

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**IMPACTO TÉCNICO E ECONÔMICO DO USO DE
MICROTURBINAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA EM ATERROS SANITÁRIOS SOBRE OS
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Bruno Brondani Toller

Santa Maria, RS, Brasil

2015

**IMPACTO TÉCNICO E ECONÔMICO DO USO DE MICROTURBINAS
PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM ATERROS
SANITÁRIOS SOBRE OS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Bruno Brondani Toller

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

Orientadora: Prof.^a Dra. Luciane Nevas Canha

Santa Maria, RS, Brasil

2015

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Brondani Toller, Bruno

IMPACTO TÉCNICO E ECONÔMICO DO USO DE MICROTURBINAS
PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM ATERROS SANITÁRIOS
SOBRE OS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO / Bruno Brondani
Toller.-2015.

129 p.; 30cm

Orientador: Luciane Neves Canha

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2015

1. Geração distribuída 2. Microturbina 3. Impacto
técnico e econômico 4. Aterro sanitário I. Neves Canha,
Luciane II. Título.

© 2015

Todos os direitos autorais reservados a Bruno Brondani Toller. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.
E-mail: brunotoller@gmail.com

Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,
aprova a Dissertação de Mestrado

**IMPACTO TÉCNICO E ECONÔMICO DO USO DE MICROTURBINAS
PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM ATERROS
SANITÁRIOS SOBRE OS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

elaborado por
Bruno Brondani Toller

como requisito para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

COMISSÃO EXAMINADORA

Luciane Neves Canha, Dra. (UFSM)
(Presidente/Orientadora)

Alexandre Barin, Dr. (UFSM)

Paulo Ricardo da Silva Pereira, Dr. (Unisinos)

Santa Maria, 26 de agosto de 2015.

À minha família.

"Eu tive muitas coisas que guardei em minhas mãos, e as perdi. Mas tudo o que eu guardei nas mãos de Deus, eu ainda possuo."

(Martin Luther King)

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela vida, proteção e pela inspiração, para que eu pudesse vencer este grande desafio de minha vida.

À minha amada mãe, Maria Sueli Brondani Toller, e ao meu amado pai, Argemiro Romeu Toller, pela inspiração de vida e por terem me ensinado valores.

Ao meu amado irmão, Marcelo Brondani Toller, e à minha amada irmã, Aline Brondani Toller, pelo companheirismo, afeto e inspiração.

À minha amada namorada, Noara Bolzan Martins, pelo amor, carinho, companheirismo e pelas suas palavras de incentivo que me deram força e coragem nos momentos que mais precisei. A quem devo o meu eterno amor e gratidão.

À professora Luciane Neves Canha pela orientação e pelos ensinamentos nesta etapa da minha vida profissional.

Aos meus colegas do Centro de Estudos em Energia e Sistemas de Potência (CEESP). Ao graduando Alisson Back, pela dedicação e pelos conhecimentos compartilhados que foram de fundamental importância neste estudo.

À coordenação, professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pela bolsa de estudos.

RESUMO

Dissertação de Mestrado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

IMPACTO TÉCNICO E ECONÔMICO DO USO DE MICROTURBINAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM ATERROS SANITÁRIOS SOBRE OS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Autor: Bruno Brondani Toller

Orientadora: Luciane Neves Canha, Dra. Eng.

Data e Local da defesa: Santa Maria, 26 de agosto 2015.

