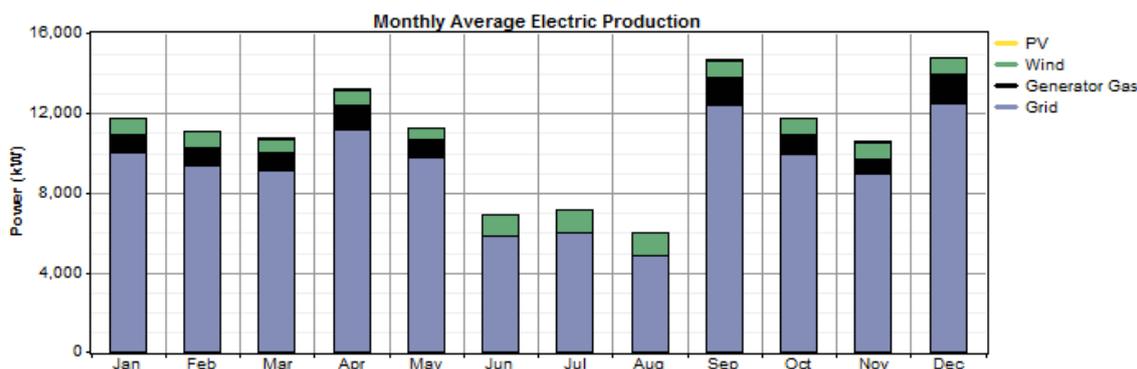


Figura 51 - Distribuição de potência considerando sazonalidade e termogerador mais robusto

3.2.7.2. Tarifa de baixa tensão

Em uma segunda análise do caso, desta vez considerando um sistema de baixa tensão, utilizou-se como base a tarifação horossazonal branca, que foi aprovada em 2011 pela ANEEL e apresenta tarifas diferenciadas por horário de consumo, oferecendo tarifas mais baratas nos períodos em que o sistema é menos utilizado pelos consumidores. Nos dias úteis, o valor Tarifa Branca varia em três horários: ponta, intermediário e fora de ponta. Na ponta e no intermediário, a energia é mais cara, já nos horários fora de ponta a tarifa é mais barata. Nos feriados nacionais e nos finais de semana, o valor é sempre fora de ponta.

Nas simulações a seguir foi considerado o valor de U\$ 0,141/kWh-para os valores de fora de ponta, U\$ 0,399/kWh para os valores intermediários e U\$ 0,658/kWh para energia consumida nos horários de ponta. De acordo com a Figura 52 disponibilizada pela Aneel [34], é possível entender como fica distribuída essa variação de tarifa. A tarifa convencional considerada segue o mesmo valor de U\$ 0,235/kWh, conforme já utilizado em simulações anteriores.

Na Figura 55 observa-se a distribuição de potência entre as diversas fontes consideradas, onde a parcela mais significativa (83%) da carga é suprida pela rede, seguido por 8,7% da carga suprida pela geração térmica, 8% pelos aerogeradores e aproximadamente 0,3% pelos painéis fotovoltaicos.

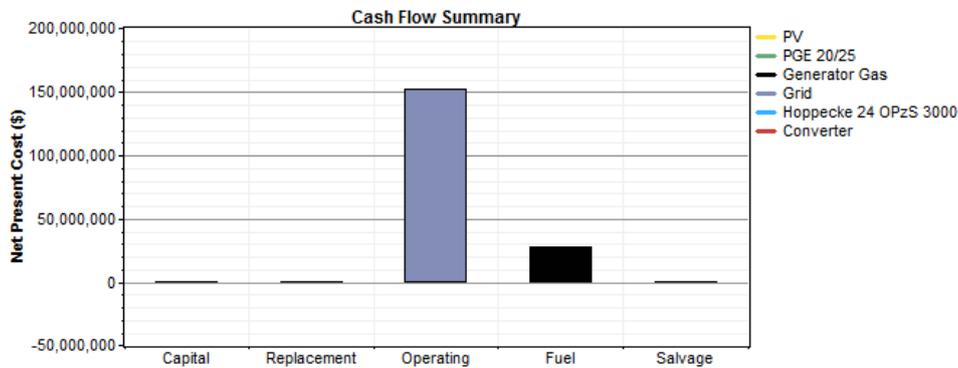


Figura 54 - Distribuição de custo para sistema considerando tarifa horossazonal branca

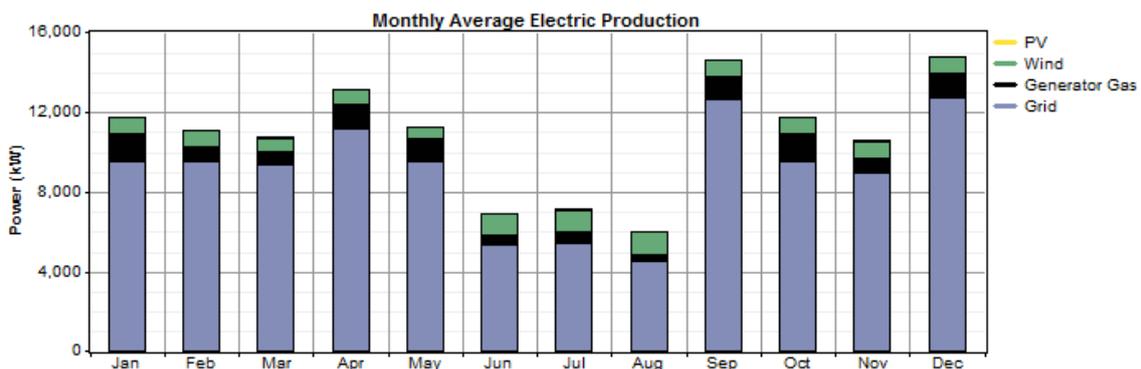


Figura 55 - Distribuição de potência para o sistema considerando tarifa horossazonal branca

Nesta simulação, o sistema ótimo encontrado é constituído por 200 kWp de painel fotovoltaico, 150 aerogeradores de 25 kW e geração a gás com capacidade de 15 MW, banco de bateria com 5120 células e inversor de 200kW.

Este sistema apresenta uma economia de 22% se comparado a um sistema que supre toda a carga pela rede considerando a tarifa branca, pois este apresenta um custo de U\$ 230.493.504,00. Logo, se for considerado o subsídio para as fontes eólica e solar, já no primeiro ano de funcionamento o sistema pagará o investimento de U\$ 110.000,00 para a compra do gerador e U\$ 35.000,00 para a substituição de peças e manutenção mesmo durante o ano.

Ao testar mais uma hipótese de arranjo, considerou-se o sistema com a geração térmica mais robusta, ou seja, com dimensão suficiente para suprir toda a carga em caso de

ilhamento (50MW). Nesta configuração o custo total para os 25 anos de empreendimento ficou em U\$ 188.976.736,00, que corresponde a uma economia de 18% se este sistema for comparado ao sistema que considera a rede como única fonte de suprimento de energia. Sendo assim, considerando o subsídio das fontes eólica e solar, o investimento para a implantação da geração térmica é recuperado já no primeiro ano de funcionamento deste sistema.

Na Tabela 10 mostra-se a emissão de poluentes para o sistema, considerando a tarifa branca, 200 kWp de painéis fotovoltaicos, 150 aerogeradores e geradores térmicos com capacidade total de 50MW.

Tabela 10 - Emissão de poluentes para sistema considerando tarifa branca

Poluente	kg/ano
Dióxido de carbono	58.007.840
Monóxido de carbono	26.526
Hidrocarbonetos não combustíveis	2.938
Material particulado	1.224
Dióxido de enxofre	238.432
Óxidos de Nitrogênio	342.993

Nota-se que a emissão de poluentes é mais significativa para o sistema considerando a tarifa de baixa tensão, devido a maior utilização da geração térmica, uma vez que a tarifa é mais cara.

4. Análise técnica do sistema

Em um sistema de distribuição é praticamente impossível satisfazer todas as condições ideais de operação, tendo em vista que a rede e os equipamentos elétricos estão sujeitos a falhas e perturbações. O grau de confiabilidade do sistema pode ser determinado, principalmente, de acordo com a monitoração e controle das perturbações ao qual o sistema está suscetível.

Neste capítulo, estão apresentadas algumas análises técnicas considerando alguns cenários, com a finalidade de testar a capacidade do sistema em monitorar e/ou rejeitar algumas perturbações. Para estas simulações foi utilizado o software Simulight.

No software Simulight, foi carregado o sistema modelado no ANAREDE, ao qual a topologia e os dados correspondem ao sistema da Ilha do Fundão no ano de 2009. Esses dados não foram atualizados, pois não houve cooperação da prefeitura universitária para levantamento dos mesmos. A Figura 56 representa o sistema modelado que foi carregado no programa Simulight.

A geração distribuída adicionada ao sistema original foi a correspondente ao arranjo ótimo encontrado no software Homer Energy, onde os geradores foram alocados da seguinte forma:

- ✓ Gerador com capacidade de 25 MVA alocado na barra TRAF0_40MVA para representar o SIN;
- ✓ Geração fotovoltaica de aproximadamente 30 kWp modelada na barra REITORIA;
- ✓ Geração eólica com capacidade nominal de 3,7 MW modelada na barra de LETRAS
- ✓ Geração térmica a gás modelada através de dois geradores de 25 MW, um no CT e outro no CCS.
- ✓ Carga de 27,70 MW e 22,02 Mvar

Na Figura 57 é possível visualizar de forma mais clara o sistema com a alocação dos geradores.

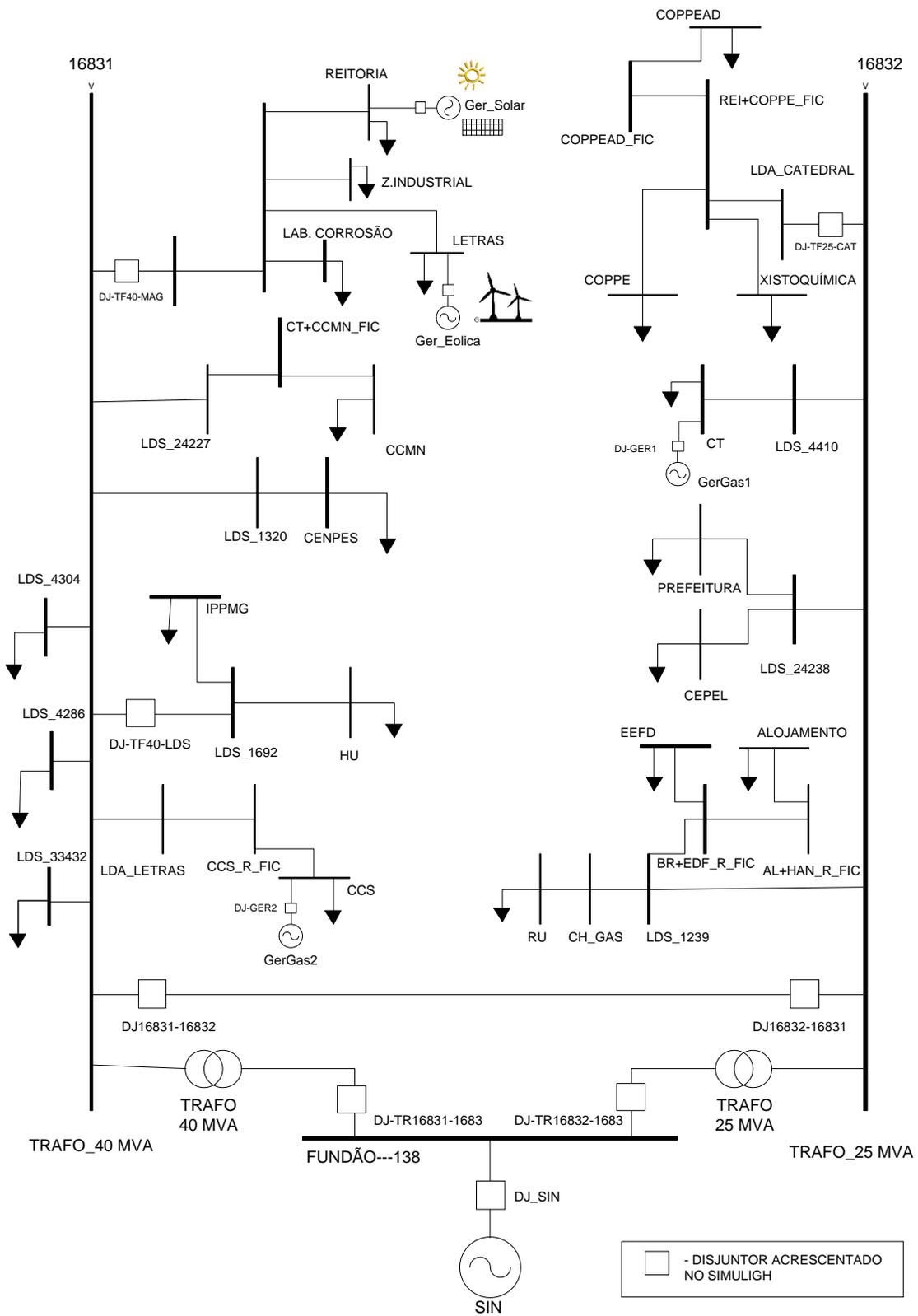


Figura 57 - Sistema da Ilha do Fundão com GD

4.1. Modelagem do Sistema

4.1.1. Geração eólica

A geração eólica foi adicionada utilizando um modelo que se comporta como barra PQ na análise estática e gerador de corrente constante na análise dinâmica. Entre os modelos disponíveis, foi o que melhor se adequou ao caso, pois de acordo com [32] o gerador eólico pode se comportar como uma fonte de corrente na ocorrência de um curto-circuito.

O modelo de fonte de corrente ainda não está adicionado na parte gráfica do Simulight, portanto foi necessário adicionar a programação XML correspondente ao modelo, conforme mostrado no Apêndice A.

A geração eólica foi adicionada na barra que representa o prédio de LETRAS, por possuir uma média de carga significativa, aproximadamente 485 kW, além de uma área disponível para alocação dos geradores.

4.1.2. Geração solar

A geração solar foi modelada de forma similar ao sistema eólico, onde para uma análise estática este se comporta como uma barra PQ e para a dinâmica é uma fonte de corrente constante. O modelo adotado é uma das formas mais simples de representar um gerador fotovoltaico, pois deve gerar uma corrente proporcional à potência de radiação incidente, conforme mostrado na Figura 58.

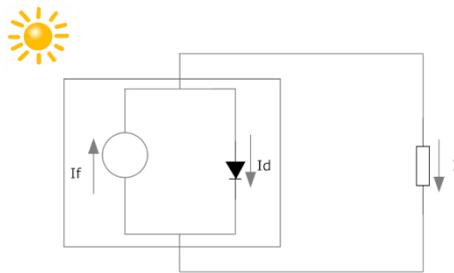


Figura 58 - modelo de geração fotovoltaica

Os painéis solares foram alocados na barra que representa a REITORIA de forma aleatória, buscando alocar em alguma das barras com cargas mais significativas.

4.1.3. Gerador térmico a gás

No modelo de Geração distribuída proposto, a geração térmica foi dividida em duas unidades geradoras alocadas na barra do CT e do CCS. Para esses geradores foram utilizadas as modelagens como máquina síncrona com polos salientes sólidos e seus parâmetros foram preenchidos conforme Tabela 11. Os dados cadastrados nos modelos dos geradores foram baseados em termogedores de mesma ordem de grandeza, seguindo conforme mostrado no arquivo “.blt”, de novembro de 2013 disponibilizado em [25].

Tabela 11- Valores dos parâmetros cadastrados para os termogedores

Parâmetro		Valor
H	Inercia do rotor em segundos	1.5
D	Coeficiente de amortecimento	0
Sbase	Potência Nominal em MVA	25
unds	numero de rotores ligados no barramento	1
r	resistência do estator em %	0.2
Xd	Reatância síncrona de eixo-d em %	146.3
Xq	Reatância síncrona de eixo-q em %	80.4
Xld	Reatância transitória de eixo-d em %	37
Xlld	Reatância subtransitória de eixo-d em %	26
Xllq	Reatância subtransitória de eixo-q em %	22,7
Tldo	Tempo transitório de circ. aberto no eixo-d em seg.	6,53
Tlldo	Tempo subtransit. de circ. aberto no eixo-d em seg.	0,043
Tllqo	Tempo subtrans. de circ. aberto no eixo-q em seg.	0,158

4.2. Análise Estática

Com o objetivo de conhecer a distribuição de potência na rede e observar o comportamento de alguns parâmetros (módulo e ângulo das tensões), foi realizada a simulação de fluxo de potência, onde na Tabela 12 duas situações de fluxo entre as linhas são mostradas, uma com o sistema padrão e outra com a aplicação da GD. Nesta análise não foi considerada a variação horária no carregamento do sistema, utilizando apenas uma análise em regime permanente.

Tabela 12 – Fluxo de potência nas linhas de distribuição da Ilha do Fundão

DE	PARA	LINHA	Sem GD		Com GD	
			MW	Mvar	MW	Mvar
AL+HAN_R_FIC	ALOJAMENTO	LT58-63(1)	0.158	0.146	0.158	0.146
BR+EDF_R_FIC	EEFD	LT57-62(1)	0.199	0.187	0.199	0.187

DE	PARA	LINHA	Sem GD		Com GD	
			MW	Mvar	MW	Mvar
BR+EDF_R_FIC	AL+HAN_R_FIC	LT63-62(1)	0.158	0.146	0.158	0.146
CCS_R_FIC	LDA_LETRAS	LT10-47(1)	-3.923	-3.755	-1.650	0.565
CCS_R_FIC	CCS	LT51-47(1)	3.923	3.755	1.650	-0.565
CH_GAS	LDS_1239	LT17-64(1)	-0.181	-0.176	-0.181	-0.176
COPPE	REI+COP_FIC	LT13-29(1)	-0.450	-0.455	-0.450	-0.455
COPPEAD_FIC	REI+COP_FIC	LT13-42(1)	-0.289	-0.270	-0.289	-0.270
COPPEAD_FIC	COPPEAD	LT42-35(1)	0.289	0.270	0.289	0.270
CT	LDS_4410	LT21-12(1)	-5.297	-5.211	-3.027	-3.411
CT+CCMN_FIC	CCMN	LT6-23(1)	1.369	1.295	1.369	1.295
CT+CCMN_FIC	LDS_24227	LT36-6(1)	-1.369	-1.295	-1.369	-1.295
L+LC+Z+R_FIC	LAB_CORROSAO	LT67-66(1)	0.161	0.155	0.161	0.155
L+LC+Z+R_FIC	LETRAS	LT67-25(1)	0.486	0.451	-0.991	0.451
L+LC+Z+R_FIC	LDA_MAGISTER	LT7-67(1)	-1.692	-1.623	-0.181	-1.624
L+LC+Z+R_FIC	Z.INDUSTRIAL	LT38-67(1)	0.149	0.143	0.149	0.143
L+LC+Z+R_FIC	REITORIA	LT67-40(1)	0.896	0.875	0.861	0.874
LDA_CATEDRAL	REI+COP_FIC	LT13-4(1)	0.823	0.803	0.823	0.803
LDA_LETRAS	TRAFO_40MVA	LT10-16831(1)	-3.931	-3.777	-1.650	0.563
LDS_1239	BR+EDF_R_FIC	LT64-62(1)	0.357	0.333	0.357	0.333
LDS_1320	CENPES	LT18-3(1)	2.767	1.338	2.767	1.338
LDS_1320	TRAFO_40MVA	LT16831-18(1)	-2.767	-1.338	-2.767	-1.338
LDS_1692	HU	LT5-43(1)	2.804	2.788	2.804	2.788
LDS_1692	IPPMG	LT5-46(1)	0.466	0.450	0.466	0.450
LDS_24238	CEPEL	LT9-15(1)	4.228	2.068	4.228	2.068
LDS_24238	PREFEITURA	LT9-19(1)	0.021	0.412	0.021	0.412
LDS_33432	TRAFO_40MVA	LT11-16831(1)	-0.560	-0.270	-0.560	-0.270
REI+COP_FIC	XISTOQUIMICA	LT13-31(1)	0.081	0.076	0.081	0.076
RU	CH_GAS	LT69-17(1)	-0.181	-0.176	-0.181	-0.176
TRAFO_25MVA	LDA_CATEDRAL	LT16832-4(1)	0.831	0.810	0.831	0.810
TRAFO_40MVA	LDS_4304	LT2-16831(1)	0.706	0.305	0.706	0.305
FUNDAO---138	TRAFO_25MVA	TR16832-1683(2)	11.226	9.341	8.774	7.364
TRAFO_40MVA	LDS_1692	LT5-16831(1)	3.289	3.253	3.289	3.253
TRAFO_40MVA	LDS_4286	LT1-16831(1)	2.619	1.316	2.619	1.316
TRAFO_25MVA	LDS_24238	LT9-16832(1)	4.273	2.499	4.273	2.499
TRAFO_40MVA	LDS_24227	LT36-16831(1)	1.378	1.301	1.378	1.301
TRAFO_25MVA	LDS_4410	LT12-16832(1)	5.583	5.437	3.131	3.493
TRAFO_25MVA	LDS_1239	LT64-16832(1)	0.539	0.510	0.539	0.510
TRAFO_40MVA	FUNDAO---138	TR16831-1683(1)	-16.996	-13.244	-13.185	-8.875
TRAFO_40MVA	LDA_MAGISTER	LT16831-7(1)	1.717	1.643	0.192	1.633

Observa-se que as linhas sofrem um alívio quando a geração distribuída é aplicada, podendo chegar a 52,97 % de diferença, o que pode significar um sistema mais

eficiente, tendo em vista que as perdas são proporcionais às correntes que passam nas linhas, logo proporcionais ao carregamento. Na Figura 59 é possível observar a diferença de carregamento em algumas das linhas de maneira mais clara.

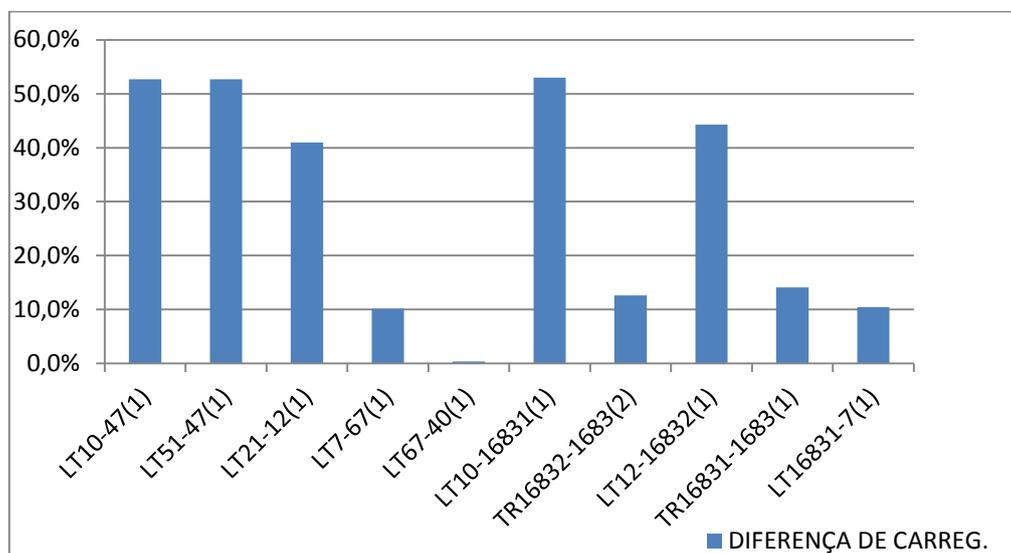


Figura 59 - Diferença de carregamentos em linhas que tiveram alívio de potência

Houve aumento no fluxo de potência apenas na LT67-25(1) que interliga a barra LETRAS à L+LC+Z+R_FIC. Os aumentos pouco significativos podem ser explicados pelo fato da barra LETRAS possuir geração eólica e agora não mais importar potência de outras barras, e sim ajudar no suprimento de outras cargas, tal como a carga do Z.INDUSTRIAL.

Com a aplicação das unidades geradoras observou-se também uma melhora nas tensões das barras, chegando inicialmente a um aumento de até 0,02 p.u, que pode ser significativa se considerarmos que a ANEEL[26] determina uma variação aceitável de 5 % da tensão nominal.