A geração de energia elétrica no Brasil provém essencialmente do potencial hidráulico. Apesar da importância dessa fonte, o Brasil dispõe de várias alternativas para geração de energia elétrica, como as derivadas da biomassa. Diante deste cenário, em que a matriz energética brasileira tem forte dependência de hidrelétricas, é necessário buscar novas alternativas de fornecimento de energia elétrica. Neste sentido o objetivo desta dissertação é analisar o impacto técnico e econômico da conexão de microturbinas no sistema de distribuição, gerando energia a partir do aproveitamento do biogás de aterros sanitários, mais especificamente, do aterro sanitário da cidade de Santa Maria, Rio Grande do Sul, Brasil. As etapas de análise para alcançar este objetivo consistem em estimar a produção de biogás no aterro sanitário, fazer a modelagem da microturbina, efetuar a modelagem do sistema de distribuição. Estas etapas permitem construir cenários de planejamento do sistema de distribuição, para 40 anos de produção de biogás no aterro. Após, isso, é feita uma análise de retorno financeiro do investimento para o ciclo dos 40 anos de produção de biogás. Como resultados, observaram-se impactos positivos no sistema de distribuição quando a GD forneceu energia à rede, como melhoria no perfil de tensão em todos os anos de estudo de caso (2015 a 2055) e redução de perdas técnicas. Além disso, os estudos mostraram-se viáveis para diferentes cenários de investimento, quando atendidos certos reajustes anuais mínimos do preço da energia elétrica (kWh) e do preço do crédito de carbono comercializado.

Palavras-chave: Geração distribuída. Microturbina. Impacto técnico e econômico. Aterro sanitário.

ABSTRACT

Master's Dissertation
Graduate Program in Electrical Engineering
Universidade Federal de Santa Maria, RS, Brasil.

TECHNICAL AND ECONOMIC IMPACT OF MICROTURBINES USE FOR POWER GENERATION IN LANDFILL ON POWER DISTRIBUTION SYSTEM

Author: Bruno Brondani Toller

Advisor: Luciane Neves Canha, Dra. Eng.

Date e Local of presentation: Santa Maria, August 26th, 2015.

The electricity generation in Brazil comes mainly from hydroelectric potential. Despite the importance of these sources, Brasil has several alternatives for electric power generation, such as those derived from biomass. However, the effective use of the potential of biomass is limited by the lack of information. In this context, in which the Brazilian energy matrix has heavy dependence on hydroelectric plants, whose potential disbelieve, it is necessary to take advantage of new alternatives for supplying electricity. In this sense, the objective of this study focuses on analyzing the impact of microturbines connection in the distribution system that generate energy from biogas utilization of landfill, but specifically, the landfill of Santa Maria city (Rio Grande do Sul, Brasil). Procedures for achieving this purpose consists in estimating the production of biogas in the landfill, model the microturbine and to model of the distribution system. These procedures allow the construction of the power distribution system planning scenarios, for 40 years of biogas in the landfill. After this, is done on a financial analysis of the investment return to the period of 40 years. As a result, there were positive impacts in the distribution system when the distribution generation provided energy to the grid, such as improved voltage profile in each year of simulation (2015-2055) and reduction of technical losses. Furthermore, this study have shown to be viable to different investment scenarios. When they met certain minimum annual adjustments in the price of electricity (kWh) and the price of traded carbon credits.

Key-words: Distributed genetation. Microturbines. Technical and economic impact. Landfill.