No sistema também houve melhora no fator de potência da maioria das barras, principalmente nas detentoras dos geradores síncronos, onde o controle desta grandeza foi realizado ajustando a excitação da máquina mais próxima. Na Tabela 13 é possível conferir a diferença entre as tensões antes e depois da aplicação da geração distribuída.

Considerando este ponto de operação, foi verificado na entrada da Ilha do Fundão (barra FUNDÃO---138) que um fator de potência igual a 0,81. Portanto para melhorar o sistema, os geradores foram ajustados para que a potência reativa gerada no interior da

ilha aumentasse em 6,8 Mvar, e assim a potência reativa consumida do sistema externo fosse diminuída, logo o fator de potência atingiu 0,92.

Na Tabela 13, também é possível comparar os módulos das tensões após o ajuste de potência reativa no sistema interno à ilha, sendo que as máquinas térmicas aumentaram a geração de potência reativa em 3,4 Mvar cada uma.

Tabela 13 – Tensões nas barras antes e depois da aplicação de geradores

BARRA	Sem GD		Com GD1		Com GD (ajust. Fp)	
	TENSÃO (p.u)	TENSÃO (graus)	TENSÃO (p.u)	TENSÃO (graus)	TENSÃO (p.u)	TENSÃO (p.u)
AL+HAN_R_FIC	0.995	-0.034	0.996	0.023	0.997	0.025
ALOJAMENTO	0.995	-0.033	0.995	0.024	0.997	0.025
BR+EDF_R_FIC	0.995	-0.035	0.996	0.022	0.997	0.024
CCMN	0.990	0.007	0.991	0.062	0.992	0.062
CCS	0.985	-0.366	0.998	-0.205	1.006	-0.347
CCS_R_FIC	0.989	-0.252	0.998	-0.127	1.004	-0.222
CENPES	0.987	-0.158	0.988	-0.103	0.989	-0.103
CEPEL	0.970	-0.360	0.971	-0.303	0.972	-0.301
CH_GAS	0.995	-0.036	0.996	0.020	0.998	0.022
COPPE	0.985	0.027	0.985	0.084	0.987	0.085
COPPEAD	0.983	0.031	0.984	0.088	0.986	0.089
COPPEAD_FIC	0.984	0.026	0.985	0.083	0.987	0.084
CT	0.950	0.249	0.969	0.298	0.984	-0.632
CT+CCMN_FIC	0.991	0.000	0.992	0.055	0.993	0.055
EEFD	0.995	-0.034	0.996	0.023	0.997	0.025
FUNDAO---138	1.000	0.217	1.000	0.217	1.000	0.217
HU	0.989	0.019	0.991	0.074	0.991	0.073
IPPMG	0.991	0.007	0.992	0.062	0.993	0.062
L_LCOR2_FIC	0.984	0.026	0.985	0.083	0.987	0.084
L+CT+MN_FIC	1.000	0.067	1.000	0.067	1.000	0.067
L+LC+Z+R_FIC	0.983	0.043	0.991	0.402	0.992	0.402
LAB_CORROSAO	0.983	0.045	0.991	0.404	0.992	0.404
LDA_CATEDRAL	0.987	0.013	0.988	0.070	0.989	0.071
LDA_LETRAS	0.993	-0.139	0.998	-0.049	1.001	-0.097
LDA_MAGISTER	0.993	-0.010	0.996	0.121	0.997	0.121
LDS_1239	0.996	-0.037	0.996	0.020	0.998	0.021
LDS_1320	0.988	-0.145	0.989	-0.090	0.990	-0.090
LDS_1692	0.992	0.005	0.993	0.060	0.994	0.060
LDS_24227	0.994	-0.013	0.995	0.042	0.996	0.042
LDS_24238	0.990	-0.091	0.991	-0.035	0.992	-0.033
LDS_33432	0.996	-0.044	0.997	0.011	0.998	0.011
LDS_4286	0.989	-0.140	0.990	-0.085	0.991	-0.085
LDS_4304	0.988	-0.183	0.989	-0.128	0.990	-0.128
LDS_4410	0.954	0.208	0.972	0.263	0.985	-0.572
LETRAS	0.982	0.048	0.992	0.501	0.993	0.501
PREFEITURA	0.990	-0.069	0.991	-0.013	0.992	-0.011

BARRA	Sem GD		Com GD1		Com GD (ajust. Fp)	
	TENSÃO (p.u)	TENSÃO (graus)	TENSÃO (p.u)	TENSÃO (graus)	TENSÃO (p.u)	TENSÃO (p.u)
REI+COP_FIC	0.986	0.021	0.986	0.077	0.988	0.079
REITORIA	0.982	0.053	0.990	0.414	0.990	0.414
RU	0.995	-0.035	0.996	0.021	0.997	0.023
TRAFO_25MVA	0.996	-0.041	0.997	0.016	0.998	0.017
TRAFO_40MVA	0.997	-0.027	0.998	0.028	0.999	0.028
XISTOQUIMICA	0.985	0.022	0.986	0.078	0.988	0.080
Z.INDUSTRIAL	0.983	0.044	0.991	0.404	0.992	0.403

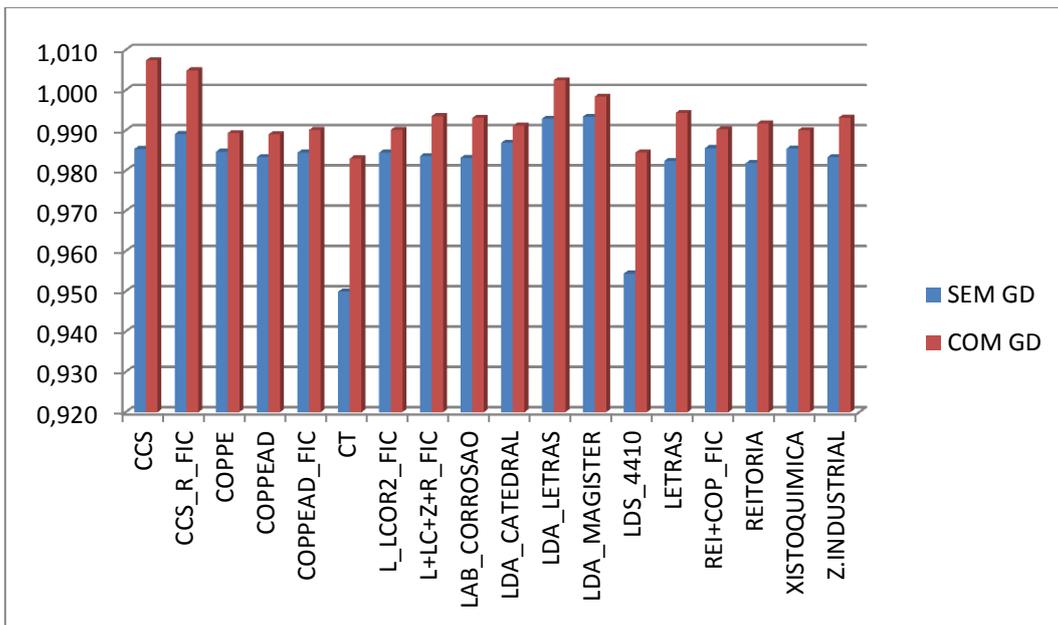


Figura 60 - Comparação de tensão antes e depois da GD

Na Figura 60 estão mostradas as diferenças mais significativas entre as tensões antes e depois da aplicação da GD. Na comparação mostrada na figura já foi considerado o ajuste de reativo para acerto do fator de potência.

O barramento do CT foi o que apresentou maior aumento, mudando de 0,950 pu para 0,984 pu. O CCS também mostrou um nível de tensão bem melhor após a aplicação da GD, pois variou de 0,985 pu para 1,006.

Para verificar o comportamento das tensões frente a um aumento de carga foram calculados fluxos de potência aumentando-se gradativamente a carga do barramento analisado a partir do seu valor original e assim foram traçadas as curvas PV das barras TRAFO_40 MVA e TRAFO_25 MVA com o objetivo de conhecer a margem de

estabilidade de tensão. Além disso, foram traçadas as curvas QV para observar o comportamento das tensões com a variação da potência reativa.

4.2.1. Característica PV

O aumento de carga tem como consequência direta a diminuição dos níveis de tensão e pode gerar um colapso de tensão. O sistema da ilha do Fundão é um sistema que está em expansão e vêm sofrendo acréscimos de cargas, tanto com a instalação de novos prédios quanto com o aumento no consumo das unidades existentes. Por isso torna-se importante conhecer o limite de potência do sistema quando aplicamos a geração distribuída.

A curva PV é definida como a relação entre a magnitude da tensão e a potência ativa em um determinado barramento para uma condição específica. A análise desta curva visa determinar a demanda máxima que o sistema pode atender sem que haja um colapso de tensão.

O levantamento dos dados para traçar a curva consistiu em simular aumentos de 10% em toda a carga do sistema ilhado, utilizando a ferramenta de aumento automático de carga do Simulight, em seguida, para cada caso, rodar o fluxo de potência e anotar os parâmetro de interesse para plotar as curvas no MatLab.

A seguinte hipótese foi considerada:

- Sistema funcionando ilhado, com barramentos TRAF0_40 MVA e TRAF0_25 MVA conectados.

Na Figura 61 é possível observar como se comporta a tensão no barramento TRAF0_40 MVA quando a potência ativa requerida pela carga do sistema é aumentada. Constatase que o sistema com GD apresenta uma boa margem de estabilidade de tensão, pois para este barramento, valores de tensão menores que 0,95 pu ocorrem após um aumento de mais de 50 MW, ou seja, cerca de três vezes a carga conectada a esta barra.

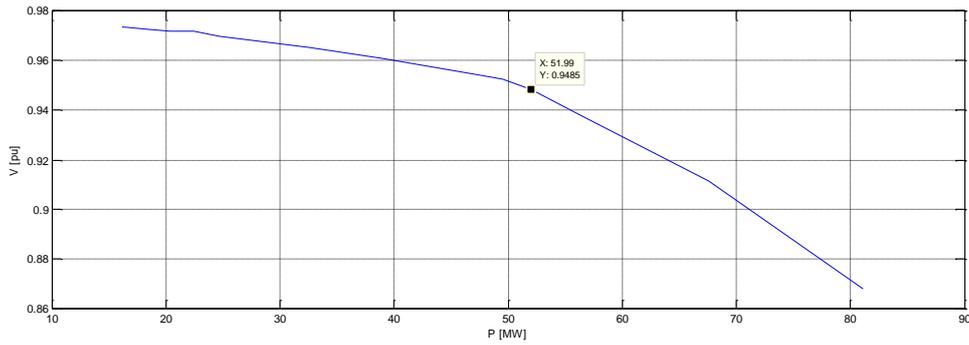


Figura 61 - Curva PV para a barra TRAF0_40 MVA

Na Figura 62 observa-se a relação entre a tensão do barramento TRAF0_25 MVA e a potência ativa da carga conectada ao barramento. Nota-se que para este caso valores de tensão menores que 0,95 pu somente são atingidos com um aumento de 3,3 vezes na potência ativa da carga.

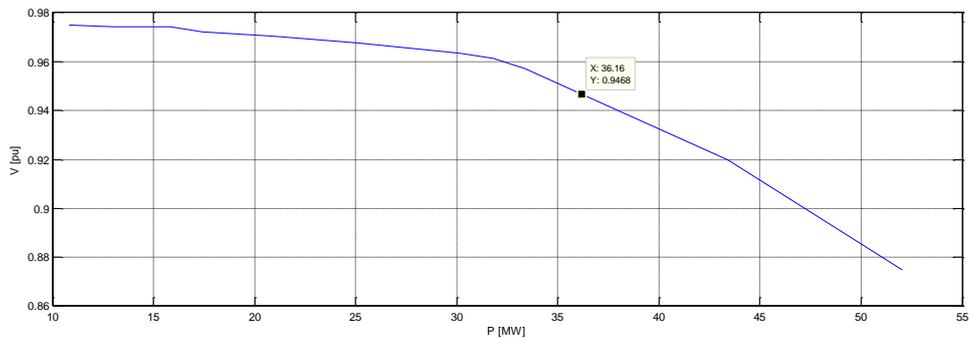


Figura 62 - Curva PV para a barra TRAF0_25 MVA

Desta maneira, entende-se que os barramentos analisados, com a aplicação de GD apresentam uma margem de estabilidade de tensão muito boa, pois suas tensões permanecem em valores aceitáveis [26] mesmo com aumentos consideráveis na potência ativa consumida pela carga.

4.2.2. Característica QV

A análise da curva QV é importante para mapear a margem de reativo de uma determinada rede, ou seja através desta curva obtém-se a variação da magnitude da tensão em uma determinada barra em função da injeção de potência reativa.

O procedimento para plotar as curvas foi semelhante ao utilizado para a obtenção das curvas PV, ou seja, variando a injeção de potência reativa no sistema, anotando os dados para plotar as figuras e considerando a hipótese descritas a seguir:

- Sistema funcionando ilhado, com barramentos TRAF0_40 MVA e TRAF0_25 MVA conectados

Na Figura 63 é apresentado o comportamento da tensão do barramento TRAF0_40MVA quando ocorre variação na injeção de reativo. Nesta figura constata-se que o barramento apresenta uma melhora significativa no nível de tensão quando potência reativa é injetada na rede, assim atinge o valor de 0,98 pu com a aplicação de aproximadamente 5 Mvar.

Pode-se observar na que o barramento apresenta uma boa margem de reativo, pois a diferença entre o ponto em que $Q=0$ e o ponto mais baixo da curva é de aproximadamente 15 Mvar.

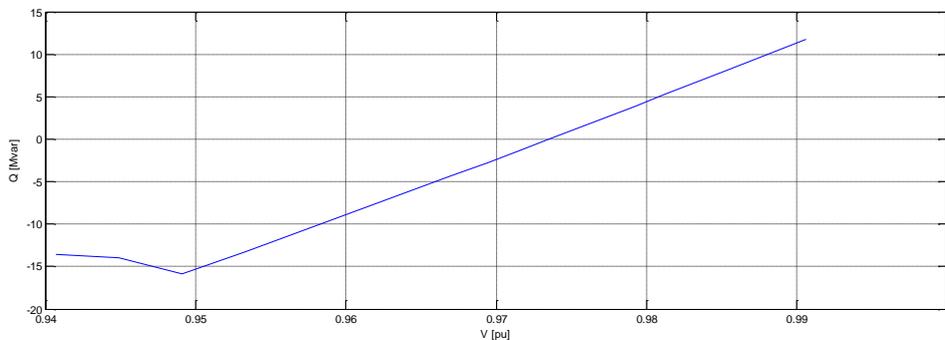


Figura 63 - Curva QV para a barra TRAF0_40 MVA

A Figura 64 mostra como a tensão do barramento TRAF0_25 MVA responde quando é alterada a injeção de reativo no barramento. É possível notar que este barramento também apresenta uma boa margem de reativo, tendo em vista que a distância no eixo das ordenadas, entre o ponto $Q=0$ e o ponto mais baixo do gráfico está em torno de 10 Mvar.

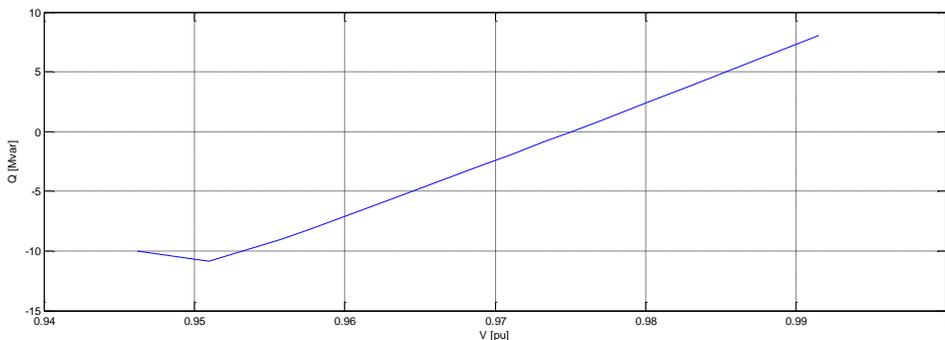


Figura 64 - Curva QV para a barra TRAF0_25 MVA

Através dos gráficos apresentados, entende-se que o sistema com GD apresenta uma boa margem de reativo, ou seja, pode ter sua potência reativa consumida até um determinado valor que não ocorrerá um colapso de tensão.

Embora tenha sido constatado que os barramentos principais apresentam boas margens de estabilidade de tensão e de potência reativa, decidiu-se por aplicar reguladores de tensão, com o objetivo de tornar o sistema preparado para rejeitar perturbações transitórias que afetem o nível de tensão.

Os reguladores de tensão foram ajustados com parâmetros conforme descrito na seção a seguir.

4.2.3. Regulador de tensão

Para tornar o funcionamento do sistema mais satisfatório e melhorar as condições de estabilidade, sem exceder os limites de excitação da máquina síncrona, foi aplicado um regulador de tensão em cada termogerador. O regulador escolhido segue o diagrama de blocos mostrado na Figura 65, e seus parâmetros foram ajustados conforme mostrado a seguir.

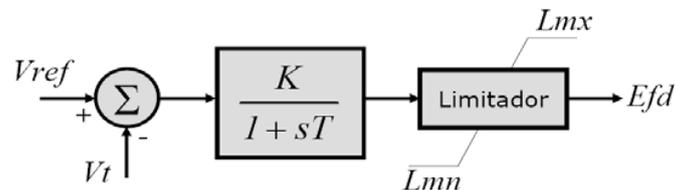


Figura 65 - Diagrama de blocos de um regulador de tensão de primeira ordem

K: ganho do regulador;

T: constante de tempo do regulador;

V_t : tensão terminal do gerador;

V_{ref} : valor da tensão de referência (1pu para valores nominais);

L_{mx} : Limite máximo da tensão de campo

L_{mn} : Limites mínimo da tensão de campo;

E_{fd} : tensão de excitação.

Esta modelagem baseia-se em sistemas modernos de excitação, aos quais podem fazer um controle mais preciso da corrente de campo e manipular as potências reativas injetadas pela máquina, às quais podem contribuir para manter a estabilidade de tensão.

Para testar o regulador, foi adotado o diagrama de blocos do gerador em vazio, mostrado na Figura 66, baseado em [28], e foram considerados os parâmetros conforme explicado nas equações, adotando um valor de $K = 18,24$ e $T_\epsilon = 0,18$, visando alcançar um sobrepasso menor que 5 % e um tempo de assentamento em 2% em aproximadamente 0,5 segundos.

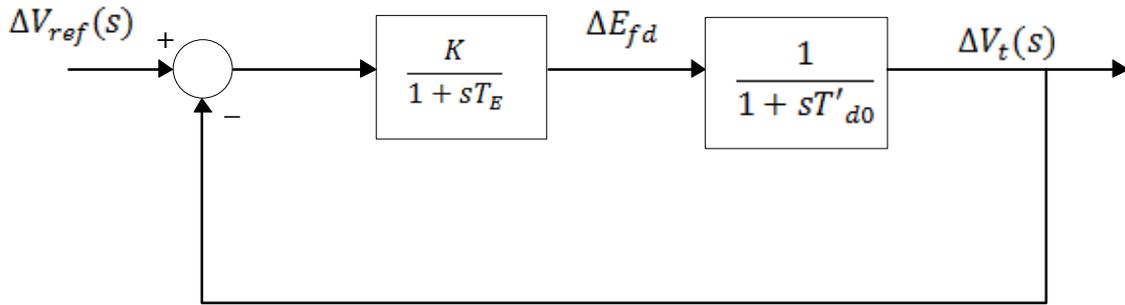


Figura 66 - Diagrama de blocos para um gerador em vazio com regulador de tensão

$$\frac{\Delta V_t(s)}{\Delta V_{ref}(s)} = \frac{\frac{K_\epsilon}{T_\epsilon \cdot T'_{d0}}}{s^2 + \frac{T_\epsilon + T'_{d0}}{T_\epsilon \cdot T'_{d0}}s + \frac{K_\epsilon + 1}{T_\epsilon \cdot T'_{d0}}}$$

$$s^2 + \frac{T_\epsilon + T'_{d0}}{T_\epsilon \cdot T'_{d0}}s + \frac{K_\epsilon + 1}{T_\epsilon \cdot T'_{d0}} = s^2 + 2\xi\omega_n + \omega_n^2$$

$$2\xi\omega_n = 2\xi \cdot \sqrt{\frac{K_\epsilon + 1}{T_\epsilon \cdot T'_{d0}}} = \frac{T_\epsilon + T'_{d0}}{T_\epsilon \cdot T'_{d0}}$$

Como $M_p = e^{-\frac{\xi\pi}{\sqrt{1-\xi^2}}} < 0,1$, logo $\xi < 0,794$ e $T'_{d0} = 6,53$ segundos, além disso,

$t_{s(5\%)} = \frac{3}{\xi\omega_n} < 3$, logo $\xi\omega_n > 1$. Logo, de acordo com a Tabela 14 foi escolhido

$\xi\omega_n = 2,8$, $\xi = 0,7$ e conseqüentemente $\omega_n = 4 \text{ rad/s}$

Assim, temos que $2\xi\omega_n = 5,6 = \frac{T_\epsilon + 6,55}{T_\epsilon \cdot 6,55} \therefore T_\epsilon = 0,18$ e portanto $\omega_n^2 = \frac{K_\epsilon + 1}{T_\epsilon \cdot T'_{d0}} \therefore$

$K_\epsilon = 18,24$.

Tabela 14 - Parâmetros para o controlador de tensão

ξ	ωn	T_e	K_E
0.4	2	0.69	17.10
0.4	4	0.33	33.39
0.4	6	0.22	49.74
0.4	8	0.16	66.10
0.4	10	0.13	82.47
0.5	2	0.54	13.18
0.5	4	0.26	26.24
0.5	6	0.17	39.33
0.5	8	0.13	52.42
0.5	10	0.10	65.52
0.6	2	0.44	10.66
0.6	4	0.22	21.55
0.6	6	0.14	32.46
0.6	8	0.11	43.37
0.6	10	0.08	54.29
0.7	2	0.38	8.90
0.7	4	0.18	18.24
0.7	6	0.12	27.59
0.7	8	0.09	36.95
0.7	10	0.07	46.30
0.75	2	0.35	8.20
0.75	4	0.17	16.92
0.75	6	0.11	25.65
0.75	8	0.08	34.38
0.75	10	0.07	43.12

$$\text{Controlador} = \frac{18,24}{1+0,18s}$$

Com a aplicação do regulador de tensão a resposta a um aumento de carga, embora tenha a possibilidade de ser oscilatória, tende a ter uma menor amplitude de oscilação do que se não possuir este regulador. O regulador de tensão além de contribuir na diminuição da oscilação de tensão, também faz o controle da tensão em níveis desejados e ajuda no alinhamento das tensões em caso de conexão de barras. Como o controle deste regulador é realizado através da manipulação da excitação da máquina, injetando mais ou menos potência reativa na rede, apresenta limitação devido à restrição de aumento do ganho K_e .

Ao longo deste trabalho serão apresentadas situações em que o bom funcionamento do regulador será primordial, portanto alguns ajustes serão realizados durante as simulações, caso seja necessário.

4.3. Análise Dinâmica

O sistema da Ilha do Fundão contendo as unidades geradoras foi submetido à análise dinâmica, com o objetivo de avaliar o seu desempenho frente a contingências e mapear a necessidade de mudanças na topologia, aplicação de novos equipamentos ou sistemas de controle. Nesta seção, algumas configurações, aqui chamadas de cenários foram testadas adotando algumas hipóteses, aqui chamadas de casos, conforme descrito a seguir.

Cenários e casos adotados:

- ✓ Sistema Padrão: Geração Distribuída de acordo com a seção 4.1
 - Curto circuito no barramento de entrada (FUNDÃO---138), com ilhamento e, após alguns segundos, reconexão com o sistema (SIN).
- ✓ Sistema com perda de um dos transformadores: TRAFO 25 MVA
 - Simulação de defeito em um dos transformadores, acionando o disjuntor de conexão de barras e um posterior ilhamento devido a um curto circuito.
- ✓ Sistema ilhado
 - Curto circuito no barramento COPPEAD, com falha na proteção local e consequente perda de cargas.
 - Curto circuito no barramento IPPMG, com falha na proteção local, consequente perda de cargas e posterior reconexão.