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 – Motores alternativos de combustão interna.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 2 – Turbina a gás</i>	<i>32</i>
<i>Figura 3 – Microturbina</i>	<i>33</i>
<i>Figura 4 – Componentes de microturbina de ciclo simples</i>	<i>34</i>
<i>Figura 5 – Geração de resíduos no período de 2009 a 2013.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 6 - Quantidade de municípios por tipo de destinação adotada</i>	<i>39</i>
<i>Figura 7 – Planta de coleta de biogás</i>	<i>43</i>
<i>Figura 8 - Flare aberto (à esquerda) e um flare fechado (à direita).....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 9 – Coleta de biogás, tratamento e sistema de recuperação de energia</i>	<i>44</i>
<i>Figura 10 – Esquema de delimitação do projeto para atividade de projeto</i>	<i>48</i>
<i>Figura 11 – CTR Caturrita</i>	<i>49</i>
<i>Figura 12 – Flare</i>	<i>49</i>
<i>Figura 13 – Materiais recicláveis</i>	<i>49</i>
<i>Figura 14 – Ponto de conexão com a rede elétrica de média tensão, que fornece energia ao CTR Caturrita</i>	<i>49</i>
<i>Figura 15 - Curva de vazão de metano e coleta de metano.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 16 – Curva de potência disponível</i>	<i>53</i>
<i>Figura 17 – Curva de geração da microturbina</i>	<i>53</i>
<i>Figura 18 - Quantidade de módulos no decorrer da vida útil do aterro</i>	<i>54</i>
<i>Figura 19 - Diagrama de blocos simplificado.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 20 – Controle de velocidade.....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 21 – Controle de combustão</i>	<i>57</i>
<i>Figura 22 – Controle de temperatura</i>	<i>59</i>
<i>Figura 23 – Rede de distribuição teste.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 24 – Sinais de frequência elétrica e de potência de saída da microturbina durante a queda de frequência do sistema de distribuição</i>	<i>62</i>
<i>Figura 25 – Sinais de temperatura de exaustão e de demanda de combustível durante a queda de frequência do sistema de distribuição</i>	<i>63</i>
<i>Figura 26 – Sinais de entrada do seletor mínimo durante a queda de frequência do sistema de distribuição.....</i>	<i>64</i>
<i>Figura 27 – Sinais de frequência elétrica e de potência de saída da microturbina durante o aumento da frequência do sistema de distribuição</i>	<i>65</i>

<i>Figura 28 - Sinais de temperatura de exaustão e de demanda de combustível durante a queda de frequência do sistema de distribuição</i>	<i>66</i>
<i>Figura 29 - Sinais de entrada do seletor mínimo durante o aumento da frequência do sistema de distribuição.....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 30 – Alimentador SMA4 – 46 Tancredo Neves</i>	<i>67</i>
<i>Figura 31 - Curva diária de potência aparente</i>	<i>69</i>
<i>Figura 32 – Esquema elétrico do alimentador.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 33 – Detalhe do alimentador</i>	<i>82</i>
<i>Figura 34 – Sistema de distribuição simulado para o ano de 2015 atendido pela GD</i>	<i>83</i>
<i>Figura 35 – Detalhe do sistema de distribuição simulado para o ano de 2015 atendido pela GD</i>	<i>83</i>
<i>Figura 36 – Detalhes de geração da microturbina.....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 37 – Potência ativa nos transformadores atendidos pela GD em MW</i>	<i>85</i>
<i>Figura 38 - Potência reativa nos transformadores atendidos pela GD em MVar</i>	<i>85</i>
<i>Figura 39 - Nível de tensão em todas as barras ativas do sistema</i>	<i>86</i>
<i>Figura 40 – Cenário com capacidade de geração excedida</i>	<i>88</i>
<i>Figura 41 – Detalhe da geração.....</i>	<i>89</i>
<i>Figura 42 - Sistema de distribuição simulado para o ano de 2020 atendido pela GD</i>	<i>90</i>
<i>Figura 43 - Detalhe do sistema de distribuição simulado para o ano de 2020 atendido pela GD.....</i>	<i>90</i>
<i>Figura 44 – Detalhe de geração.....</i>	<i>91</i>
<i>Figura 45 – Potências ativas nos transformadores atendidos pela GD em MW.....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 46 - Potência reativa nos transformadores atendidos pela GD em MVar</i>	<i>92</i>
<i>Figura 47 - Nível de tensão em pu em todas as barras ativas do sistema</i>	<i>93</i>
<i>Figura 48 – Perdas técnicas de partes dos trechos atendidos pela GD em MW.....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 49 - Sistema de distribuição simulado para o ano de 2025 atendido pela GD</i>	<i>96</i>
<i>Figura 50 - Detalhe do sistema de distribuição simulado para o ano de 2025 atendido pela GD.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 51 - Detalhe de geração.....</i>	<i>97</i>
<i>Figura 52 – Potência ativa em parte dos transformadores atendidos pela GD em MW</i>	<i>98</i>

<i>Figura 53 - Potência reativa em partes dos transformadores atendidos pela GD em MVAR</i>	<i>98</i>
<i>Figura 54 – Níveis de tensão em pu de todas a barras ativas do sistema</i>	<i>99</i>
<i>Figura 55 – Perdas nos trechos atendido pela GD em MW</i>	<i>100</i>
<i>Figura 56 - Sistema de distribuição simulado para o ano de 2035 atendido pela GD</i>	<i>102</i>
<i>Figura 57 - Detalhe do sistema de distribuição simulado para o ano de 2035 atendido pela GD</i>	<i>102</i>
<i>Figura 58 – Detalhes de Geração</i>	<i>103</i>
<i>Figura 59 – Potência ativa nos transformadores atendidos pela GD em MW</i>	<i>103</i>
<i>Figura 60 - Potência reativa nos transformadores atendidos pela GD em MVAR</i>	<i>104</i>
<i>Figura 61 - Nível de tensão em pu nos transformadores ativos do sistema</i>	<i>105</i>
<i>Figura 62 – Perdas nos trechos atendido pela GD em MW</i>	<i>106</i>
<i>Figura 63 - Gráfico da curva de geração da microturbina versus demanda das cargas atendidas.....</i>	<i>107</i>
<i>Figura 64 – Percentual de carga atendida do AL SMA4 – 46</i>	<i>108</i>
<i>Figura 65 – Evolução das perdas técnicas nos quatros cenários analisados</i>	<i>109</i>
<i>Figura 66 – Tendência dos 12 cenários</i>	<i>111</i>

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 1 – Características dos motores de combustão interna.....</i>	<i>31</i>
<i>Tabela 2 – Características de uma turbina a gás.....</i>	<i>32</i>
<i>Tabela 3 - Características das microturbinas.....</i>	<i>35</i>
<i>Tabela 4 – Quantidade de RSU coletados por regiões do Brasil.....</i>	<i>38</i>
<i>Tabela 5 – Entrada de dados do software Biogás®.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabela 6 – Entrada de dados do software Biogás® para o cálculo de Rx.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabela 7 - Parâmetros usados na modelagem da microturbina a gás de ciclo aberto</i>	<i>61</i>
<i>Tabela 8 – Tipos de cabos e seus comprimentos.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabela 9 – Potências dos transformadores e suas quantidades.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabela 10 – Resumo das leituras da data 07/12/2014.....</i>	<i>70</i>
<i>Tabela 11 - Projeção da taxa de crescimento de demanda do alimentador.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabela 12 – Parte dos transformadores cadastrados (kVA).....</i>	<i>72</i>
<i>Tabela 13 - Investimento inicial.....</i>	<i>75</i>
<i>Tabela 14 – Financiamento bancário.....</i>	<i>76</i>
<i>Tabela 15 - Comparativo de perdas técnicas com e sem GD.....</i>	<i>87</i>
<i>Tabela 16 – Valorização das perdas técnicas com e sem GD para o ano de 2015..</i>	<i>88</i>
<i>Tabela 17 - Comparativo de perdas técnicas com e sem GD.....</i>	<i>94</i>
<i>Tabela 18 - Valorização dos custos de perdas técnicas com e sem GD para o ano de 2020.....</i>	<i>95</i>
<i>Tabela 19 - Comparativo de perdas técnicas com e sem GD.....</i>	<i>100</i>
<i>Tabela 20 - Valorização dos custos de perdas técnicas com e sem GD para o ano de 2025.....</i>	<i>101</i>
<i>Tabela 21 - Comparativo de perdas técnicas com e sem GD.....</i>	<i>106</i>
<i>Tabela 22 - Valorização dos custos de perdas técnicas com e sem GD para o ano de 2035.....</i>	<i>107</i>
<i>Tabela 23 - Cenários considerando a variação do preço da energia elétrica (EE) e do crédito de carbono (CER).....</i>	<i>110</i>