4.3.1. Sistema Padrão

Em uma análise inicial para o sistema proposto, com geradores alocados em algumas barras da Ilha do Fundão, estando estes ajustados conforme descrito na seção 4.1, foi aplicado um curto circuito trifásico no barramento FUNDÃO---138, no instante igual a 3 segundos. Considerando que os disjuntores dos transformadores ligados ao barramento atuam após 200 ms, o sistema permanece ilhado e passados 6 segundos os disjuntores são fechados para reconectar as ilhas formadas devido ao curto.

A fim de ajustar o modelo para o estudo deste caso e resolver alguns erros de inconsistência de cálculo, ocorridos pelo fato do gerador que representa o SIN alimentar

diretamente o curto circuito, surgiu a necessidade de modificar o desenho do sistema. Para isso, foi inserido um novo barramento (Adicional _138) para conectar o SIN à barra de entrada (FUNDÃO---138) através de um disjuntor, conforme Figura 67.

Ademais, foi necessário a adição de uma carga para que o gerador não funcione em vazio quando a barra estiver isolada.

As modificações não interferem no resultado, uma vez que o objetivo é avaliar o sistema elétrico da Ilha do Fundão.

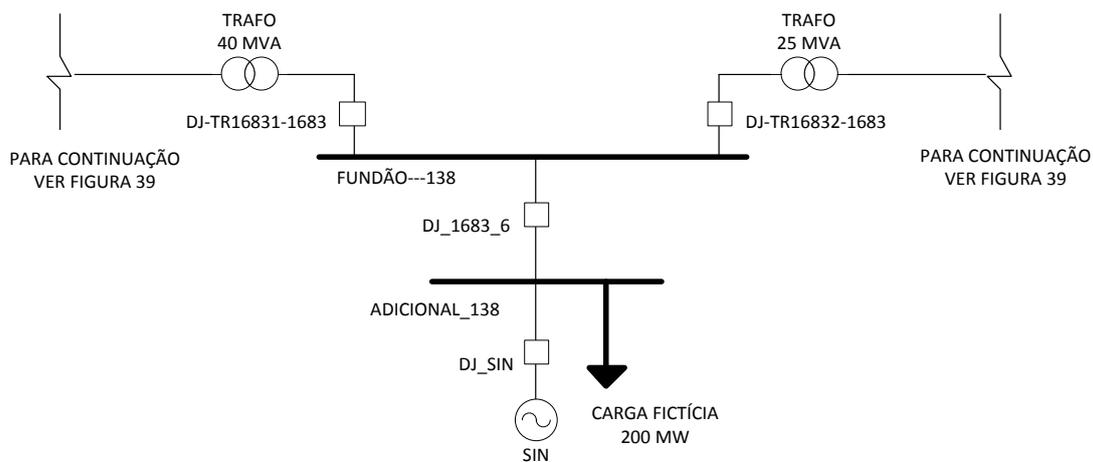


Figura 67 - Sistema modificado para rodar cc no barramento de entrada

Na Figura 68 é possível observar o comportamento do ângulo δ do gerador alocado no CT (GerGas1) em comparação ao ângulo do gerador alocado no CCS(GerGas2) e constatar o deslocamento do ponto de operação dos geradores. Esse deslocamento ocorre no instante de abertura dos disjuntores, justificado pela separação do sistema em duas ilhas desconectadas do SIN. Quando ocorrida a separação, cada ilha passa a ter um ponto de operação distinto, onde cada gerador passa a suprir uma parcela diferente da carga total. Além disso, a referência de cada ilha passa a ser diferente devido ao fato de não haver uma conexão entre as tensões.

Na Figura 69 constata-se a queda de velocidade dos geradores, que apresentam comportamentos similares, no entanto com proporções diferentes. Normalmente, com a separação dos sistemas a reatância equivalente vista do gerador tende a ser maior, significando uma menor potência elétrica e uma conseqüente aceleração, no entanto neste caso, com a separação do sistema ambos os geradores passam a suprir uma

potência elétrica significativamente maior e dividida em proporções diferentes para cada gerador, o que explica o fato do gerador do CCS ter uma queda de velocidade maior.

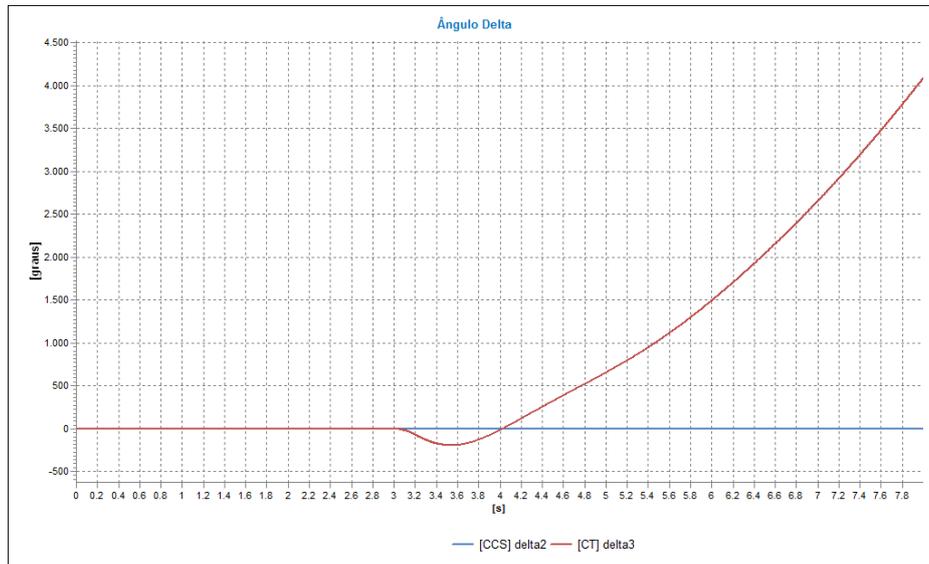


Figura 68 - Ângulo delta para curto em FUNDÃO--138 com Gerador do CCS como referência

Na Figura 70, através da observação da frequência do sistema, constata-se um valor extremamente baixo que caracteriza uma perda de sincronismo. Desde o momento que ocorre o curto circuito, mesmo após os disjuntores se abrirem e o barramento com defeito ser isolado, tem-se o sistema declinando, o que evidencia a necessidade de reguladores. Na Figura 71 é possível verificar que as tensões também se estabilizam em valores muito baixos.

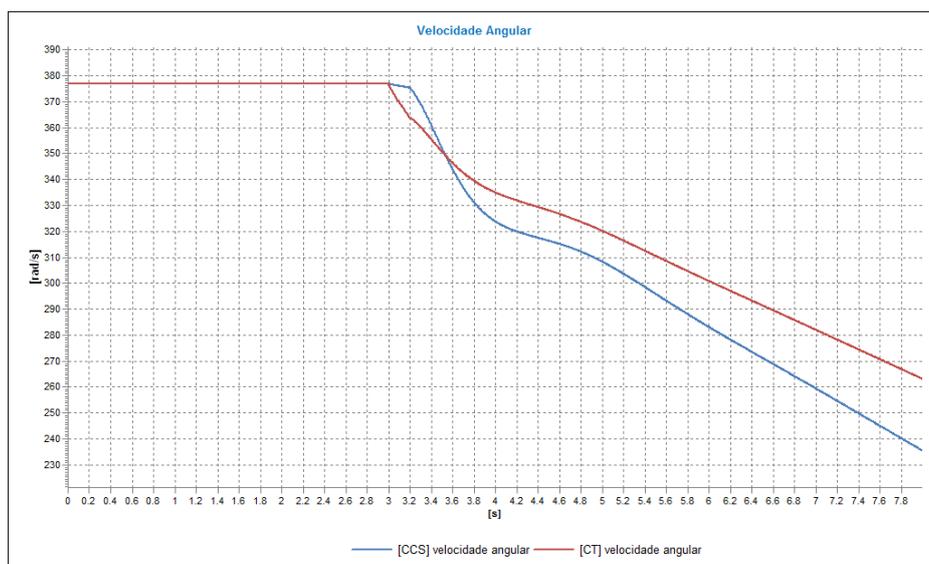


Figura 69 - Velocidade angular após curto circuito em Fundão---138

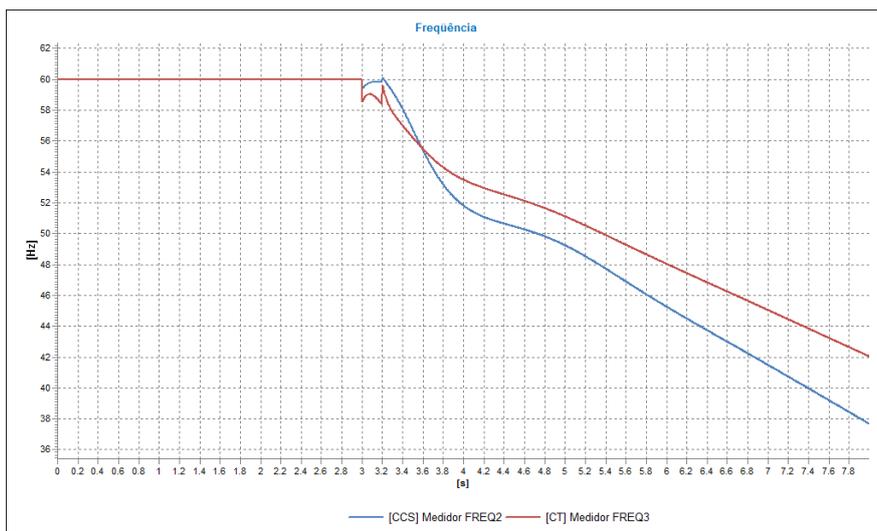


Figura 70 - Frequência após curto circuito em Fundão---138

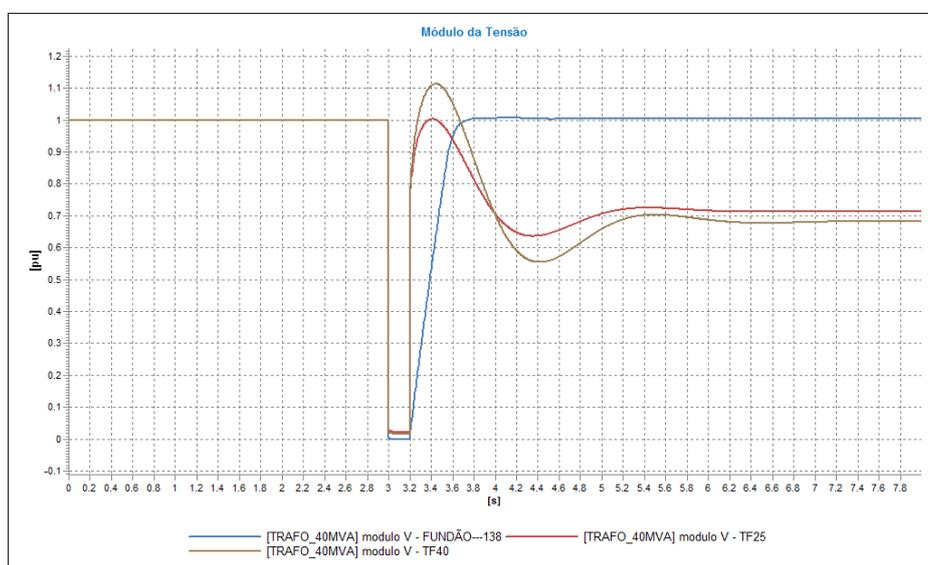


Figura 71 - tensões após curto circuito em Fundão---138

O restabelecimento das tensões, embora em um valor ainda considerado baixo, demonstra o efeito do regulador de tensão, que trabalha buscando um ajuste na excitação da máquina para alcançar uma tensão estável. Por outro lado, a queda de velocidade, frequência e conseqüente perda de sincronismo significa que o sistema necessita de um regulador de velocidade para que após o curto circuito um ponto de operação estável seja estabelecido.

No instante igual a 9 segundos, momento escolhido para a reconexão dos barramentos, o fechamento dos disjuntores não foi realizado, pois a instabilidade do sistema já havia sido alcançada.

Com isso constata-se a necessidade de reguladores de velocidade em pequena rede, onde os geradores são ainda mais expostos a variações na topologia do sistema devido às contingências. Esses reguladores significam uma boa alternativa a ser adotada para melhorar a resposta dos geradores ao curto circuito. Assim, no item a seguir serão dimensionados dois tipos novos de reguladores a fim de ajustar a resposta do sistema.

4.3.1.1 Aplicação de reguladores

Com o objetivo de melhorar o comportamento dinâmico do sistema, foi adicionado um regulador de velocidade e um regulador estabilizador em cada gerador, aos quais foram dimensionados conforme os itens 4.3.1.1.1 e 4.3.1.1.2.

4.3.1.1.1 Regulador de velocidade

Os reguladores de velocidade são controladores com a função de manter a máquina funcionando na velocidade desejada, mesmo que ocorram variações de carga ou contingências, mantendo assim a frequência em valor aceitável sem perda da estabilidade.

Este controle de carga-frequência pode ocorrer através da regulação primária e/ou secundária, que apresentam a estrutura mostrada a seguir:

- Regulação primária:
 - Sem queda de frequência (regulador isócrona)
 - Com queda de frequência (estatismo)
- Regulação secundária (CAG):
 - Controle de frequência
 - Controle do intercâmbio
 - Controle da frequência e intercâmbio (Tie-Line bias)

Para este trabalho foi utilizado um modelo apenas com regulação primária, representado pelo diagrama de blocos da Figura 72.

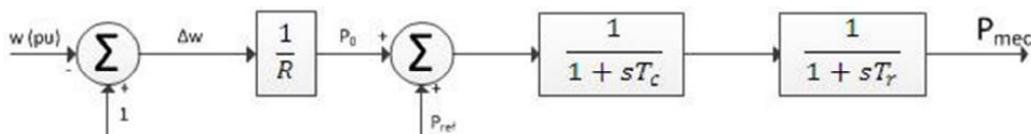


Figura 72 – Diagrama de blocos do Regulador de velocidade

Os seguintes parâmetros foram utilizados:

Estatismo (R) = 0,05;

Constante de tempo (T_c) = 0,01 segundos;

Constante de tempo (T_r) = 2 segundos;

Potência de referência (P_{ref}) = 1 p.u.

4.3.1.1.2 Regulador estabilizador

Os reguladores estabilizadores servem para amortecer oscilações rotóricas de velocidade, modulando a excitação da máquina ou a potência mecânica em fase com o desvio de velocidade.

Os reguladores PSS que baseiam-se na potência mecânica apresentam atrasos elevados, o que ocorre de maneira diferente com os que se baseiam na potência elétrica.

Para este projeto foi utilizado o regulador PSS em velocidade, seguindo o modelo mostrado Figura 73.

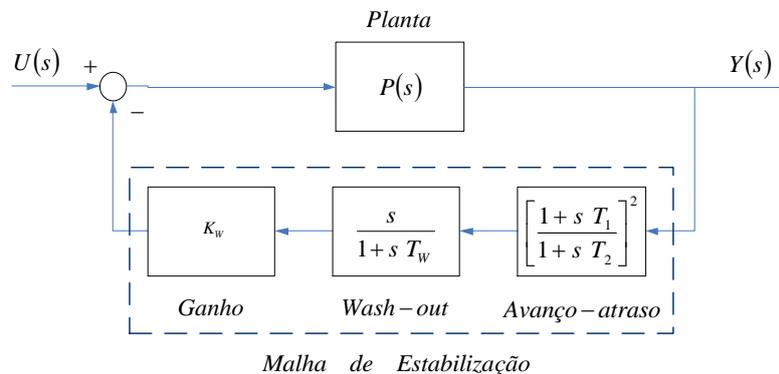


Figura 73 - Malha de controle do PSS

A entrada $U(s)$ é a tensão no terminal da máquina e a saída $Y(s)$ é a velocidade angular de forma que com aplicação do PSS seja possível diminuir a oscilação e chegar a um valor satisfatório passado um tempo de assentamento. Para o controlador foram adotados os seguintes valores:

Ganho do Wash-out (K_w) = 5;

Constante de tempo do Wash-out (T_w) = 1 segundos;

Constante de tempo do Lead-Leg (T_1) = 0,07 segundos;

Constante de tempo do Lead-Leg (T_2) = 0,02 segundos.

Com a aplicação dos reguladores o sistema tende a se comportar de maneira mais aceitável, no entanto conforme exposto na Figura 74, após a formação das ilhas os geradores passam a trabalhar em pontos diferentes e com o fechamento do disjuntor ocorrem oscilações, que se estabilizam em menos de um segundo.

Na Figura 75 verifica-se que no instante de conexão das barras ocorrem as oscilações com amplitudes consideravelmente altas, demonstrando o quanto é nocivo realizar a conexão entre duas ilhas sem a verificação do sincronismo entre elas.

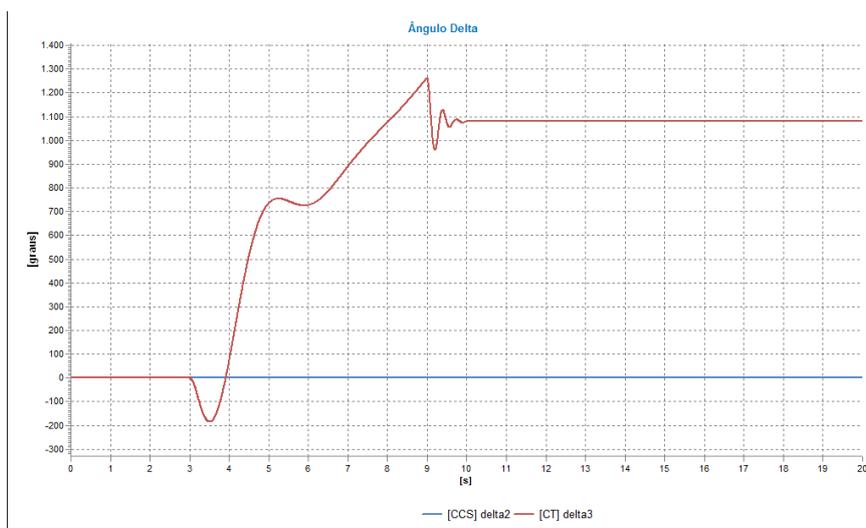


Figura 74 - Ângulo delta para curto em FUNDÃO--138 aplicados reguladores de velocidade

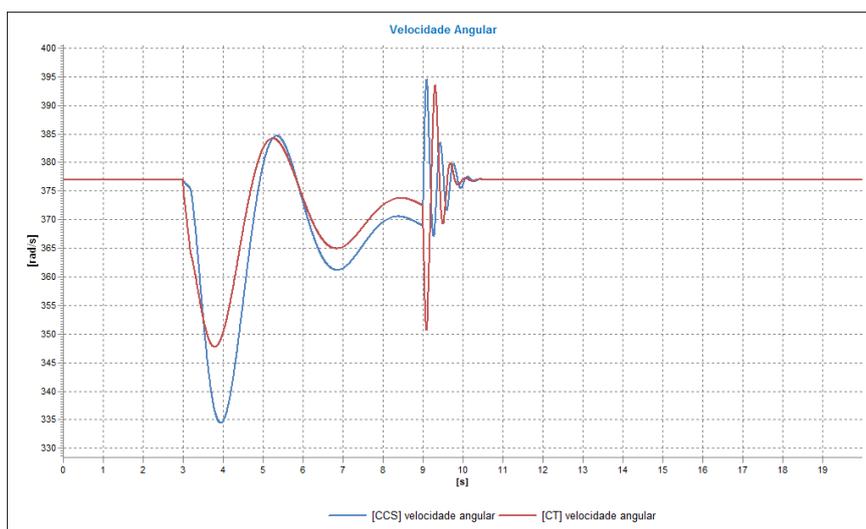


Figura 75 - Velocidade angular após curto em Fundão---138 aplicados reguladores de velocidade

Observando a Figura 76, constata-se uma oscilação de grande amplitude no momento do curto circuito e divisão do sistema, no entanto há uma tendência a estabilizar. Após o

fechamento do disjuntor percebe-se claramente a diferença positiva no comportamento da frequência, pois não há mais o colapso de frequência, logo é possível notar que após a oscilação a frequência se estabiliza em 60 Hz.

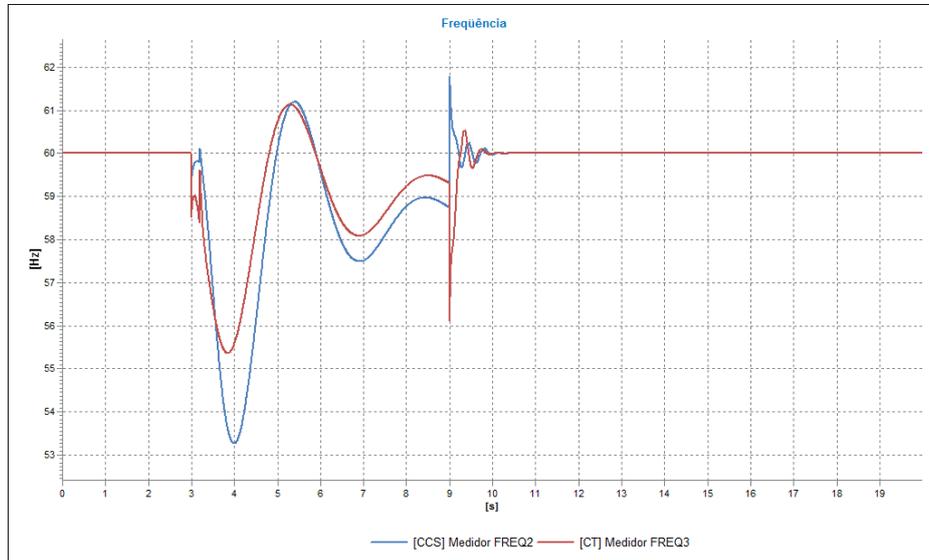


Figura 76 – Frequência após curto em Fundão---138 aplicados reguladores de velocidade

Observando as tensões na Figura 77, constata-se que no momento que os disjuntores foram fechados ocorrem variações na tensão que chegam a alcançar o valor de 0,7 pu, por menos de 0,5 segundos, se estabilizando em 1 pu em menos de 1 segundo.

A Figura 78 e a Figura 79 mostram as variações das potências elétricas, apresentando um limite superior e inferior, representados por duas linhas vermelhas. Essas linhas representam o limite seguro do esforço torcional, que é que a incidência de torque transitório no eixo da máquina, que geralmente ocorre pela variação abrupta da potência ativa das unidades geradoras. Tais esforços podem causar diminuição da vida útil da máquina e até mesmo danos irreversíveis.

O critério de avaliação desses esforços é baseado em [29] e é utilizado até hoje pelo ONS. O critério estabelece uma margem de segurança baseada na diferença entre a potência ativa gerada imediatamente antes e imediatamente depois do chaveamento. A inequação a seguir representa de forma clara os limites da potência elétrica para que não ocorram torções prejudiciais nos eixos dos geradores.

$$\Delta P = P_e(t = 0^-) - P_e(t = 0^+) < 0,5pu \quad (1)$$

Onde:

$P_e(t = 0^-)$ - Potência ativa gerada imediatamente antes do evento

$P_e(t = 0^+)$ - Potência ativa gerada imediatamente após o evento

No caso abordado foram utilizadas máquinas de 25 MW, portanto os limites são estabelecidos em 12,5 MW acima e abaixo do ponto de operação antes da manobra. Os geradores sofrem esforços torcionais, principalmente no momento de fechamento do disjuntor, significando risco aos geradores. É importante lembrar que a manobra de fechamento ocorre de maneira forçada sem qualquer verificação de compatibilidade entre os sistemas.