LISTA DE ABREVIações E SIGLAS

ABRELP	Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
ATSDR	<i>Agency for Toxic Substances and Disease Registry.</i>
CCHP	<i>Combined Cooling, Heating and Power.</i>
CER	Certificado De Emissão Reduzida.
CETESB	Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental.
CH	Chave.
CRVR	Companhia Riograndense de Valorização de Resíduos S.A.
CTR	Central de Tratamento de Resíduos da Caturrita.
EE	Energia Elétrica.
EPA	<i>Environmental Protection Agency.</i>
GD	Geração Distribuída.
GEE	Gases de Efeito Estufa.
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo.
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (em inglês, <i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>).

Kw	Quilowatt.
MCT	Ministério da Ciência e Tecnologia.
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.
MW	Megawatt.
NOx	Óxidos de nitrogênio.
PNRS	Política Nacional de Resíduos Sólidos.
PPM	Partículas por Milhão.
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos.
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão.
SE	Subestação.
TIR	Taxa Interna de Retorno.
TMA	Taxa Mínima de Atratividade.
VLP	Valor Presente Líquido.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	19
1.1 Objetivo do trabalho.....	20
1.2 Motivação.....	21
1.3 Estrutura da dissertação	21
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	23
2.1 Geração distribuída.....	23
2.1.1 Regulamentação da GD.....	26
2.1.2 Planejamento da expansão do sistema de distribuição.....	28
2.1.3 Tecnologias de geração de energia em aterros sanitários.....	29
2.1.3.1 Motor de combustão interna.....	30
2.1.3.2 Turbinas a gás.....	31
2.1.3.3 Microturbinas.....	33
2.2 Resíduos sólidos urbanos.....	36
2.2.1 Contexto geral dos resíduos sólidos urbanos.....	36
2.2.2 Aterro sanitário	40
2.2.2.1 Produção de biogás em aterros sanitários	41
3 METODOLOGIA PROPOSTA	46
3.1 Aterro Sanitário de Santa Maria (estudo de caso).....	47
3.2 Estimativa de produção de biogás no Aterro Sanitário de Santa Maria.....	50
3.3 Definição da potência gerada pela microturbina.....	54
3.4 Modelagem da microturbina.....	55
3.4.1 Controle de velocidade.....	56
3.4.2 Controle de combustão	57
3.4.3 Controle de temperatura.....	58
3.4.4 Validação do Modelo da Microturbina	60

3.4.4.1 Resposta da microturbina a gás durante a queda de frequência da rede de distribuição	61
3.4.4.2 Resposta da microturbina a gás durante o aumento de frequência da rede de distribuição	64
3.5 Modelagem do sistema de distribuição.....	67
3.5.1 Determinação do fator de demanda dos transformadores	69
3.5.2 Determinação da taxa de crescimento de carga dos transformadores para os 40 anos 71	
3.6 Metodologia da análise econômica	72
3.6.2 Lucros obtidos	72
3.6.2.1 Venda de energia elétrica.....	72
3.6.2.2 Comercialização dos créditos de carbono.....	73
3.6.1 Investimentos e despesas	74
3.6.1.1 Investimento na usina de geração de energia e no sistema de coleta e captação de gás	74
3.6.1.2 Despesas com operação e manutenção (O&M).....	76
3.6.1.3 Despesas com tributos	77
3.6.3 Fluxo de caixa	77
3.6.3.1 Valor presente líquido.....	77
3.6.3.2 Taxa interna de retorno	78
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	80
4.1 Análise técnica através da criação de cenários para estudos de caso.....	81
4.1.1 Cenário para ano de 2015.....	82
4.1.1.1 Capacidade de atendimento de cargas	82
4.1.1.2 Nível de tensão.....	86
4.1.1.3 Perdas técnicas	87
4.1.1.4 Limite de capacidade de geração excedida	88
4.1.2 Cenário para ano de 2020.....	89

4.1.2.1 Capacidade de atendimento de cargas	89
4.1.2.2 Nível de tensão	93
4.1.2.3 Perdas técnicas	94
4.1.3 Cenário para ano de 2025	95
4.1.3.1 Capacidade de atendimento de cargas	95
4.1.3.2 Nível de tensão	98
4.1.3.3 Perdas técnicas	99
4.1.4 Cenário para ano de 2035	101
4.1.4.1 Capacidade de atendimento de cargas	101
4.1.4.2 Nível de tensão	104
4.1.4.3 Perdas técnicas	105
4.1.5 Desempenho técnico do sistema	107
4.2 Análise de viabilidade econômica através da criação de cenários para estudos de caso	110
5 Conclusões	113
5.1 Principais contribuições	114
5.2 Sugestões para trabalhos futuros	115
Referências	116
Apêndice A – FLUXO DE CAIXA	121

1 INTRODUÇÃO

A partir da crise energética ocorrida em 2001 e dos problemas de escassez de água, principalmente, iniciados em 2014, há a necessidade de questionar o modelo vigente de geração de energia no Brasil, visto que ele depende totalmente de hidroelétricas e apresenta fragilidade frente a fatores naturais não controlados pelo homem. Tendo em vista a relação que a energia tem com o desenvolvimento do país, há de se pensar em discussões sobre uma geração de energia onde a geração distribuída (GD) ganhe maior espaço no cenário atual de abastecimento do país, visando a diversificação da atual matriz energética frente ao crescente consumo de energia elétrica.

O consumo final de eletricidade no país, em 2014, registrou um aumento de 2,9%, suprido a partir da expansão da geração térmica, especialmente das usinas movidas a carvão mineral (+24,7%), gás natural (+17,5%), biomassa (+14,1%), cujas participações na matriz elétrica, na comparação de 2014 com 2013, cresceram de 2,6 para 3,2%, de 11,3%, para 13% e de 6,6% para 7,4%, respectivamente. Os setores que mais contribuíram para o crescimento da demanda de eletricidade foram residencial (+5,7%) e o comercial (+7,4%) (EPE, 2015).

Com base em dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)¹, o total de usinas brasileiras corresponde a 4.290, que geram um potencial de 137.718.844 kW, deste total, 61,42 % correspondem ao potencial hidráulico. Conforme estudos da EPE (2015), apesar do potencial hidráulico ter maior participação na matriz energética, pelo terceiro ano consecutivo, devido às condições hidrológicas desfavoráveis observadas ao longo do período, houve redução da oferta de energia hidráulica. Em 2014 o decréscimo foi de 5,6%. A menor oferta hídrica explica o recuo da participação de renováveis na matriz elétrica, de 84,5% em 2012 para 79,3% em 2013 e 65,2% neste ano, apesar do incremento de 3.177 MW na potência instalada do parque hidrelétrico.

Diante deste cenário, em que, a matriz energética brasileira tem forte dependência das hidrelétricas, é necessário buscar novas alternativas de fornecimento de energia elétrica. Uma destas novas alternativas é a biomassa, que

¹ ANEEL. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>

consiste em uma fonte renovável de energia elétrica e corresponde a apenas 7% da matriz energética. Segundo dados da ANEEL¹ o total de usinas de biomassa, no país, é 507, gerando uma potência energética de 13.378.862 MW. Deste total de usinas, 10 utilizam os resíduos sólidos urbanos como combustível para a geração de energia, totalizado 65.397 MW. De todas as fontes provenientes da biomassa, os resíduos sólidos urbanos ainda representam uma pequena parcela de apenas 0,49%.

A relevância de se pensar nos resíduos sólidos urbanos (RSU) para geração de energia dá-se em função de que a sua utilização para fins energéticos permite a sua valorização, bem como contribui para reduzir os impactos ao meio ambiente, visto que quando os resíduos não são destinados corretamente aos aterros sanitários eles provocam a poluição da atmosfera e dos recursos naturais. Conforme os dados anuais do Panorama de Resíduos Sólidos realizado pela Abrelp (2013), percebe-se que, no Brasil, entre os anos de 2009 e 2013, houve um crescimento da geração de resíduos sólidos a cada ano.