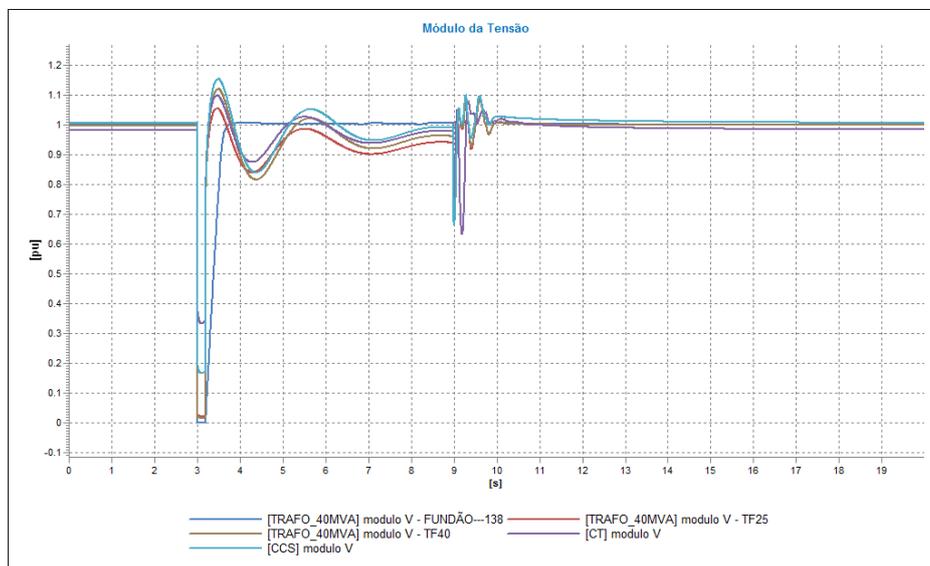


Figura 77 - Tensões após curto circuito em Fundão---138 aplicados reguladores de velocidade

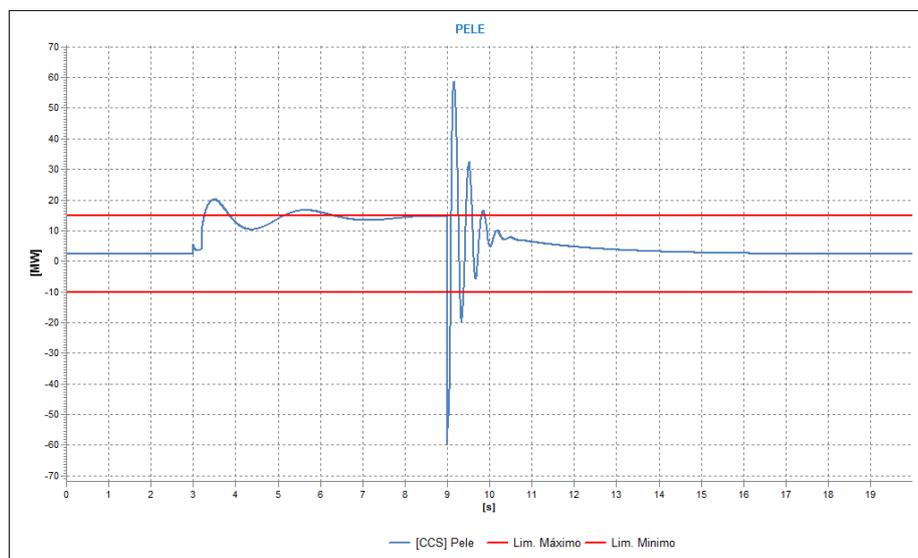


Figura 78 - Torção no gerador do CCS após cc em Fundão---138

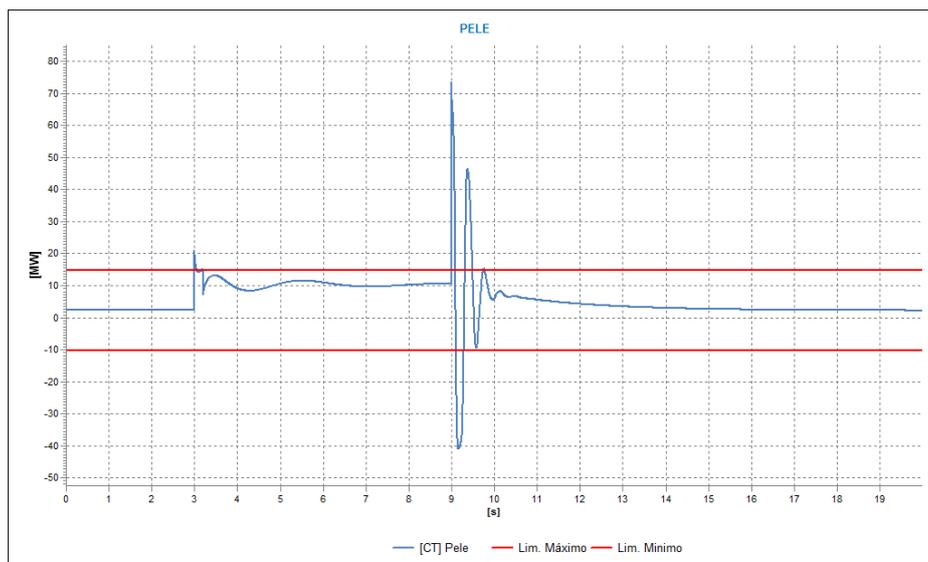


Figura 79 - Torção no gerador do CT após cc em Fundão---138

As oscilações exageradas provocam torções que danificam os geradores e quanto maior o tempo de permanência das mesmas, maiores serão os estragos. Para mitigar esses picos de potência elétrica algumas medidas podem ser tomadas, tal como dimensionamento apurado do sistema de proteção do gerador, ajustando a atuação do disjuntor de proteção para que o gerador não sofra variações acentuadas e aplicação de um relé com função 25, para verificar o sincronismo entre as tensões dos barramentos antes de fechar o disjuntor de conexão.

4.3.1.2 Aplicação de relés de sobrecorrente e relés de sincronismo

As torções observadas causam danos aos geradores e podem ser diminuídas com a aplicação de relés que interrompem a corrente de curto circuito mais rapidamente (função 50) e relés que permitem o fechamento do disjuntor somente após a constatação de sincronismo entre as tensões envolvidas (função 25).

O relé com a função 50 foi adicionado com a finalidade de atuar rapidamente nos disjuntores dos transformadores e assim isolar mais rapidamente o curto circuito. Para a configuração desta função, foi considerado um pick-up de 0,8.

Adicionaram-se relés com função 25 comandando os disjuntores que interligam a barra FUNDÃO---138 à barra TRAF0_25MVA(DJ-TR16832-1683) e à barra TRAF0_40MVA(DJ-TR16831-1683). Esses relés foram programados para verificar os sincronismos a partir do instante 9 segundos.

Sendo assim, foi ajustado um “pick-up” de 0,1, que representa que a tensão de um barramento deve possuir um módulo com margem máxima de 10% de diferença do módulo da outra e um tempo (T_r) de 0,1 s, que representa o mínimo tempo que as tensões devem permanecer dentro desta margem estipulada, conforme ilustrado na Figura 80.

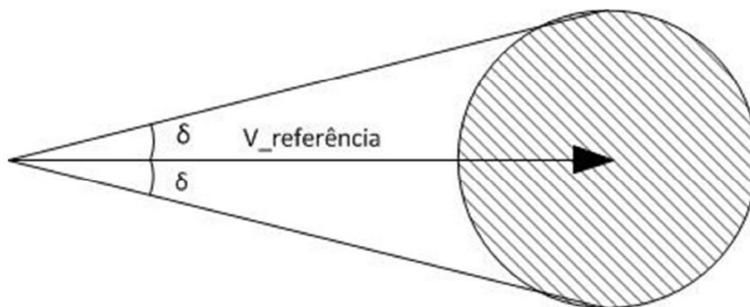


Figura 80 - Forma de atuação do relé 25

Com a aplicação dos relés de sobrecorrente, a abertura dos dispositivos de manobra ocorre no instante igual a 3,05 segundos e o curto é extinto neste mesmo momento. O fechamento dos disjuntores, respeitando o critério de sincronismo das tensões não ocorre de maneira espontânea e com isso foi necessário ajustar os parâmetros aplicando degraus nas tensões de referência dos reguladores de tensão para ajustar o módulo da tensão e também outro degrau na potência de referência dos reguladores de velocidade, para acelerar o alinhamento entre as tensões, respeitando o critério do relé 25.

O relé instantâneo faz com que o sistema fique menos exposto a correntes excessivas e o relé de sincronismo suaviza a conexão entre as barras, que por sua vez é o momento de maior torção, o que preserva o rotor da máquina. O valor excessivo na elevação da potência elétrica ocorre devido à consideração de um curto circuito ideal, ou seja, impedância de curto-circuito igual a zero, o que na prática não acontece, pois existirá um valor de impedância diferente de zero que diminuirá o pico da potência elétrica no momento do curto.

Na Figura 81 percebem-se as oscilações de tensão devido ao curto-circuito a partir do instante igual a 3,05 segundos, tendendo a estabilizar. Além disso, é possível notar todos os eventos aplicados para alcançar a condição de fechamento dos disjuntores e reconexão das ilhas. No tempo de 7 segundos foi aplicado um aumento na tensão de referência do CCS e em 7,5 segundos na tensão de referência do CT, dessa forma foi

possível injetar potência reativa na rede e assim aumentar as tensões o mais próximo possível de 1pu.

Nos instantes igual a 8,1 segundos e 9,3 segundos foram aplicados degraus nas potências de referência do regulador do gerador do CCS e do CT respectivamente, buscando acelerar as máquinas para que as tensões pudessem se cruzar o mais rápido possível.

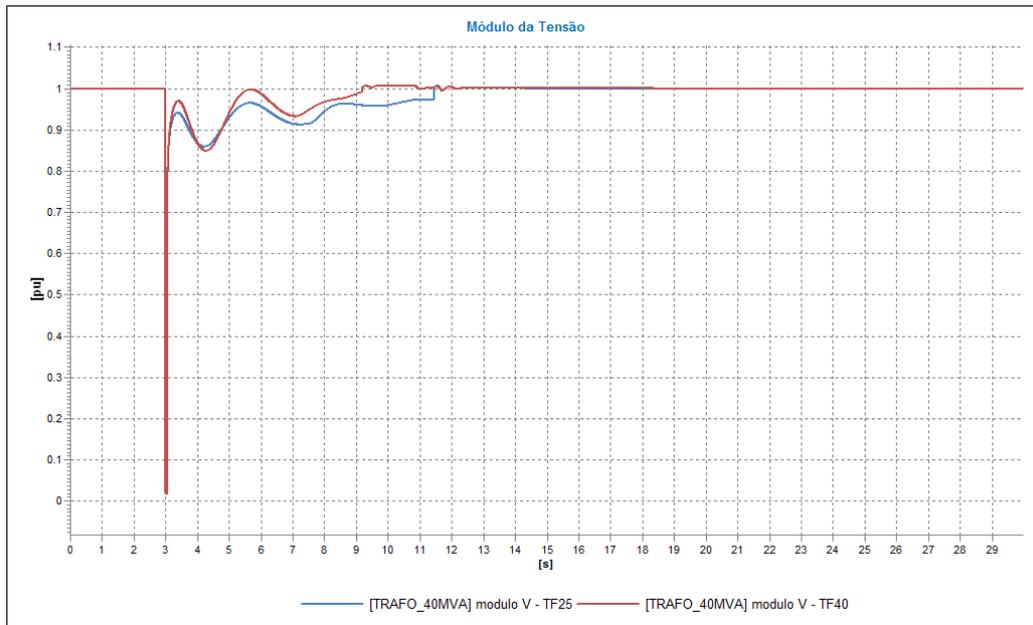


Figura 81 - Tensões durante a conexão das barras

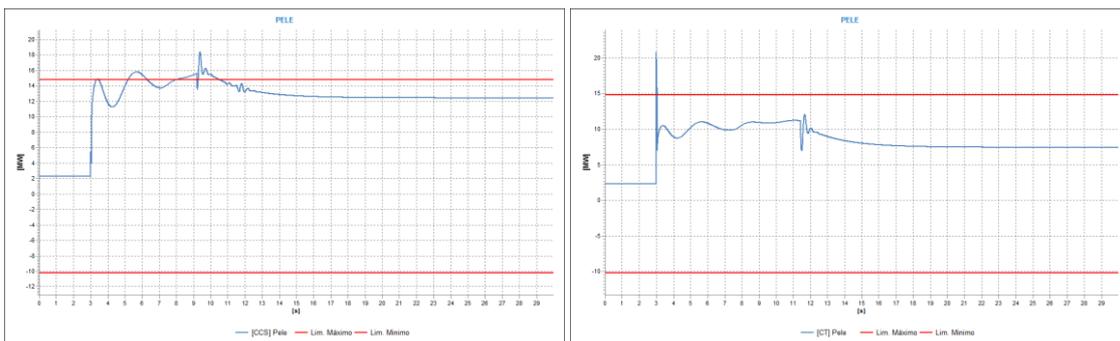


Figura 82 - Torção nos geradores após aplicação dos relés instantâneo e de sincronismo

Na Figura 82 é mostrado o esforço torcional sofrido pelos geradores, onde também é evidente o papel fundamental do relé instantâneo e do relé de sincronismo, pois nota-se um religamento mais suave e um menor tempo de exposição ao curto circuito.

É importante ressaltar que o comportamento do sistema ainda pode ser melhorado, sendo possível não ultrapassar os limites torcionais do gerador do CCS, realizando um ajuste fino dos reguladores, no entanto os valores apresentados são satisfatórios e demonstram que o sistema não sofreu grandes danos.

As oscilações de potência nos barramentos onde foram alocados os geradores solares e eólicos acompanham as oscilações das respectivas tensões, pois o modelo adotado foi o de corrente constante, sem dinâmica. Na Figura 83 observa-se como o barramento que possui geração eólica apresenta uma variação de potência ativa que acompanha a oscilação de tensão, apresentando um estabilização satisfatória no tempo igual a 10 segundos.

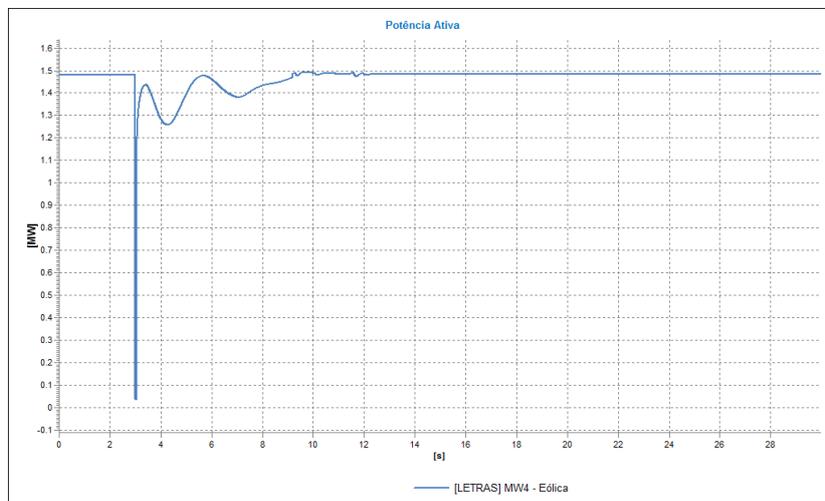


Figura 83 - Potência ativa na barra com geração eólica

A Figura 84 mostra a oscilação de potência ativa no barramento que representa a Reitoria, onde estão alocados os geradores solares. Nota-se que esta oscilação acompanha a tensão do sistema e apresenta uma estabilização no tempo igual 10 segundos

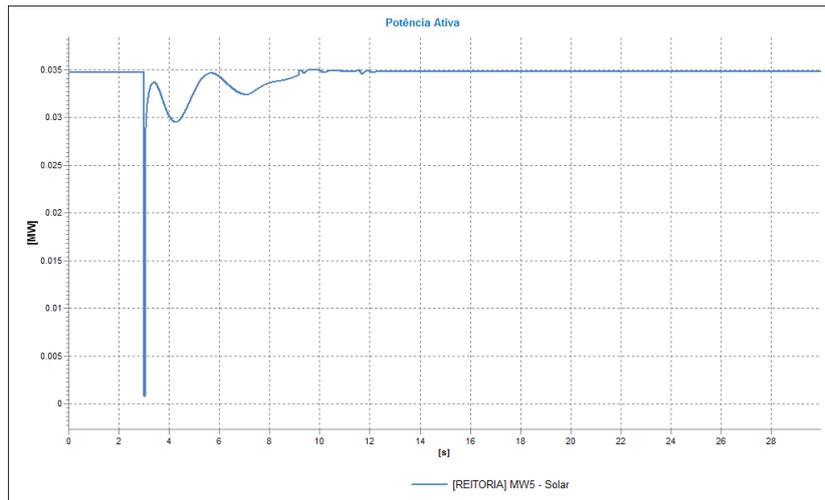


Figura 84 - Potência ativa na barra com geração solar

4.3.2. Sistema com perda de um dos transformadores

Nesta simulação foi considerado inicialmente o sistema padrão, ocorrendo algumas modificações na topologia ao longo da simulação. Em um primeiro instante o sistema apresenta-se interligado ao SIN, conforme ilustrado Figura 85 com os geradores funcionando normalmente, em seguida, após 3 segundos perde-se um dos transformadores (TRAFO 25 MVA), simulando um defeito, o que deixa o sistema dividido em duas ilhas.

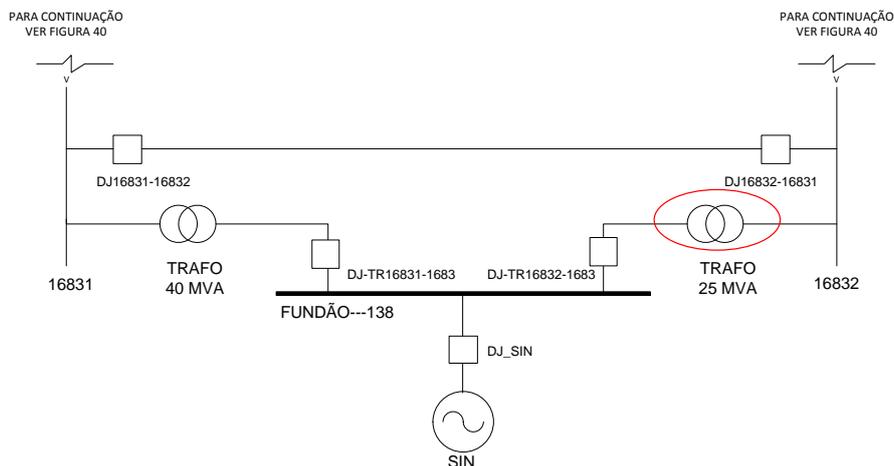


Figura 85 - Trecho do unifilar onde ocorrem os eventos do caso 2

Com a retirada do transformador, de acordo com a Figura 86 ocorre uma pequena queda na frequência na ilha que fica isolada do SIN (representada pelo CT), pois com perda da conexão com a rede, ocorre um aumento significativo na carga suprida pelo gerador

localizado no CT. Todavia, apesar de ocorrido esta redução, a frequência estabiliza-se em 58,8 Hz.

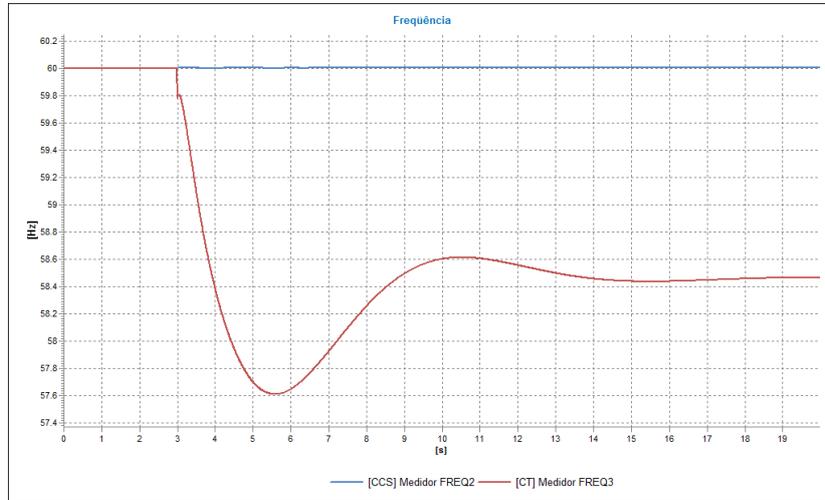


Figura 86 - Frequências do sistema separado em 2 ilhas

O PRODIST [31] quando relata sobre a qualidade da energia, estabelece que, em regime permanente, a frequência deve estar entre 59,5 Hz e 60,1 Hz. No entanto, tratando-se uma condição extrema a frequência não pode ser inferior que 56,5 Hz.

A oscilação da frequência pode ser compreendida através da observação das potências elétrica e mecânica na Figura 87, onde os momentos de declínio de frequência coincidem com os instantes que a potência elétrica é maior que a potência mecânica e os momentos de ascendência, com a potência mecânica maior que a potência elétrica.

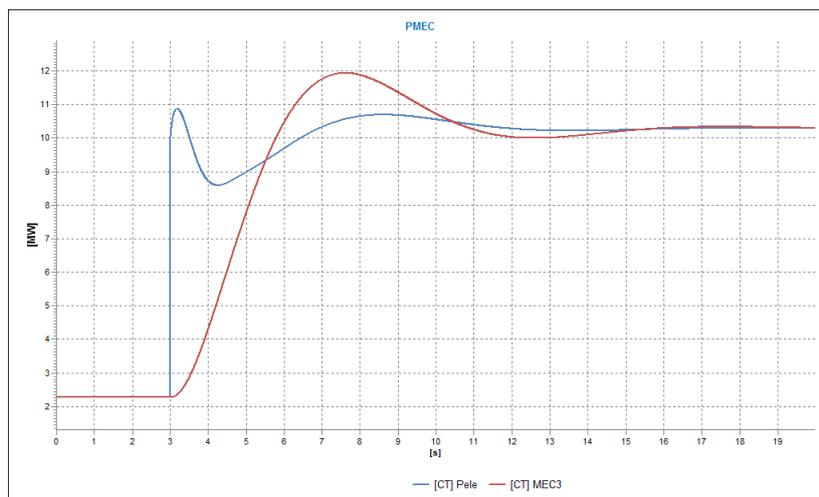


Figura 87 - Potências Elétrica e mecânica do CT após separação das ilhas

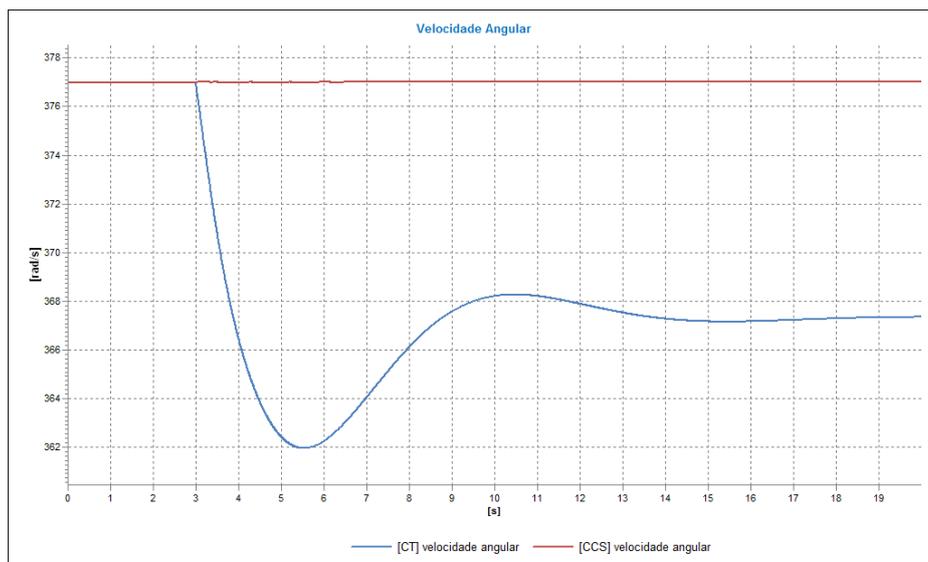


Figura 88 - velocidade dos geradores após separação das ilhas

Observando a velocidade angular mostrada na Figura 88 percebe-se que naturalmente ocorre uma queda de velocidade no momento de isolamento das ilhas, pois neste instante (3 segundos) o gerador do CT assume uma quantidade significativa de carga adicional. Após 10 segundos a velocidade do gerador do CT se estabiliza em 369 radianos/s e a velocidade do gerador do CCS permanece inalterada.