Os aterros sanitários produzem biogás, combustível que pode ser utilizado como combustível para que as microturbinas gerem energia elétrica para o próprio consumo do aterro, bem como podem gerar energia elétrica que poderá ser comercializado, trazendo recursos financeiros ao aterro. Em função dos impactos que a GD pode causar ao sistema de distribuição, torna-se essencial estudos de planejamento.

Neste contexto, a abordagem deste trabalho centra-se no âmbito de estudos de planejamento de sistemas de distribuição com geração distribuída e análise de viabilidade econômica de implementação de projetos que envolvam o aproveitamento energético do biogás de aterros sanitários.

1.1 Objetivo do trabalho

Diante do exposto, esta dissertação tem como objetivo geral analisar o impacto da conexão de microturbinas em sistemas de distribuição e sua capacidade de retorno financeiro, gerando energia a partir do aproveitamento do biogás de aterros sanitários. Para este fim, como objetivos específicos, citam-se:

- contextualizar geração distribuída e os seus impactos no sistema de distribuição;

- implementar o modelo de uma microturbina a biogás e analisar os seus impactos no sistema de distribuição;
- verificar os impactos sobre as características operacionais do sistema de distribuição baseado em cenários de planejamento;
- avaliar a viabilidade econômica do empreendimento, considerando diferentes cenários econômicos.

1.2 Motivação

A relevância desta dissertação apoia-se no desenvolvimento dos estudos de geração distribuída que possibilitem discussões sobre: (a) a necessidade de explorar uma nova tecnologia de geração de energia elétrica nos aterros sanitários brasileiros, que seria a microturbina; (b) a oportunidade de diversificar a matriz energética, bem como melhorar a qualidade e a confiabilidade da energia entregue pelas concessionárias de energia, como o uso da geração distribuída; (c) avaliar os impactos ocorridos no sistema de distribuição por meio da conexão da microturbina; e (d) valorizar os resíduos sólidos urbanos destinados a aterros sanitários através da utilização de biogás, produzido pela sua decomposição, para geração de energia elétrica.

1.3 Estrutura da dissertação

Esta dissertação está estruturada em cinco capítulos. A Introdução contextualiza o estudo, define seu objetivo principal e objetivos específicos e apresenta a motivação de sua realização. O Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica - apresenta conceitos e os impactos de geração distribuída e explora questões de planejamento da expansão do sistema de distribuição e geração distribuída e das tecnologias de geração de energia em aterros sanitários. Este capítulo apresenta, ainda, o contexto geral dos resíduos sólidos urbanos, no Brasil, e seu panorama com base na geração, coleta e destinação final.

O Capítulo 3 - Metodologia proposta - dedica-se a abordar os procedimentos para a realização das análises do trabalho. Para tanto, é apresentado o *software* DIgSILENT PowerFactory® e o *software* Biogás®, o primeiro necessário para modelar o sistema da microturbina e o sistema de distribuição, e o segundo é importante para

estimar a capacidade de produção de biogás do aterro. As etapas de análise resumem-se em: estimar a produção de biogás no aterro sanitário de Santa Maria – RS, modelar a microturbina, modelar o sistema de distribuição e definir a potência gerada pela microturbina. Estas etapas permitem construir os cenários de planejamento que, de sua análise, são fundamentais para desenvolver o resumo de desempenho para o ciclo de produção de biogás de 40 anos do aterro sanitário de Santa Maria – RS. O capítulo apresenta, também, os procedimentos para a análise de viabilidade econômica do empreendimento, considerando diferentes cenários econômicos.

O Capítulo 4 – Resultados e discussões - dedica-se a apresentar os resultados por meio de cenários de planejamento, desenvolvidos para o ciclo de 40 de produção de biogás do aterro, que visam à análise do comportamento do sistema de distribuição por meio da conexão de uma microturbina. Neste capítulo, também é apresentado o estudo de viabilidade econômica do empreendimento, considerando diferentes cenários econômicos.