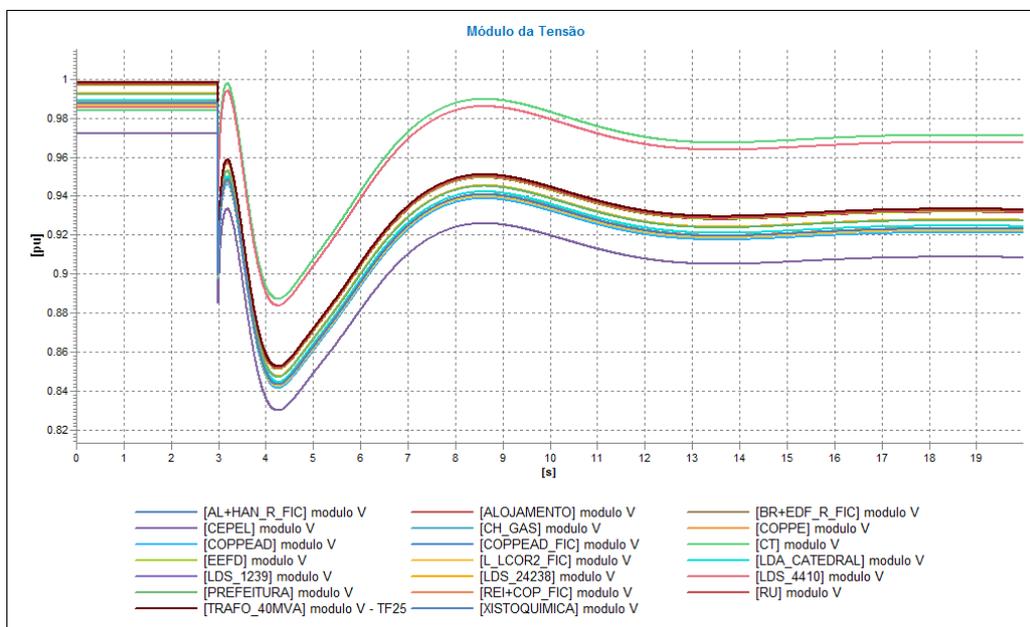


Figura 89 - módulos das tensões da ilha suprida pelo gerador do CT

No momento da separação do sistema, as tensões, mostradas na Figura 89, sofrem uma queda brusca, seguida de uma estabilização em um patamar inferior, ocorrida devido ao

aumento repentino da corrente requerida pela carga adicional. O aumento dos níveis de tensão torna-se possível se a excitação do gerador do CT for ajustada, no entanto não há necessidade, uma vez que as tensões estabilizam em valores acima de 0,9 pu, que são valores considerados razoáveis, tendo em vista que o sistema está em situação de contingência.

Em um segundo momento, testa-se o fechamento dos disjuntores DJ16831-16832 e DJ16832-16831 que conectam as barras principais ligadas ao secundário dos transformadores, objetivando unir as duas ilhas. Após realizar este procedimento, uma vez o sistema estabilizado, ele então é submetido a um curto circuito franco no barramento de entrada (FUNDÃO---138) ocasionando uma consequente separação do SIN, conforme pode ser compreendido na Figura 90.

No teste do fechamento do disjuntor que conecta as duas ilhas utiliza-se o relé 25 para que a conexão ocorra da maneira mais suave possível, pois conforme verificado no item 4.3.1 a conexão sem a verificação do sincronismo é nociva aos geradores.

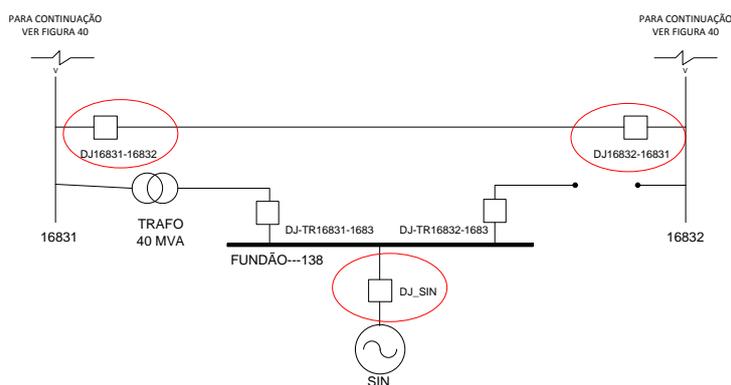


Figura 90 - Sistema unifilar com ilhamento e perda de um dos trafos

Embora as ilhas formadas possam funcionar separadas, a conexão com a rede elétrica da concessionária torna-se importante, pois se espera que o sistema funcione da maneira mais econômica possível, tendo em vista o alto custo da geração térmica, e com maior índice de confiabilidade.

Quando ocorrido o fechamento dos disjuntores de conexão das ilhas (DJ16832-16831 e DJ16831-16832) o resultado obtido comprova o efeito dos reguladores e evidencia que o sistema com GD está mais preparado para realizar manobras sem perda de cargas.

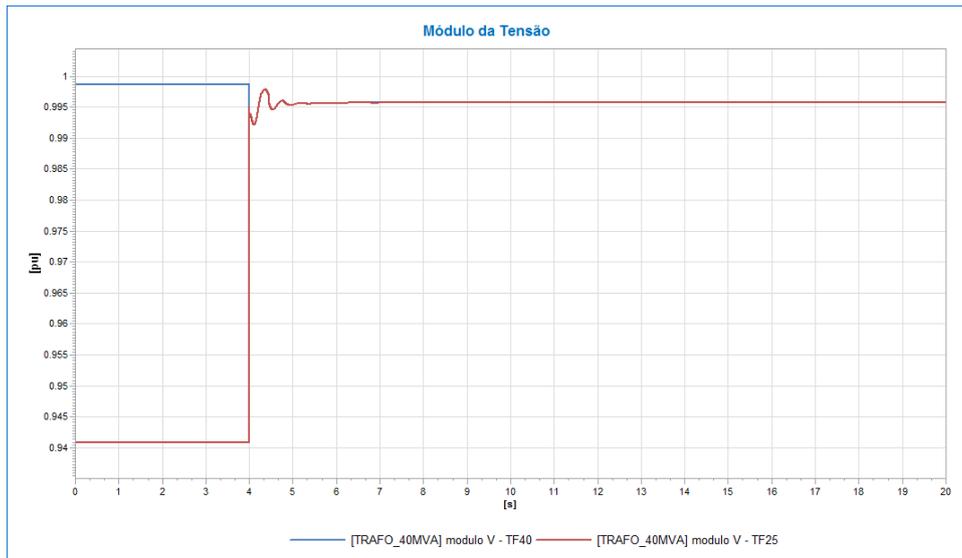


Figura 91 - tensões na conexão das barras

A Figura 91 mostra que as tensões são igualadas no tempo igual a 4 segundos e a partir deste instante seguem acopladas. Ao visualizar as variações das velocidades dos geradores, mostradas na Figura 92 contata-se que o efeito amortecedor proporcionado pelo estabilizador, demonstrando o seu papel primordial no amortecimento do sistema.

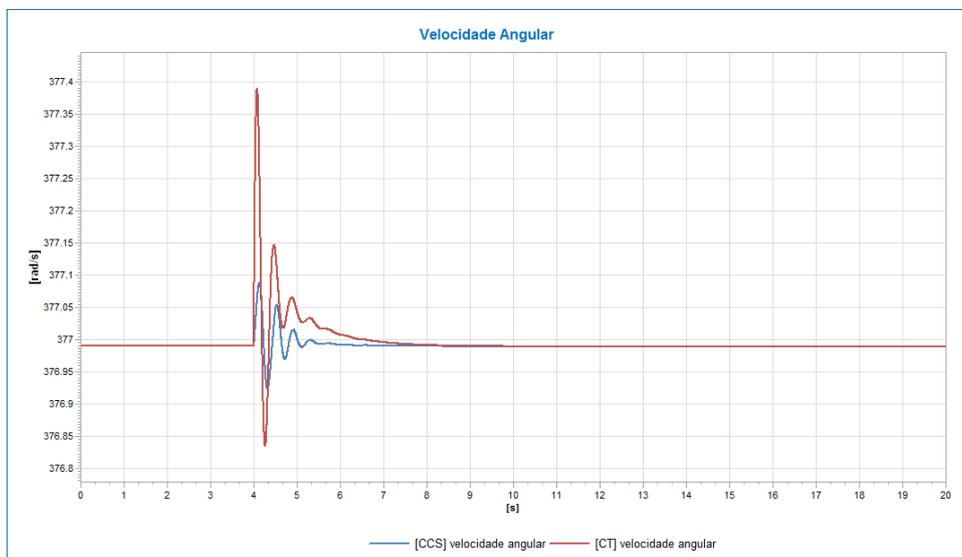


Figura 92 - Velocidades dos geradores após conexão do sistema

O PSS atuou diminuindo as oscilações eletromecânicas ocorridas no instante em que as duas ilhas foram conectadas e assim, após 10 segundos o sistema estabilizou com as mesmas condições de funcionamento do estado inicial.

Na Figura 93 constata-se que o gerador do CT não sofreu torções prejudiciais, pois a variação mais crítica ocorre no instante do fechamento do disjuntor de conexão e não chega a 2MW de amplitude.

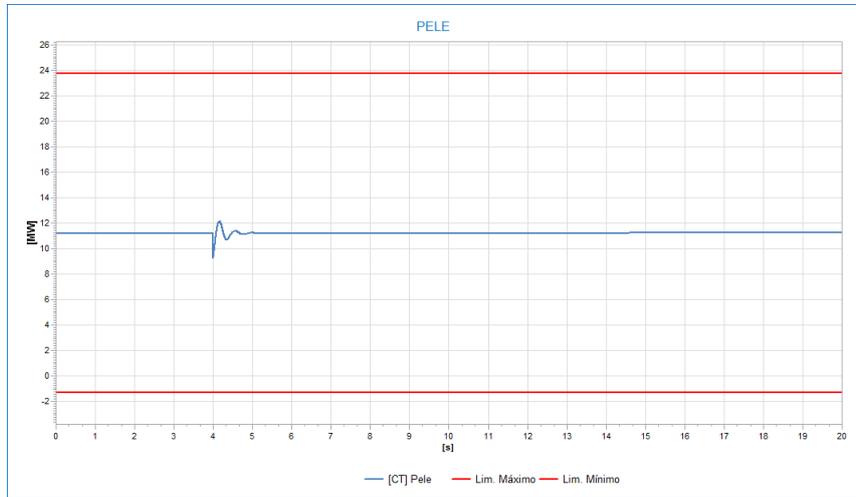


Figura 93 - Torção no gerador do CT após conexão das barras

A frequência do sistema não sofre alteração significativa ao longo do evento, apenas apresenta um pequeno pico, na ordem da terceira casa decimal, no momento de fechamento da conexão, conforme mostrado na Figura 94.

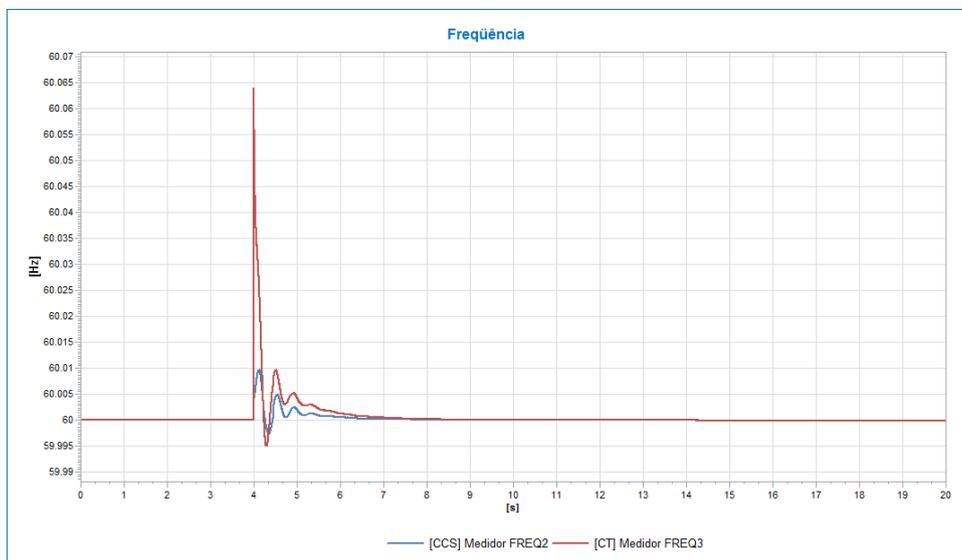


Figura 94 - frequência do sistema

Após conexão das barras, constata-se que não ocorre perda de sincronismo e o sistema encontra um ponto de operação. Logo, o sistema não tem deficiência no suprimento das cargas. Assim, após a estabilização do sistema a tendência é mudar o ponto de operação do gerador do CT para que ele continue gerando o valor inicial de aproximadamente 2,7

MW, pois pretende-se evitar o sistema sendo totalmente suprido pela geração térmica. Logo, o retorno ao ponto de operação inicial ocorre conforme Figura 95.

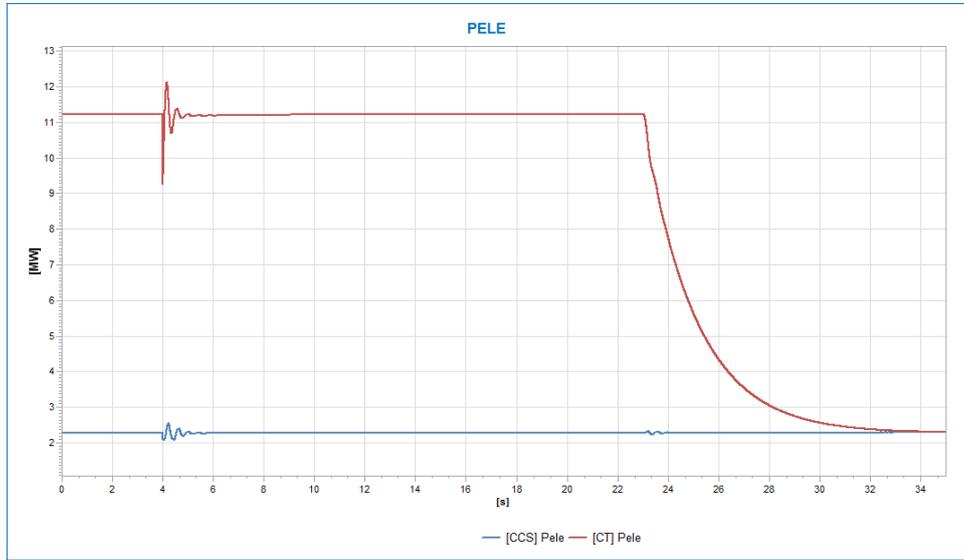


Figura 95 - retorno ao ponto de operação do gerador do CT

A partir deste momento, foram mantidos os parâmetros do sistema e através do controle de velocidade o gerador retorna ao ponto de operação inicial. Em seguida testa-se o sistema funcionando ilhado, buscando simular um defeito que seja preciso isolar a barra de entrada. A separação dos sistemas ocorre no instante igual a 3 segundos.

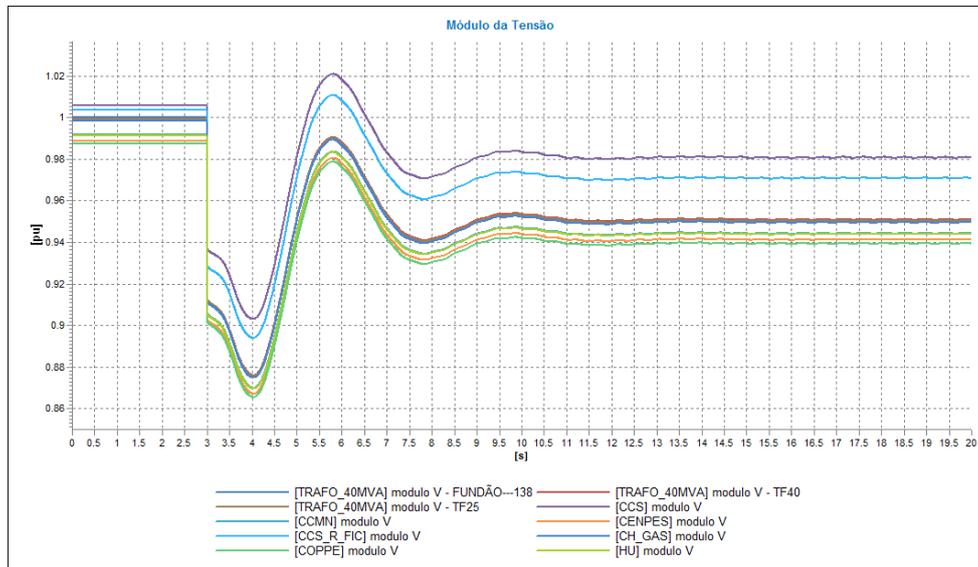


Figura 96 - Tensões após ilhamento

A Figura 96 mostra que o sistema mantém-se estável após a desconexão com a rede da, porém as tensões apresentam queda de patamar, considerada como situação normal,

uma vez que estão todas acima de 0,92 pu. Além disso, as tensões podem ser ajustadas os geradores forem programados para injetar potência reativa na rede.

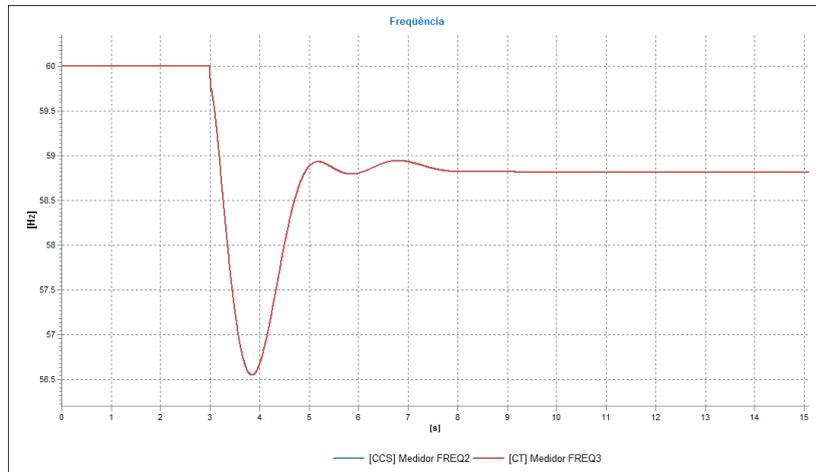


Figura 97 - Frequência após ilhamento

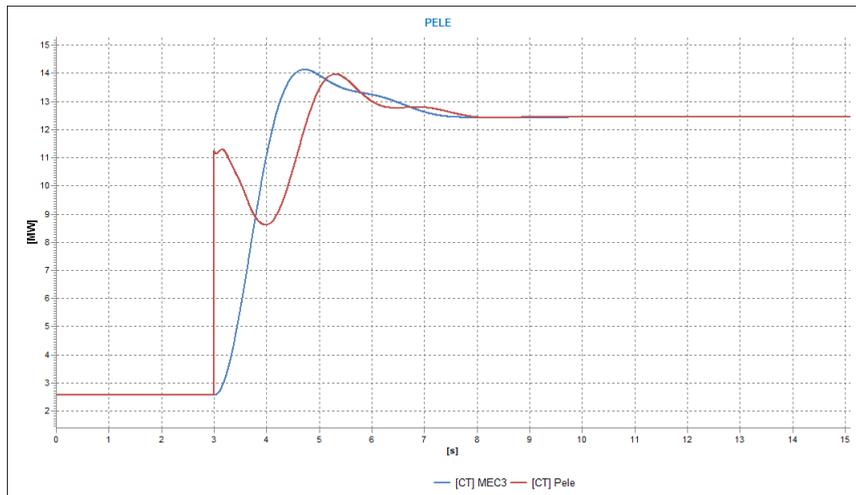


Figura 98 – Potência Elétrica após ilhamento

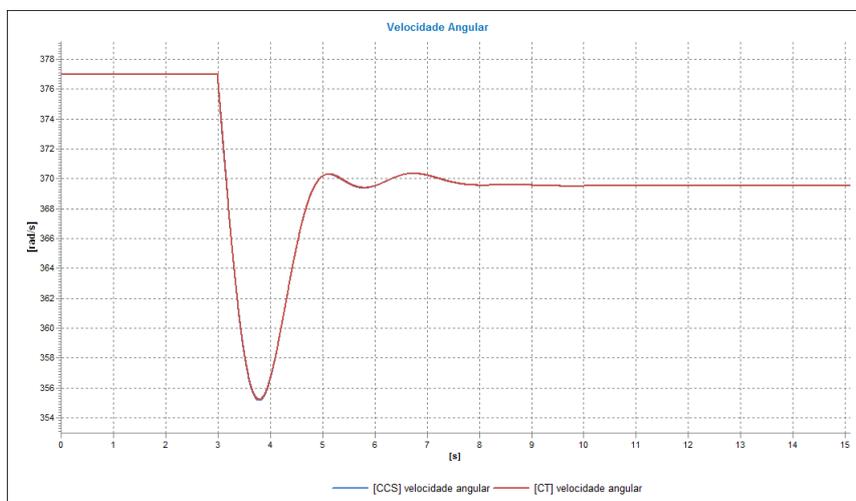


Figura 99 - Velocidade dos geradores após ilhamento

Verificando a Figura 97, a Figura 98 e a Figura 99 comprova-se a estabilidade do sistema. A frequência durante o ilhamento se estabelece no valor de 58,4 Hz e pode ser aumentada ajustando a potência de referência das máquinas, pois assim as potências mecânicas são aumentadas e os geradores aceleram.

A potência elétrica após um pequeno pico, rapidamente se estabiliza em torno de 11 MW e dessa forma, permite que as máquinas assumam a carga de forma distribuída.

Logo, quando ocorrer alguma contingência, entende-se que o sistema está preparado para perder o fornecimento do sistema externo e manter um bom funcionamento.

4.3.3. Sistema Ilhado

Para este caso foi proposto o sistema funcionando inicialmente sem conexão com a rede externa e assim foram observadas as grandezas elétricas da rede com a ocorrência de duas situações de contingência:

- Curto circuito simétrico no barramento COPPEAD, onde ocorre uma falha na proteção local e atuação da proteção de back-up (DJ-TF25-CAT) em LDA_CATEDRAL, provocando uma consequente perda das cargas de COPPEAD, COPPE e XISTOQUÍMICA.
- Curto circuito em IPPMG, ocorrendo falha na proteção local, atuando a proteção de backup em LDS_1692, ocasionando perda das cargas do HU e IPPMG, com uma posterior reconexão.

4.3.3.1. Curto Circuito em COPPEAD

Nesta simulação foi considerado um curto circuito em COPPEAD, no entanto buscou-se averiguar os impactos de uma eventual falha na proteção local, ocorrendo apenas a atuação da proteção à montante 500 ms após o curto. Neste caso atuou o disjuntor em LDA_CATEDRAL no instante igual a 3,5 segundos. O evento pode ser melhor compreendido com a visualização da Figura 100.

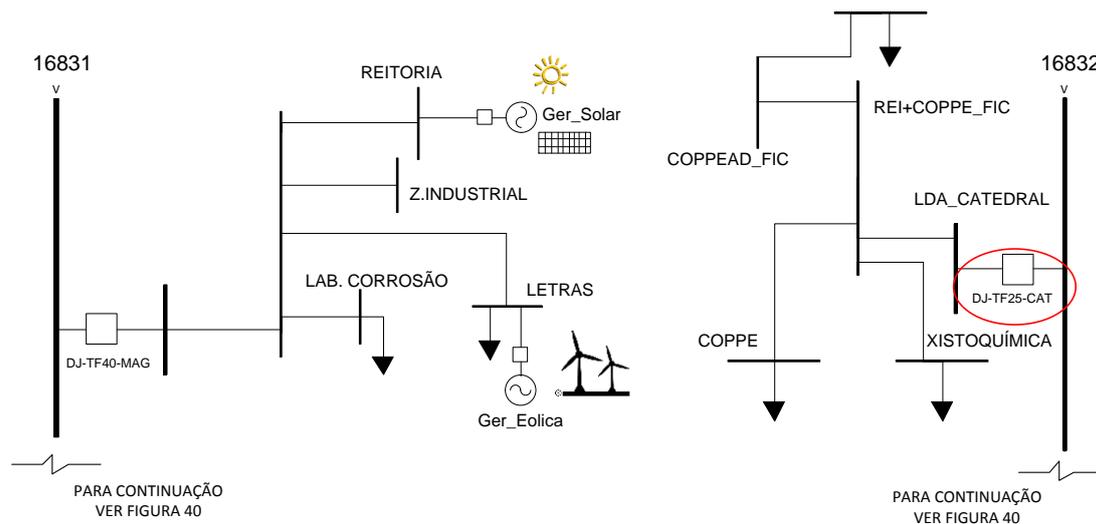


Figura 100 - Trecho do sistema que sofre a contingência no caso 3

Na Figura 101 observa-se a oscilação das velocidades dos geradores no instante em que é desconectada a carga (0,82 MW). Apesar disso, a velocidade se estabiliza poucos segundos depois.

No momento de queda de velocidade, ocorre um pico de potência elétrica e os reguladores tendem a aumentar a potência mecânica, conforme mostrado na Figura 102. Após esta variação, há uma estabilização, onde ocorre o alinhamento entre as potências elétrica e mecânica.

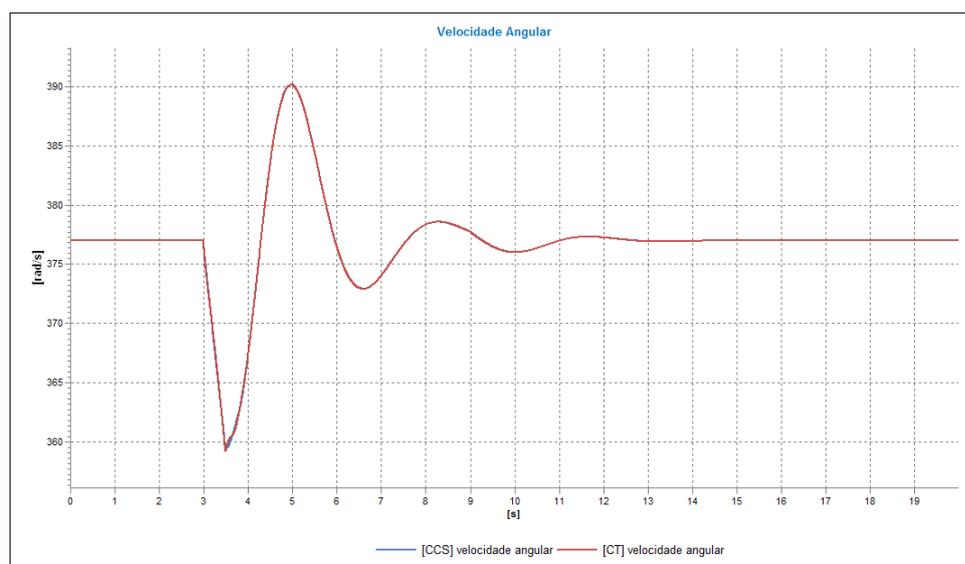


Figura 101 – Velocidade angular – sistema com perda de carga

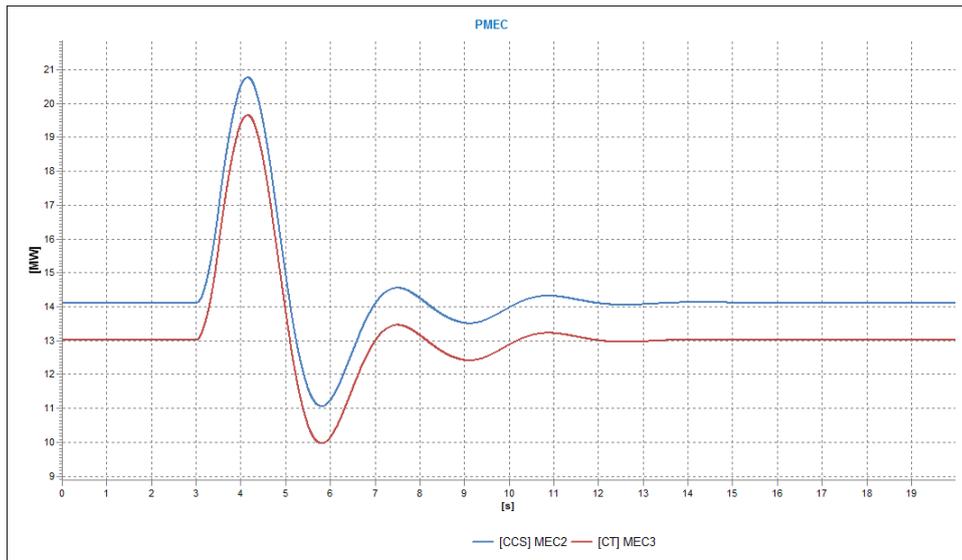


Figura 102 - Potência mecânica - sistema com perda de carga

O sistema permanece estável, embora tenha ocorrido uma variação do ângulo delta, que rapidamente se estabiliza, conforme pode ser mostrado na Figura 103.

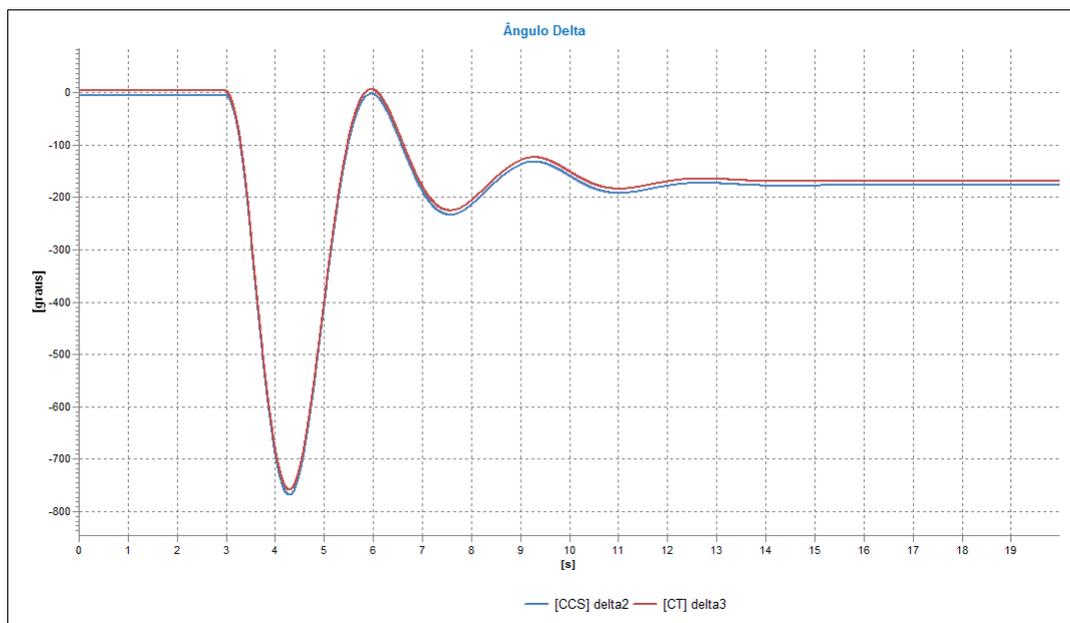


Figura 103 - ângulo delta - sistema com perda de carga

As tensões do sistema também sofrem uma pequena variação, mas nada muito significativo. Com a ajuda dos estabilizadores de tensão, de acordo com a Figura 104 as tensões retomam seus valores em aproximadamente 1 segundo após o evento ocorrer.

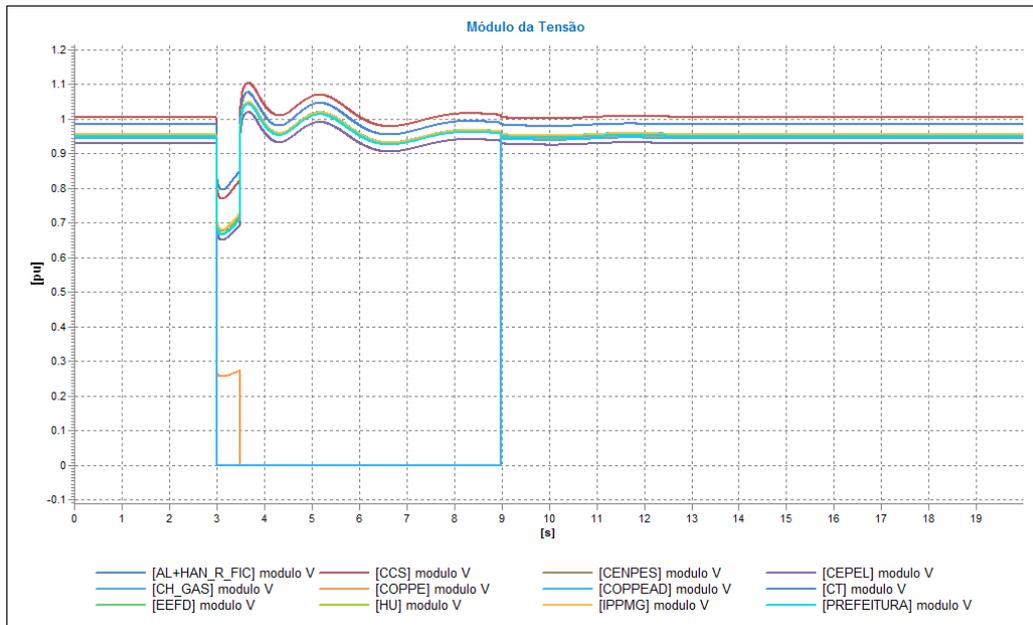


Figura 104 – Tensões do sistema após perda de carga

A maior preocupação observada com a ocorrência deste evento são as torções sofridas pelos geradores no momento entre a aplicação do curto circuito e a abertura do disjuntor. Essas torções podem ser bastante prejudiciais ao eixo do gerador e são difíceis de ser evitadas. Já as oscilações que sucedem um evento podem ser atenuadas por reguladores mais eficazes.

Neste caso estudado a simulação está reproduzindo o caso de falha da proteção local e atuação da proteção à montante, o que realmente evidencia as torções sofridas pelos geradores, conforme mostrado na Figura 105 e na Figura 106.

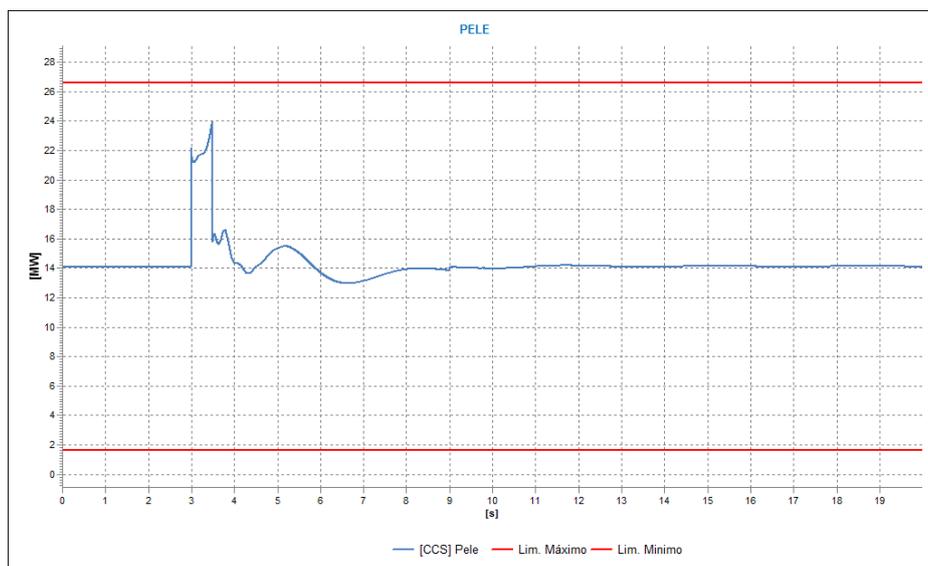


Figura 105 - Torção no gerador do CCS

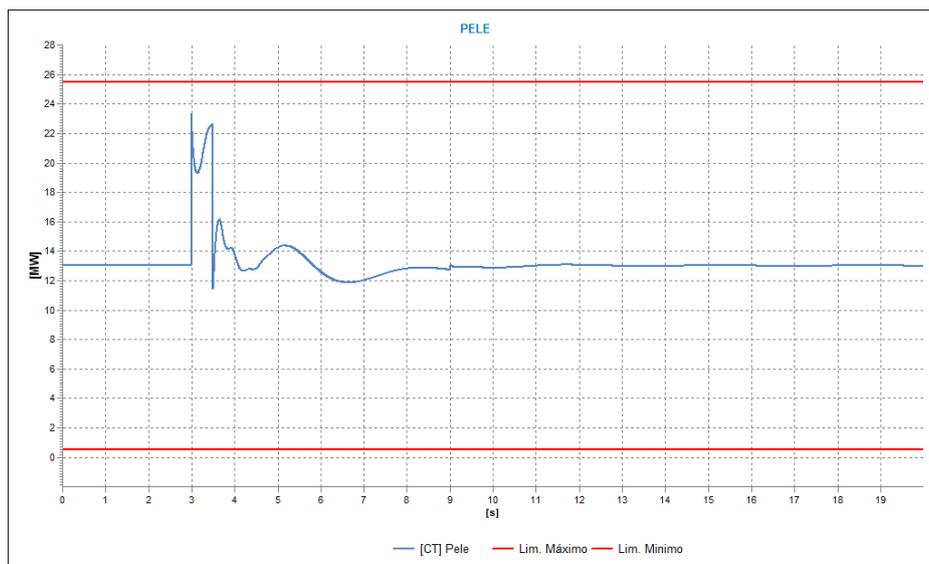


Figura 106 - Torção no gerador do CT

4.3.3.2. Curto Circuito em IPPMG

Neste caso abordado, de maneira similar ao item 4.3.3.1, foi simulado um curto circuito na barra IPPMG e atuação da proteção à montante em LDS_1692, com isso ocorre uma perda das cargas IPPMG e HU no instante igual a 3,5 segundos e reconexão das mesmas em no instante igual a 6 segundos.

Observando a frequência na Figura 107 constata-se uma queda brusca na frequência, chegando a um valor de até 55 Hz, no entanto o sistema consegue se restabelecer rapidamente.

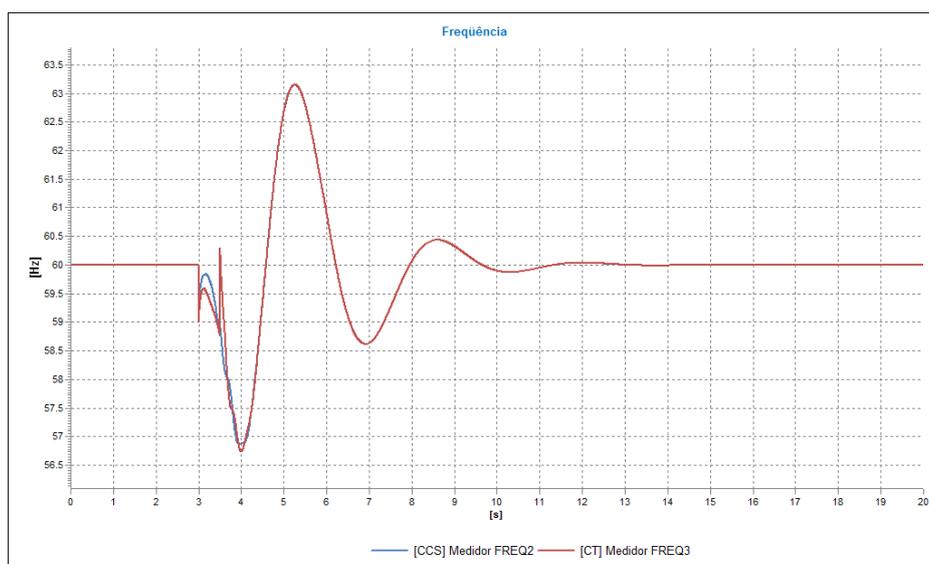


Figura 107 - Frequência do sistema com perda de cargas 2

A variação na velocidade e frequência dos geradores dá-se devido ao desequilíbrio constatado na comparação entre a Figura 108 e Figura 109, onde nos momentos em que a potência elétrica é maior que a potência mecânica tem-se uma queda de velocidade e nos momentos que ocorre o inverso há um aumento de velocidade.

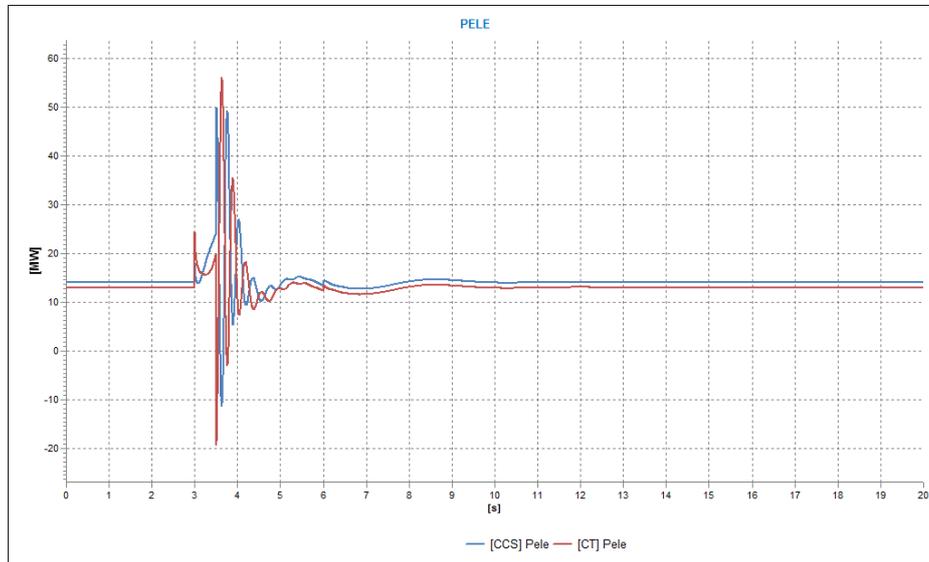


Figura 108 - Potência Elétrica do sistema com perda de cargas 2

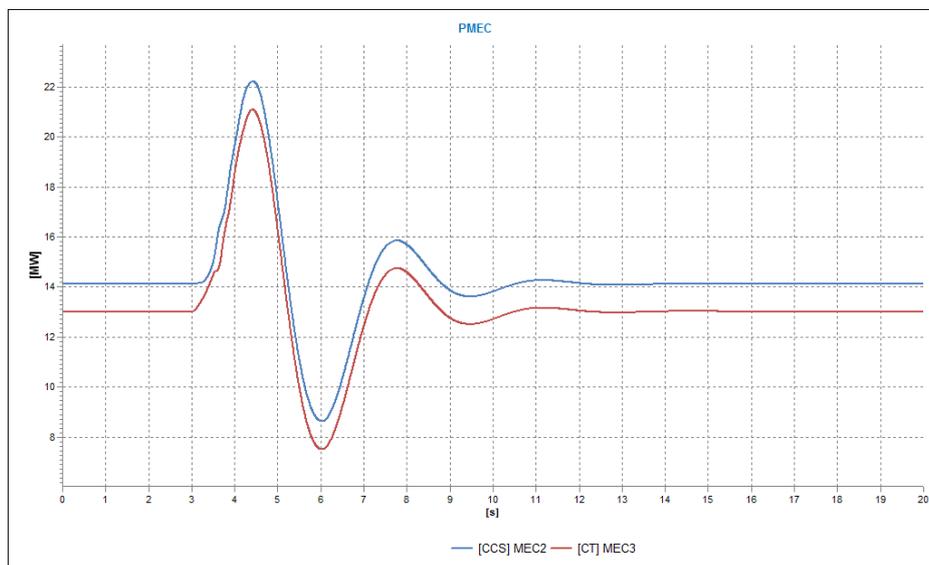


Figura 109 - Potência mecânica do sistema com perda de cargas 2

No momento de aplicação do curto circuito muitas tensões chegam a atingir valores baixíssimos, no entanto por período curto e logo em seguida se restabelecem, conforme pode ser conferido na Figura 110.

O fechamento do disjuntor no instante igual a 6 segundos também ocorre de maneira suave devido a utilização do relé com função 25 (verificação de sincronismo). A partir

dos 8 segundos o sistema já se estabiliza adquirindo valores de regime permanente para suas variáveis

As torções sofridas pelos geradores ocorrem de forma bastante nociva, embora por um curto período de tempo. A aplicação de relés que atuem de forma mais rápida pode minimizar os danos aos geradores. Na Figura 111 verifica-se a torção sofrida pelo gerador do CT e na Figura 112 a torção sofrida pelo gerador do CCS, onde se observa que os geradores passam por um pico de potência no momento de aplicação do curto e esses aumentos repentinos apresentam-se acima dos limites de segurança, o que reforça a importância de uma proteção que atue o mais rápido possível. Neste caso simulado, a proteção atuante é a de backup, que também é importante, mas conforme pode ser observado nas figuras, permite que o gerador sofra mais com o efeito torcional. Dessa forma, é importante atentar para o ajuste da proteção dos geradores para que não ocorra uma temporização muito longa.

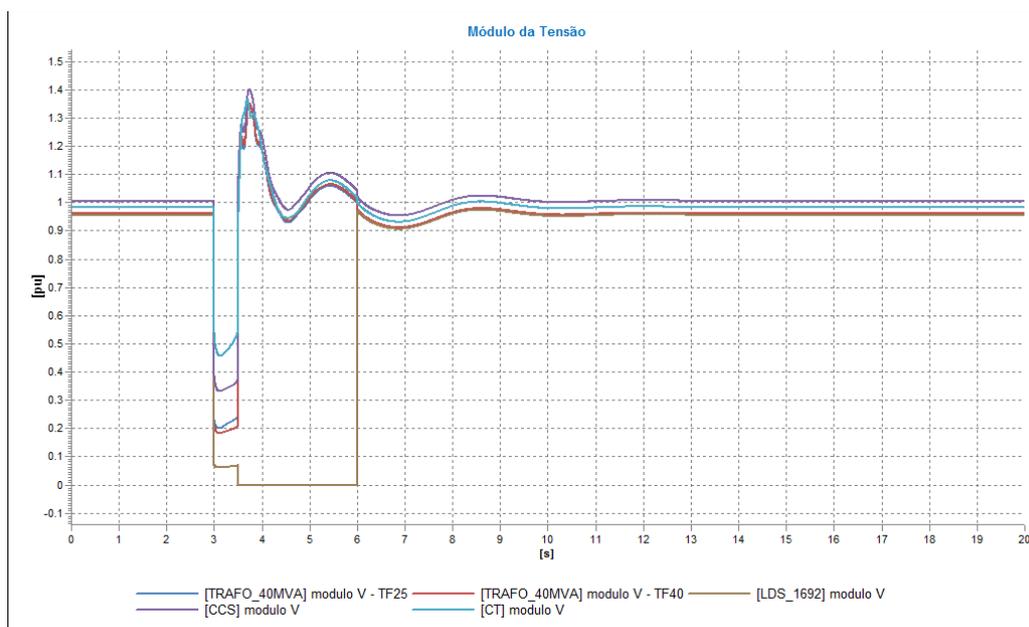


Figura 110 - Tensões do sistema com perda de cargas 2

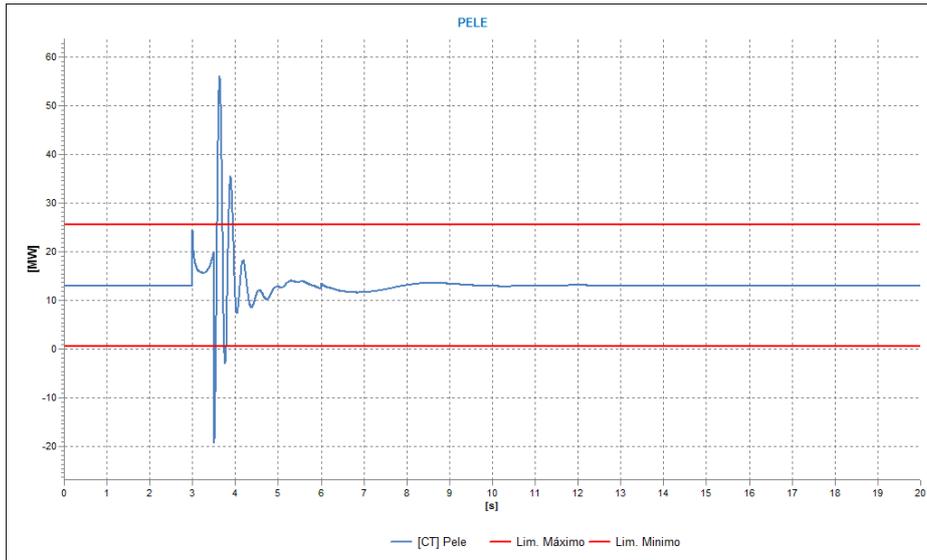


Figura 111 - Torção no gerador do CT para o sistema com perda de cargas 2

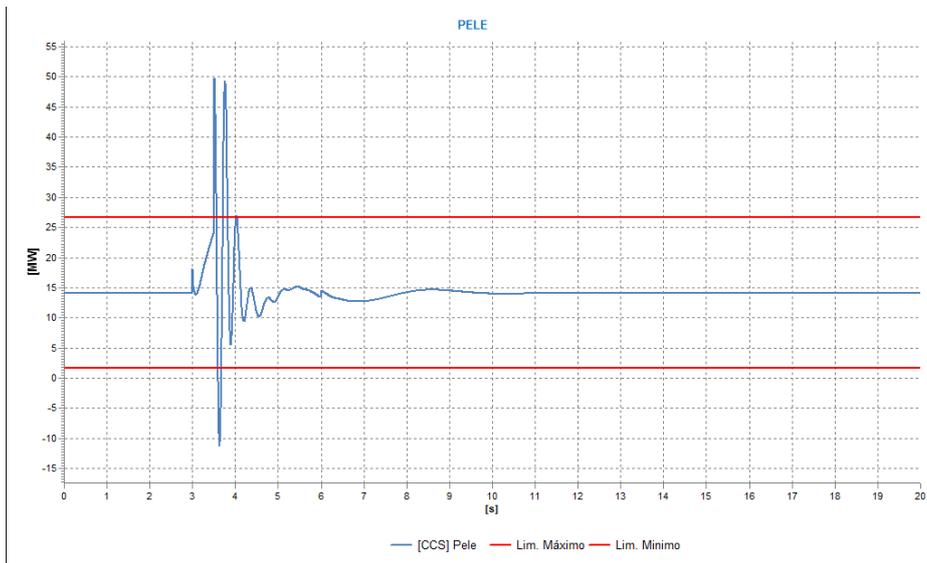


Figura 112 - Torção no gerador do CCS para o sistema com perda de cargas 2

5. Conclusões

Através dos resultados mostrados neste trabalho, entende-se que, para o caso da Ilha do Fundão, o custo de implantação das gerações a partir de recursos eólico e solar é alto e não apresenta uma boa relação custo-benefício, sobretudo devido à baixa velocidade do vento e ao alto valor que ainda é cobrado pelos painéis fotovoltaicos, a menos que haja incentivo e financiamento público ou privado. Em uma análise recente realizada pelo Juan Landeira [33], sobre a viabilidade da aplicação de painéis fotovoltaicos no Brasil, também chegou-se a um resultado similar. Através de sua análise o autor concluiu que o aproveitamento do potencial solar no Brasil, através dos painéis fotovoltaicos, apenas apresenta viabilidade se ocorrerem incentivos governamentais, a exemplo do realizado em outros países.

A conclusão do Juan vai ao encontro da constatação realizada neste trabalho, que evidencia o problema de custo relacionado à exploração do potencial solar.

Sendo assim, através da comparação dos custos apresentados ao longo deste trabalho, foi possível concluir que implantar uma geração eólica ou solar na Ilha do Fundão, arcando com os custos de implantação, não é vantajoso economicamente, posto que, além da taxa de retorno ser muito baixa, principalmente devido à indisponibilidade dos recursos naturais, no caso da energia eólica, o custo relacionado à aquisição de painéis fotovoltaicos ainda é muito elevado.

Por outro lado, o estudo do sistema ilhado, se apresentou praticável do ponto de vista econômico, pois foi encontrada viabilidade de investimento na geração térmica a gás, que sobressaiu sobre as demais fontes térmicas devido à boa durabilidade apresentada pelos geradores deste tipo e ao baixo custo de manutenção. O teste da utilização do óleo diesel e biomassa como insumo para a geração térmica não foram os mais viáveis, uma vez que se constatou a necessidade de destinar um valor muito alto à compra de combustível, chegando a ser de 2 á 3 vezes maior que o valor hoje praticado na compra da energia fornecida pela concessionária.

Portanto, com exceção da geração a gás todos os outros sistemas que foram testados desconectados da rede, ainda que, apresentando uma diferença de custo entre eles,

conforme mostrado na Tabela 15, apresentam-se inviáveis economicamente em comparação ao custo aplicado no sistema conectado ao SIN.

Na Tabela 15 também é possível observar que o menor valor de implantação entre os sistemas considerando a carga constante durante o ano, ocorre para o sistema composto pelas de geração eólica, solar e a gás, conectados com a rede e com tarifação reduzida, de maneira que o suprimento da carga do sistema ocorra, em sua maior parte, pela rede da concessionária, com uma pequena complementação da geração térmica, eólica e solar. No entanto, foi entendido que o sistema que esteja conectado a rede externa, com geração térmica dimensionada de forma que possibilite um ilhamento sem interrupção prolongada no fornecimento da energia, associada com as gerações eólica e solar, foi o melhor sistema encontrado. Para esta configuração, é importante ressaltar que foram considerados subsídios na implantação das gerações eólica, solar, conversor e sistema de baterias durante os 25 anos de funcionamento do sistema.

Tabela 15 - Custo de todos os sistemas testados

CENÁRIO	CONFIGURAÇÃO [kW]	CUSTO ANUAL [U\$]	CUSTO TOTAL [U\$] (25 anos)
SISTEMA ILHADO COM GERAÇÃO Á ÓLEO DIESEL, SOLAR E EÓLICA	GER ÓLEO:60000 kW; EÓLICA:2 x 25 kW; SOLAR: 100 kWp	\$70.668.856,00	\$903.640,896,00
SISTEMA ILHADO COM GERAÇÃO Á BIOMASSA, SOLAR E EÓLICA	GER BIO:60000 kW; EÓLICA:10 x 25 kW; SOLAR: 10 kWp	\$77.284.864,00	\$ 987.959.936,00
SISTEMA ILHADO COM GERAÇÃO A GÁS, SOLAR E EÓLICA	GER GÁS:60000 kW; EÓLICA:1x 25 kW; SOLAR: 10 kWp	\$ 50.645.128,00	\$ 647.414.720,00
SISTEMA ILHADO COM GERAÇÃO A GÁS, SOLAR E EÓLICA AUMENTADA	GER GÁS:60000 kW; EÓLICA:50x 25 kW; SOLAR: 10 kWp	\$ 50,701,044.00	\$ 648.129.536,00
SISTEMA CONECTADO A REDE, COM GERAÇÃO A GÁS E GERADORES SOLAR E EÓLICO	GER GÁS:30000kW; EÓLICA:50x 25 kW; SOLAR: 10 Kwp	\$33.022.226,00	\$422.134.880,00
SISTEMA CONECTADO À REDE COM GERAÇÃO A GÁS, GERADORES SOLAR E EÓLICO (150) SUBSIDIADOS.	GER GÁS:50000 kW; EÓLICA:150x 25 kW; SOLAR: 200 kWp;	\$30.950.464,00	\$395.650.816,00

CENÁRIO	CONFIGURAÇÃO [kW]	CUSTO ANUAL [U\$]	CUSTO TOTAL [U\$] (25 anos)
SISTEMA CONECTADO À REDE COM TARIFA REDUZIDA, GERAÇÃO A GÁS, GERADORES SOLAR E EÓLICO (150) SUBSIDIADOS	GER GÁS:1 kW; EÓLICA:150x 25 kW; SOLAR: 200 kWp; REDE SUPRINDO TODO O SISTEMA	\$24.033.732,00	\$307.231.776,00
SISTEMA CONECTADO À REDE COM GERAÇÃO A GÁS (3h/DIA), GERADORES SOLAR E EÓLICO SUBSIDIADOS.	GER GÁS:50000 kW; EÓLICA:150x 25 kW; SOLAR: 200 kWp;	\$33.790.852,00	\$431.960,512,00
SISTEMA CONECTADO À REDE COM TARIFA REDUZIDA, GERAÇÃO A GÁS (3h/DIA), GERADORES SOLAR E EÓLICO SUBSIDIADOS.	GER GÁS:50000 kW; EÓLICA:150x 25 kW; SOLAR: 200 kWp;	\$26.241.962,00	\$335.678.432,00
SISTEMA CONSIDERANDO TARIFA DE MÉDIA TENSÃO HOROSSAZONAL VERDE	GER GÁS:15000 kW; EÓLICA:150x 25 kW; SOLAR: 200 kWp;	\$9.864.135,00	\$126.096.760,00
SISTEMA SUPRIDO PELA REDE CONSIDERANDO TARIFA FIXA DE U\$ 0,235/kWh	REDE DA CONCESSIONÁRIA	\$35.766.500,00	\$457.215.904,00
SISTEMA CONSIDERANDO TARIFA DE MÉDIA TENSÃO HOROSSAZONAL VERDE E TERMOGERADOR MAIOR	GER GÁS:50000 kW; EÓLICA:150x 25 kW; SOLAR: 200 kWp;	\$10.658.722,00	\$136.254.240,00
SISTEMA SUPRIDO PELA REDE CONSIDERANDO TARIFA DE MÉDIA TENSÃO HOROSSAZONAL VERDE	REDE DA CONCESSIONÁRIA	\$12.028.887,00	\$153.769.552,00
SISTEMA CONSIDERANDO TARIFA DE BAIXA TENSÃO HOROSSAZONAL BRANCA	GER GÁS:15000 kW; EÓLICA:150x 25 kW; SOLAR: 200 kWp;	\$14.051.877,00	\$179.630.160,00
SISTEMA CONSIDERANDO TARIFA DE BAIXA TENSÃO HOROSSAZONAL BRANCA E TERMOGERADOR MAIOR	GER GÁS:50000 kW; EÓLICA:150x 25 kW; SOLAR: 200 kWp;	\$14.783.029,00	\$188.976.736,00
SISTEMA SUPRIDO PELA REDE CONSIDERANDO TARIFA DE BAIXA TENSÃO HOROSSAZONAL BRANCA	REDE DA CONCESSIONÁRIA	\$18.030.760,00	\$230.493.632,00

O sistema otimizado, ou seja, o que utiliza a rede externa da concessionária e a geração térmica como fonte complementar, se necessitar funcionar ilhado, sem considerar a venda de energia, apresentará um valor de aproximadamente U\$ 0,210/kWh, que até representa um valor menor que o valor considerado para a tarifa da concessionária (U\$0.235/kWh), pois foi considerado o pior caso para a tarifa de baixa tensão. Todavia, a melhor opção é considerar o sistema conectado com a rede, por uma questão de confiabilidade e, além disso, a geração térmica emite uma quantidade considerável de poluentes.

Os resultados financeiros dos diversos sistemas testados permitiram chegar a conclusão que a melhor solução seria adotar um sistema conectado à rede, com tarifação horossazonal de média tensão e contar com o sistema composto por geração eólica e solar subsidiadas, além do suplementado da geração a gás. Entre os custos mais relevante dos outros sistemas testados estiveram o gasto com combustível, para os sistemas que utilizam muita geração térmica e os gastos com operação e manutenção dos geradores, o que favoreceu a geração à base de gás natural, visto que o investimento inicial é relativamente baixo e a durabilidade do equipamento é maior. Além disso, notou-se que é mais barato utilizar o gás do que os outros combustíveis (óleo Diesel e bagaço de cana), pois além da vida útil do gerador a gás ser boa, a manutenção é mais barata e a logística de recebimento de combustível também é favorável, uma vez que não é necessária uma grande área de armazenamento. O custo da energia gerada por esse sistema fica em torno U\$ 0,17/kWh.

Com relação a expectativa de retorno, o sistema escolhido tende a apresentar um fluxo monetário não favorável se funcionar ilhado por muito tempo, devido ao alto custo relacionado a compra de combustível, manutenção e substituição de componentes, se considerarmos um período de aproximadamente 25 anos. Por outro lado, um dos objetivos da implantação desse sistema é o aumento da confiabilidade na rede de distribuição da Ilha do Fundão, proporcionando também a alternativa de uma geração auxiliar para suprir a demanda nos momentos em que a demanda for muito alta. Ademais, objetiva-se o preparo do sistema para que ele tenha a possibilidade de funcionar ilhado. Entende-se que esse sistema é vantajoso tanto funcionando conectado a rede quanto funcionando ilhado, pois tem a possibilidade de manter as cargas funcionando em caso de uma emergência, o que é excelente.

Enfim, não se observou vantagens econômicas no investimento em fontes eólica e solar, no entanto, tendo uma visão mais em longo prazo, voltada para o desenvolvimento do sistema e capacitação dos alunos, uma vez que representa uma possibilidade de laboratório a céu aberto ou até mesmo como um protótipo de teste para contribuir para a evolução do modelo de smartgrid, torna-se então, interessante o investimento neste tipo de sistema.

Uma vez realizada a análise econômica e a escolha do sistema, o passo seguinte foi alocar as gerações no Simulight e estudar o comportamento do sistema frente a algumas ocorrências.

De acordo com definição apresentada em [27], um sistema é considerado estável se após a ocorrência de uma grande perturbação, o sistema é capaz de alcançar uma condição de operação aceitável ou se para uma dada condição de operação, quando ocorre uma pequena perturbação o sistema atinge uma condição de operação próxima à condição anterior à perturbação.

Através das simulações abordadas neste trabalho foi possível verificar a ocorrência de alguns problemas relacionados à estabilidade de tensão e à estabilidade de frequência, onde foi necessário adotar algumas medidas para mitigá-los. Logo, foi possível demonstrar a diferença de comportamento do sistema quando alguns dispositivos auxiliares, como por exemplo, relés, reguladores de tensão e reguladores de velocidade são aplicados.

Através do fluxo de potências foi possível conferir os ganhos relacionados à aplicação de uma microrrede, onde foram observados os ganhos com relação ao carregamento das linhas de distribuição, melhor controle do fator de potência e melhor qualidade de energia, sem mencionar a eficiência energética alcançada pela diminuição das perdas, que não foram expostas neste trabalho, mas que são óbvias devido a diminuição da distância entre o ponto de geração e o ponto de consumo.

Com realização da análise das curvas PV e QV dos barramentos principais foi possível verificar que o sistema com geração distribuída tende a uma maior margem de estabilidade de tensão e uma maior reserva de potência reativa. Constatou-se que os barramentos principais apresentam boas margens, no entanto optou-se por aplicar

reguladores de tensão para que o sistema tenha capacidade de rejeitar perturbações transitórias e não sofrer um colapso de tensão.

No primeiro caso abordado na Análise dinâmica, verificou-se a importância dos reguladores para um bom funcionamento do sistema e também foi possível constatar o esforço torcional sofrido pelos geradores quando o sistema é submetido à um curto circuito, ou à uma conexão entre sistemas distintos sem as devidas verificações de sincronismo. Dessa forma, foram implementados os ajustes necessários para diminuir ou extinguir os efeitos nocivos ao sistema elétrico da Ilha do Fundão.

No segundo caso, também abordado na análise dinâmica, foi possível comprovar o ganho de versatilidade do sistema com a geração distribuída, onde algumas manobras foram testadas e comprovou-se que o sistema se mantém estável tanto conectado à rede quanto funcionando ilhado. Foi possível observar que o sistema quando possui uma geração próxima a carga, proporciona que alguns ajustes sejam feitos para mudar a topologia do sistema, colocando alguns equipamentos em manutenção sem impactar as unidades consumidoras.

No terceiro caso abordado foi testado o comportamento dos geradores frente a uma perda de carga e constatou-se que os geradores sofrem uma pequena oscilação, mas conseguem atingir a estabilidade de forma controlada. Sendo assim, o sistema, equipado com os devidos reguladores e relés de proteção contra sobrecorrente e verificação de sincronismo, atinge o comportamento desejado, pois após uma pequena oscilação o estado de operação fica bem próximo do estado inicial.

Neste último caso da análise dinâmica verificou-se uma característica interessante que difere os sistemas de distribuição dos sistemas de transmissão. Constatou-se que no momento do curto circuito a velocidade dos geradores diminuiu ao invés de aumentar, uma vez que, normalmente, há uma redução da potência elétrica devido ao aumento da reatância equivalente. No entanto, foi verificado que neste sistema as linhas de distribuição apresentam um valor de resistência maior que a reatância, o que faz com que a corrente de curto circuito gere um aumento de consumo maior do que a potência consumida pela carga afetada. Logo, a potência elétrica aumenta e o gerador desacelera. A constatação dessa característica da rede pode ser observada no Apêndice B – Dados das linhas de distribuição.

Através das simulações realizadas neste trabalho foi comprovado que o sistema dimensionado com as gerações propostas é completamente capaz de funcionar ilhado e suprir a demanda, mesmo que apresente um custo elevado para isso. O sistema comportou-se de maneira estável e proporcionou melhorias significativas, das quais destacam-se um melhor nível de tensão nas barras, linhas menos carregadas e conseqüente diminuição de perdas, além de ser um recurso com capacidade de realizar a correção do fator de potência e proporcionar robustez quanto a rejeição às perturbações ou aumento de demanda.

Dessa forma, conclui-se que a implantação de uma geração distribuída na Ilha do Fundão representa uma melhora na distribuição de energia, significando também um aumento na confiabilidade do sistema, tornando o sistema mais robusto.

Embora o sistema já apresente uma topologia (sistema em anel) que permite manobras para contornar contingência, com a aplicação da GD é possível aumentar essa capacidade, além de proporcionar uma independência do sistema externo em momentos de falha no suprimento ou aumento desordenado na tarifa. Por outro lado, para tornar o sistema ainda mais confiável torna-se necessário o dimensionamento adequado do sistema de proteção, uma vez que neste trabalho apenas foram abordadas as proteções de impacto direto nas simulações apresentadas.

5.1. Trabalhos Futuros

Como proposta para trabalhos futuros ficam indicados os seguintes temas:

- Estudo de proteção do sistema elétrico da Ilha do Fundão considerando uma geração distribuída. Este tema é interessante, pois exige a necessidade de propor um sistema de proteção adequado à implantação de uma a GD e considerar neste estudo uma variação no sentido do fluxo de potência.
- Modelagem atualizada do sistema elétrico da Ilha do Fundão para que este sirva como caso base de algum estudo, como por exemplo curto circuito, modelagem de controladores ou até mesmo como base de proposta de melhoria do sistema, que hoje sofre com a falta de energia.
- Modelagem dinâmica de geradores eólicos com dupla alimentação aplicados na Ilha do Fundão. Para esta análise seria interessante a criação do modelo dinâmico de Gerador eólico de dupla alimentação para o software Simulight e a utilização do sistema da Ilha do Fundão como base de estudo. Para isso seria necessário supor velocidades de vento maiores que as disponíveis, supondo alturas maiores que as consideradas neste trabalho.
- Desenvolvimento de um sistema de gestão da energia em uma pequena central híbrida. Este tema seria interessante, pois durante a elaboração deste trabalho não foram encontrados softwares que realizem o cálculo em tempo real da opção mais viável de geração, considerando o ponto de operação naquele determinado instante, ou seja, avaliem a melhor opção de geração para uma central híbrida existente. Logo, torna-se interessante um estudo nesta vertente.
- Aplicação de um sistema de qualidade da energia. Este tema propõe a adoção de um caso base com GD, que pode ser o sistema da Ilha do Fundão, onde será realizada uma proposta de uma central local para monitoramento da qualidade da energia, levantando as variáveis que precisam ser monitoradas e a importância do controle das mesmas.
- Comparação entre modelos de Geradores. Durante esse trabalho foi possível verificar a diferença nos resultados quando foi modificado o modelo de máquina utilizado, por isso seria interessante a elaboração de um trabalho que compare os resultados para diversos modelos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] PEREIRA, RENEE. Perdas com a crise no setor elétrico chegam a R\$ 32 bilhões em um ano. Economia & Negócio, Estadão. Disponível em <<http://economia.estadao.com.br/noticias/economia-geral,perdas-com-a-crise-no-setor-eletrico-chegam-a-r-32-bilhoes-em-um-ano,179171,0.htm>>. Acesso em 24/03/2014.
- [2] PORTELA, CARLOS. Situação atual e perspectivas do setor elétrico brasileiro. Perturbações e riscos de panacéias salvadoras de querer controlar sistemas físicos complexos com regras de jogos especulativos. In: Reunião anual do SBPC, 58, 2006, Santa Catarina. Anais...Santa Catarina: Florianópolis, 2006.
- [3] EPE: Brasil não vive crise no setor elétrico. Uol Economia. Disponível em <<http://economia.uol.com.br/noticias/valor-online/2014/03/12/epe-brasil-nao-vive-crise-no-setor-eletrico.htm>>. Acesso em 24/03/2014.
- [4] EPE. Projeção da demanda energética: para os próximos 10 anos (2013 – 2022). Rio de Janeiro, 2012. 81p.
- [5] INEE. INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. Notas sobre Geração Distribuída: Fórum de Cogeração. Brasil. 2001.
- [6] ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa No 482. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=50>. Acesso em 25/03/2014.
- [7] ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa No 481. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=50>. Acesso em 25/03/2014.
- [8] OLADE. ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA. Curso de la Generación Distribuida. SABA System. 2011. Disponível em: <<http://www.olade.org/elearning>>. Acesso 26/03/2014.
- [9] BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). Balanço Energético Nacional (BEN) 2014. Relatório Síntese. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioSintese2014.aspx> > .Acesso em: 29 jul. 2014.

[10] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Relatório de Informações Gerenciais 2014. Site ANEEL. Brasília, DF: ANEEL 2014. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/IG_Mar_14.pdf.> Acesso em 02 de Agosto de 2014.

[11] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE). Visão Geral do Setor Elétrico. Disponível em <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor> > Acesso em 03 de Agosto de 2014.

[12] FÓRUM LATINO-AMERICANO DE SMART-GRID. Relatório 2013. São Paulo. Disponível em: <<http://www.smartgrid.com.br/eventos/smartgrid2013> > Acesso em 02 de Agosto de 2013.

[13] YIN, Roberto K. Estudo de Caso: planejamento e métodos. 2.ed. Tradução Daniel Grassi. Porto Alegre: Bookman, 2001.

[14] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. Getting Started Guide for HOMER Legacy (Version 2.68). Colorado, Janeiro de 2011. Disponível em <<http://www.homerenergy.com/>> Acesso em março de 2013.

[15] FUNDAÇÃO COPPETEC. Simulight- Manual do usuário (versão 2.23). Rio de Janeiro, 2011. Disponível em <<http://www.coep.ufRJ.br/~tarang/Simulight/index.htm> > Acesso em maio de 2013.

[16] ROCHA W.L.L. Modelagem e Análise do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica da Ilha do Fundão Investigando Impacto de Geração Distribuída [Trabalho de conclusão de curso]. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica; 2010.

[17] ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/atlas_eolico/index.php> Acesso em 31 de outubro de 2013.

- [18] CONSELHO EMPRESARIAL BRASILEIRO PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL. Estudo sobre adaptação e vulnerabilidade a variabilidade climática: Casos do setor elétrico brasileiro. Rio de Janeiro: 2013.
- [19] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. Proposta para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. Junho de 2012.
- [20] AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEL (ANP). Boletim Anual de Preços. Rio de Janeiro. 2013
- [21] G1 NOTÍCIAS. Bagaço da cana-de-açúcar vira produto nobre e preço dobra em PE. Disponível em < <http://g1.globo.com/pernambuco/noticia/2012/11/bagaco-da-cana-de-acucar-vira-produto-nobre-e-preco-dobra-em-pe.html>> Acesso em Março de 2014.
- [22] PROCKNOR C. Cogeração de energia a bagaço de cana no estado de São Paulo. Assembleia Legislativa do Estado de São Paulo, Outubro de 2007. Disponível em: < http://www.saneamento.sp.gov.br/bio_apresen/Procknor.pdf> Acesso em Março de 2014.
- [23] BRASIL & MUNDO. Setores da indústria reclamam do alto preço do gás natural brasileiro. Dourados Agora. Disponível em:<<http://www.douradosagora.com.br/brasil-mundo/economia/setores-da-industria-reclamam-do-alto-preco-do-gas-natural-brasileiro>> Acesso em Maio de 2014.
- [24] COMPOSIÇÃO DE TARIFA DA LIGHT. Disponível em: <<http://www.light.com.br/para-residencias/Sua%20Conta/composicao-da-tarifa.aspx>> Acesso em Março de 2014.
- [25] ONS. Casos de Referência – Estabilidade – Transitórios Eletromecânicos. Disponível em <http://www.ons.org.br/avaliacao_condicao/casos_eletromecanicos.aspx> Acesso em Julho de 2014.
- [26] ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa No 505. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=50>. Acesso em 25/03/2014.

- [27] IEEE Task Force on Terms & Definitions, Proposed Terms & Definitions for Power System Stability, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 7, Julho de 1982, págs. 1894-1898.
- [28] SIMÕES COSTA A. e SILVEIRA E SILVA A., Controle e Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência, Notas de aula, UFSC, 2002. Disponível em <<http://www.labspot.ufsc.br/~simoes/dincont/>> Acesso em março de 2014.
- [29] IEEE Working Group Report, IEEE Screening Guide for Planned Steady-State Switching Operations to Minimize Harmful Effects on Steam Turbine-Generators, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 4, pp. 1519-1521, July/August 1980.
- [30] ONS, Procedimentos de Rede do ONS – Módulo 3, Submódulos 3.6 e 23.3, 2011. Disponível em <<http://www.ons.org.br>> Acesso em Julho de 2014
- [31] ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Modulo 8, Brasil 2014.
- [32] ROMÉRO, S; ROSSI, J; AQUINO, A; RANGEL, R., LEVY, L. Representação de Geradores Eólicos Síncronos com Conversor de Frequência por Fontes de Corrente Controladas em um Programa de Cálculos de Curto-Circuitos. XI Simpósio de especialistas em Planejamento da Operação e Expansão elétrica, 2009
- [33] LANDEIRA, J. L. F, 2013. Análise Técnico-econômica sobre A viabilidade de implantação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída no Brasil. Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. Brasil.
- [34] ANEEL, Espaço do consumidor. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>> Acesso em 10/11/2014.

APÊNDICE A – Modelo de fonte de corrente para o Simulight

```
<STT P="1.47997963149825" Q="3.51386324212526e-19" />
  <MODEL id="GERADOR#Mdl:zIcte" source="USERS" group="LFLOW"
default="N">
  <PARM id="P" type="REFERENCE" value="-0.0148918626410849"
unids="MW" print="S"
  <PARM id="Q" type="REFERENCE" value="0" unids="Mvar" print="S"
/>
  <TENS id="VOLT" type="POLAR" term="1" mdl="1" out1="V"
out2="Vang" />
  <MULT id="PCRG" out="Po" stt="NO">
  <ADD>P</ADD>
  <ADD>V</ADD>
</MULT>
  <MULT id="QCRG" out="Qo" stt="NO">
  <ADD>Q</ADD>
  <ADD>V</ADD>
</MULT>
  <OSHT id="" itype="POTENCIA" otype="CORRENTE" mdl="1">
  <SHT INJre="Po" INJim="Qo" G="Gnul" B="Bnul" />
</OSHT>
</MODEL>
  <MODEL id="GERADOR#GRP" source="LIBRY" group="DYNAMIC"
default="S">
  <MODEL id="GERADOR#Mdl:zIcte" source="USERS">
  <PARM id="P" type="REFERENCE" value="0.015" unids="MW"
print="S" />
  <PARM id="Q" type="REFERENCE" value="0" unids="Mvar"
print="S" />
  <TENS id="VOLT" type="POLAR" term="1" mdl="1" out1="V"
out2="Vang" />
  <MULT id="PCRG" out="Po" stt="NO">
  <ADD>P</ADD>
  <ADD>V</ADD>
</MULT>
  <MULT id="QCRG" out="Qo" stt="NO">
  <ADD>Q</ADD>
  <ADD>V</ADD>
</MULT>
  <OSHT id="" itype="POTENCIA" otype="CORRENTE" mdl="1">
  <SHT INJre="Po" INJim="Qo" G="Gnul" B="Bnul" />
</OSHT>
</MODEL>
</MODEL>
<DATA />
</GERD>
```

APÊNDICE B – Dados das linhas de distribuição

DE	PARA	R (%)	X (%)
LDS_4286	TRAFO_40MVA	21,731	18,349
LDS_4304	TRAFO_40MVA	92,356	77,984
CENPES	LDS_1570	14,287	11,402
LDA_CATEDRAL	CCMN	9,005	7,187
LDS_1692	HU	4,329	3,455
LDS_1692	IPPMG	4,329	3,455
LDS_1692	TRAFO_40MVA	8,659	6,91
CT+CCMN_FIC	CT	5,737	4,578
CT+CCMN_FIC	CCMN	5,737	4,578
CT+CCMN_FIC	CO+IEN_FIC	11,473	9,156
LDA_MAGISTER	CH_GAS	5,455	4,353
LDA_MAGISTER	L+LC+Z+R_FIC	32,731	26,121
L+CT+MN_FIC	CT	11,257	8,983
L+CT+MN_FIC	CCMN	11,257	8,983
L+CT+MN_FIC	COPPEAD_FIC	22,513	17,967
LDS_24238	CEPEL	34,545	27,57
LDS_24238	PREFEITURA	9,525	7,601
LDS_24238	TRAFO_25MVA	9,525	7,601
LDA_LETRAS	IPPMG	2,486	7,32
LDA_LETRAS	CCS_R_FIC	2,486	7,32
LDA_LETRAS	TRAFO_40MVA	2,486	7,32
LDS_33432	TRAFO_40MVA	6,383	8,292
LDS_4410	TRAFO_25MVA	42,082	33,584
REI+COP_FIC	LDA_CATEDRAL	9,005	7,187
REI+COP_FIC	COPPE	11,257	8,983
REI+COP_FIC	XISTOQUIMICA	11,257	8,983
REI+COP_FIC	IEN	11,257	8,983
REI+COP_FIC	COPPEAD_FIC	22,513	17,967
LDS_1570	TRAFO_25MVA	28,574	22,804
CEPEL	LDS_1570	14,287	11,402
CH_GAS	LDS_1239	4,185	3,34
LDS_1320	CENPES	2,598	2,073
ZI+REI_FIC	COPPEAD_FIC	22,513	17,967
CT	LDS_4410	4,676	3,372
CO+XIS_FIC	XISTOQUIMICA	5,737	4,578
CO+IEN_FIC	CO+XIS_FIC	11,473	9,156
CO+IEN_FIC	IEN	5,737	4,578
COPPE	CO+XIS_FIC	5,737	4,578
LDS_24227	CT+CCMN_FIC	11,473	9,153
LDS_24227	PREFEITURA	5,737	4,578
LDS_24227	TRAFO_40MVA	11,473	9,153

DE	PARA	R (%)	X (%)
Z.INDUSTRIAL	ZI+REI_FIC	5,682	4,492
Z.INDUSTRIAL	L+LC+Z+R_FIC	10,91	8,707
REITORIA	ZI+REI_FIC	5,682	4,492
COPPEAD_FIC	COPPEAD	22,513	17,967
COPPEAD_FIC	L_LCOR2_FIC	22,513	17,967
CCS_R_FIC	BIO+EEFD_FIC	2,486	7,32
BIO+EEFD_FIC	AL+HAN_N_FIC	2,486	7,32
BIO+EEFD_FIC	BIORIO	2,486	7,32
BIO+EEFD_FIC	EEFD	2,486	7,32
AL+HAN_N_FIC	ALOJAMENTO	2,486	7,32
AL+HAN_N_FIC	HANGAR	2,486	7,32
CCS	CCS_R_FIC	2,486	7,32
BIORIO	BR+EDF_R_FIC	6,287	5,01
EEFD	BR+EDF_R_FIC	6,287	5,01
ALOJAMENTO	AL+HAN_R_FIC	6,287	5,01
AL+HAN_R_FIC	HANGAR	6,287	5,01
AL+HAN_R_FIC	BR+EDF_R_FIC	8,37	6,68
LDS_1239	HU	6,278	5,01
LDS_1239	CCS	6,278	5,01
LDS_1239	BR+EDF_R_FIC	8,37	6,68
LDS_1239	TRAFO_25MVA	8,37	6,68
L+LC+Z+R_FIC	LETRAS	13,638	10,884
L+LC+Z+R_FIC	REITORIA	10,91	8,707
L+LC+Z+R_FIC	LAB_CORROSAO	13,638	10,884
RU	CH_GAS	4,82	3,847
L_LCOR2_FIC	CT+CCMN_FIC	5,737	4,578
L_LCOR2_FIC	LETRAS	5,737	4,578
L_LCOR2_FIC	LAB_CORROSAO	5,737	4,578
TRAFO_40MVA	LDA_MAGISTER	10,91	8,707
TRAFO_40MVA	LDS_1320	23,379	18,658
TRAFO_25MVA	LDA_CATEDRAL	63,037	50,307

APÊNDICE C – O Homer Energy

O HOMER (Hybrid Optimization of Mutiple Energy Resources) é um software que foi desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável, uma divisão do Departamento de Energia dos EUA e tem como foco principal atuar no desenvolvimento do sistema de energia, buscando acelerar a adoção de fontes de energia renováveis.

O software trabalha com a otimização econômica e engenharia de microrredes, buscando simplificar a tarefa de avaliar projetos tanto fora da rede, quanto conectados à rede para uma variedade de aplicações. Algumas decisões sobre a configuração do sistema podem ser auxiliadas pelo uso do software, tais como: Que componentes faz sentido incluir no projeto do sistema? Quantos e qual o tamanho de cada componente que deve ser usado? Quando o número de opções de tecnologia é grande e a variação dos custos e disponibilidade de recursos energéticos são múltiplos, tomar essas decisões pode ser uma tarefa difícil. Com isso, através dos algoritmos de análise de sensibilidade, o HOMER torna essa tarefa mais fácil e avalia as várias configurações possíveis do sistema.

Na Figura B 1 é possível observar a tela de análise do Homer Energy, onde no lado superior direito encontra-se a modelagem do sistema e no centro da tela os resultados otimizados, mostrando a melhor configuração adquirida.

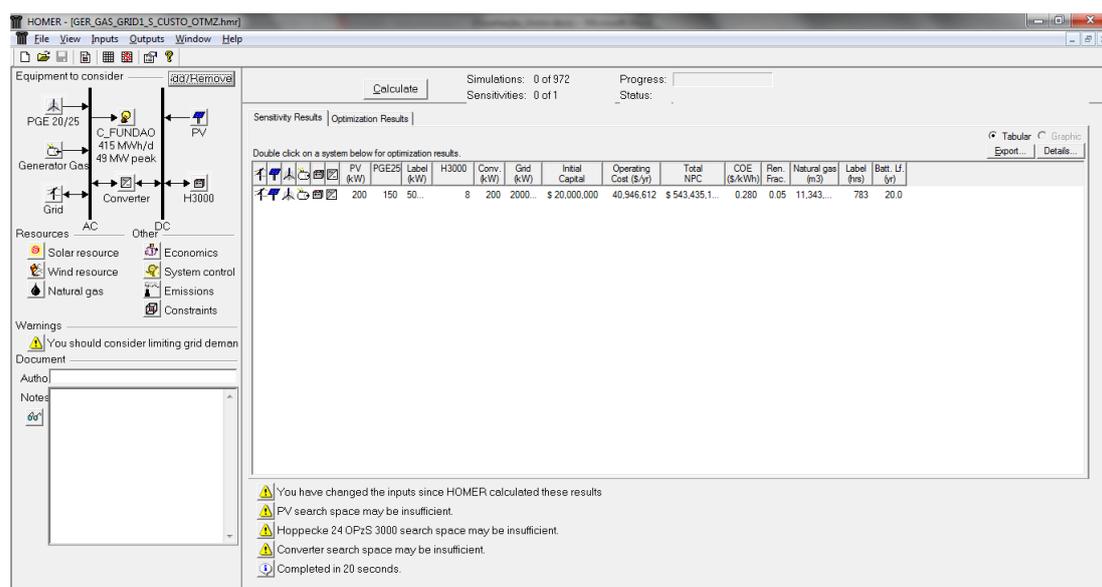


Figura B 1 - Tela de modelagem do software Homer

Observe que a análise do Homer é nodal e não leva em consideração qualquer modelagem da rede, estando todos os componentes ligados ao mesmo nó.

Para que os componentes sejam modelados e possibilite que o software calcule o sistema mais adequado, faz-se necessário cadastrar os dados da carga total do sistema e configurar os diversos meios de geração que se deseja comparar, podendo ser adicionado ou não o fornecimento de uma rede externa. A Figura B 2 mostra a tela de configuração da carga, que pode ter seus dados adicionados ou importar um arquivo com os dados de consumo hora a hora de um ano.

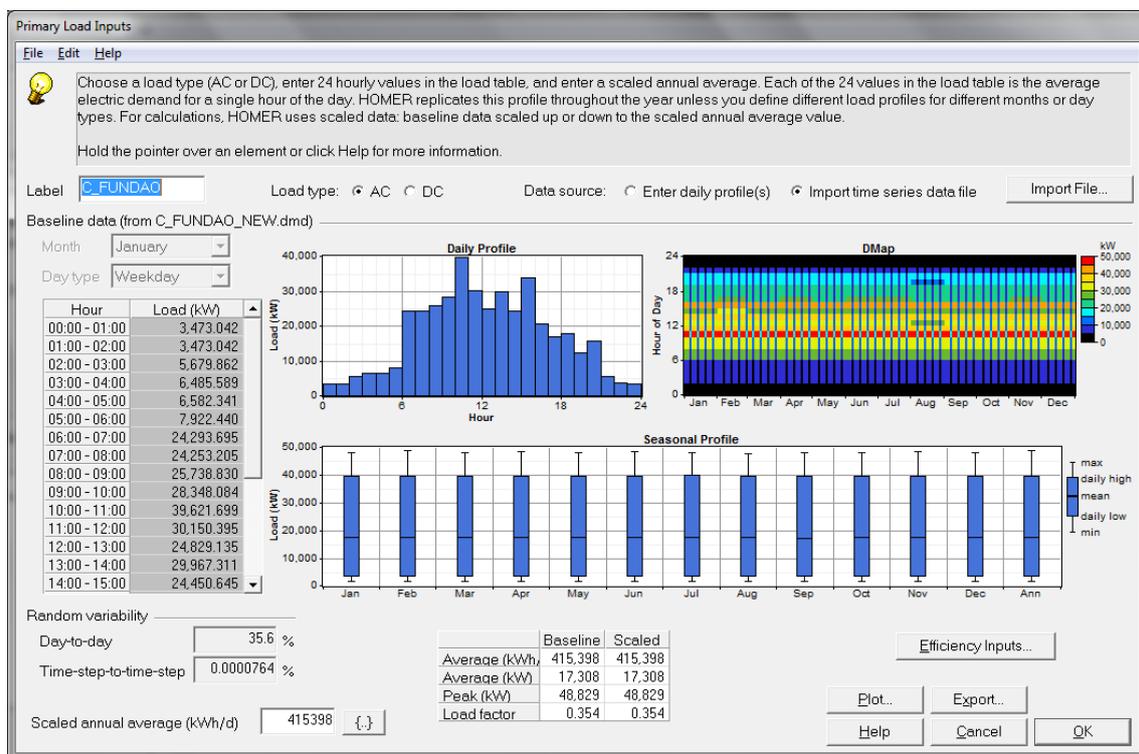


Figura B 2 - Configuração de carga no Homer Energy

Na Figura B 3 temos um exemplo de configuração de um determinado tipo de geração, onde é preciso cadastrar dados relacionados ao custo de compra do equipamento, manutenção e substituição de peças. Além disso, é importante registrar a eficiência, vida útil e preço do combustível para cada sistema que se deseja comparar.

O software também permite a limitação na geração de alguns componentes, que podem ter o seu funcionamento agendado para determinadas horas do dia.

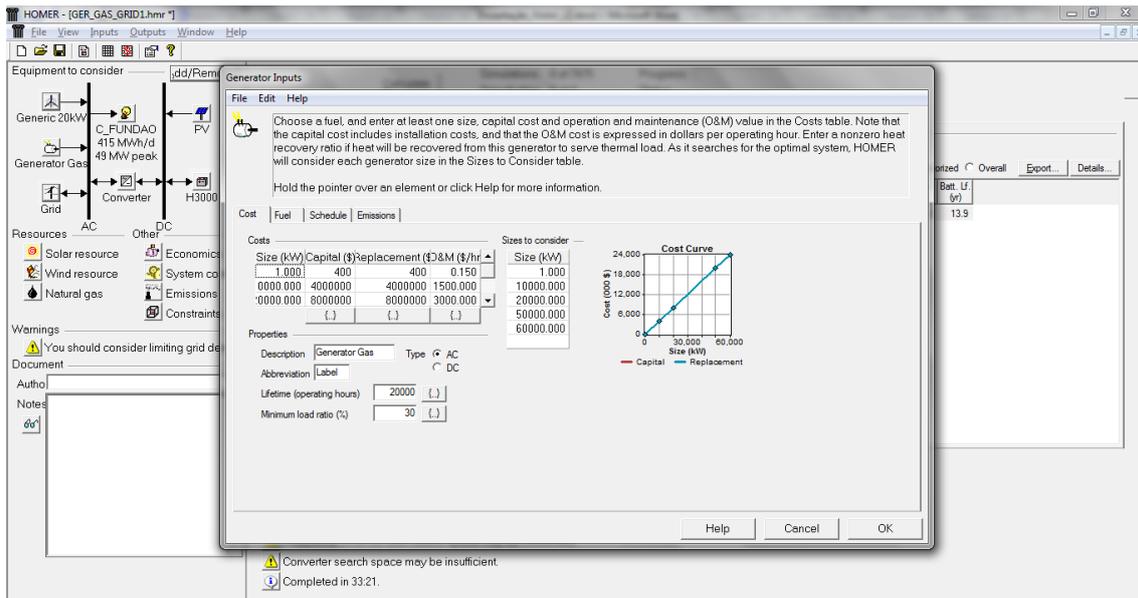


Figura B 3 - Configuração de geração térmica no Homer Energy

Após o cálculo dos sistemas mais adequados, se clicarmos em uma configuração desejada teremos o detalhamento deste sistema, mostrando o custo total e anualizado, fluxo de caixa para os anos de duração do empreendimento, detalhamento da geração de cada componente e emissão de poluentes, conforme mostrado na Figura B 4.

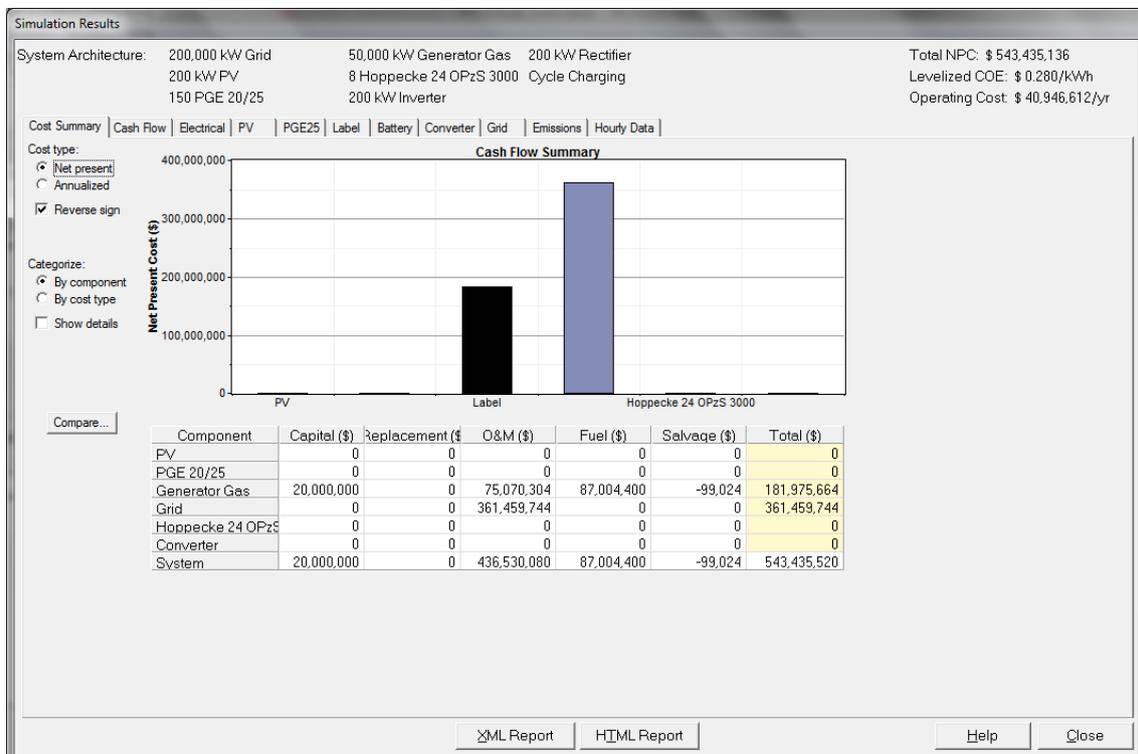


Figura B 4 – Como verificar detalhes de uma determinada configuração

Dentro da configuração dos arranjos ótimos calculados também é possível verificar o despacho de potência para tipo de geração. Na observa-se a tela que mostra um exemplo distribuição de energia entre as unidades de geração.

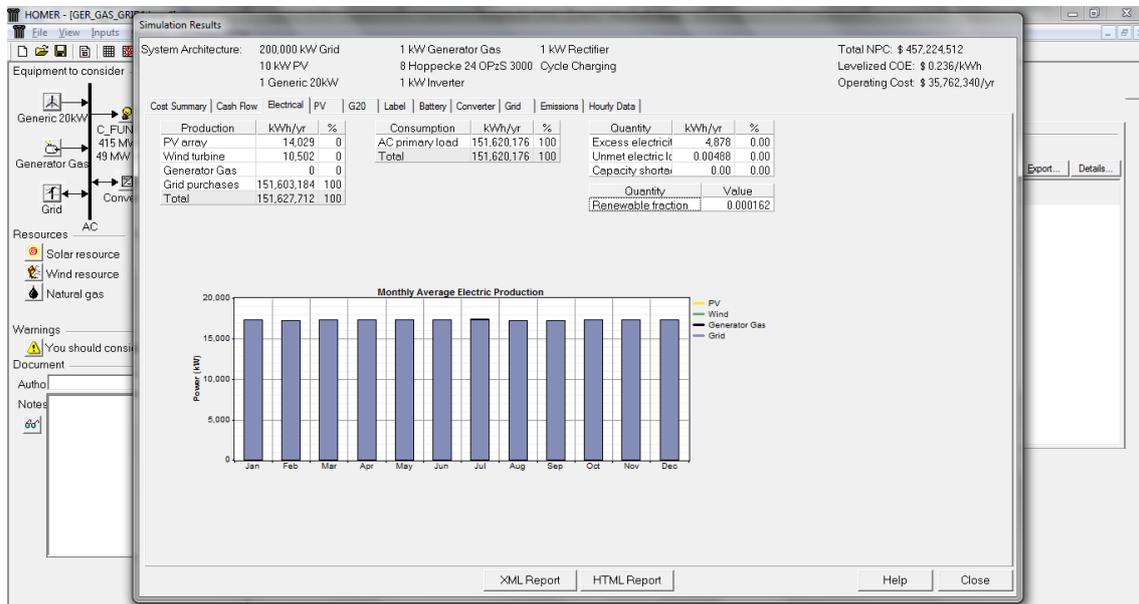


Figura B 5 - Despacho de potência entre unidades de geração de energia no Homer

Enfim, o Software representa uma boa alternativa para análise de viabilidade de sistemas de geração de energia elétrica.

Desde o seu lançamento, o software HOMER foi baixado por mais de 100.000 pessoas em 193 países.