Por fim, no capítulo 5 – Conclusões - este trabalho apresenta uma síntese dos achados ao longo do estudo e sugere estudos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo dedica-se a apresentar os conceitos-chave deste estudo. O capítulo iniciará com a conceituação de geração distribuída (GD), esclarecendo sobre sua definição e seus impactos. Será exposto, ainda, informações sobre as tecnologias de geração de energias em aterros sanitários. Por fim, o capítulo apresentará o panorama geral de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) no Brasil, junto da política nacional para regulação e adequação dos aterros sanitários.

2.1 Geração distribuída

Considera-se geração distribuída (GD) a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei no 9.074, de 1995², conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW e termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento (Brasil, 2004).

A GD pode ser proveniente de diferentes fontes de energia, que podem ser (Toledo, 2012): I) fontes alternativas de energia: fontes de energia, relativamente novas, não utilizadas tradicionalmente e que não produzem energia em grande escala, tais como: energia solar, eólica, microturbina, células a combustível, biomassa, entre outras; II) fontes renováveis de energia: não utilizam a queima de combustíveis fósseis para a produção de energia elétrica, como é o caso, por exemplo, da energia solar e eólica; e III) cogeração: produção simultânea, a partir de uma única fonte primária, de energia mecânica e de calor. A energia mecânica, por exemplo, é convertida em energia elétrica, enquanto o calor é aproveitado para climatização de ambientes.

Por apresentarem uma característica modular (compactas e de fácil mobilização), as unidades de GD são altamente aplicáveis a diversas situações. Além disso, elas podem operar nas seguintes condições (Toledo, 2012): I) potência *stand by*: equipamento permanece à disposição da carga para suprimento em caso de faltas ou necessidades específicas; II) geração de ponta: programa-se o equipamento para

² Art. 8º da Lei no 9.074. Disponível em http://www.planalto.gov.br/CCivil_03/LEIS/L9074cons.htm

gerar energia apenas para suprir os picos de carga que possam ocorrer durante o trabalho da carga; III) geração de base: gera energia constante na base, durante todo ou parte do período de trabalho visando a redução de custos com energia contratada; IV) cogeração: talvez uma das maneiras mais interessantes de utilizar as GDs disponíveis no mercado atualmente. A grande quantidade de energia térmica dissipada pode ser aproveitada para produção de vapor tanto para geração de energia quanto para o aproveitamento de calor para aquecimento de água, por exemplo.

Atualmente, a utilização da GD em sistemas de distribuição (geralmente localizada próxima aos centros de carga) constitui uma tendência verificável em diversos países (Estados Unidos, Alemanha, Itália, Japão, entre outros), justificada pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico, como: a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; o baixo impacto ambiental; a redução no carregamento das redes; a redução de perdas e a diversificação da matriz energética, entre outros.

Da mesma forma, estudos de Chiradeja et al., (2004) mostram que a conexão da GD pode trazer uma variedade de benefícios aos sistemas de distribuição, que podem ser de cunho técnico e econômico. Sobre benefícios técnicos, os autores citam a redução das perdas nos trechos da rede, melhorias no perfil de tensão, maior confiabilidade e segurança no sistema e melhoria na qualidade de energia. Já sobre os benefícios econômicos, os autores citam a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão e redução dos custos operacionais causadas pelas cargas de pico.

Todavia, além de impactar positivamente nos sistemas de distribuição de energia elétrica, uma importante questão dentro da conexão de GD na rede de distribuição é o risco de impactar na estabilidade e na qualidade da energia destes sistemas.

Por esse motivo, alguns estudos são direcionados para a análise de estabilidade, dado que os sistemas de distribuição são normalmente projetados para operar com fluxo unidirecional de energia elétrica (OCHOA, 2006; LATHEEF, 2008; YUAN, 2007), diferentemente das linhas de transmissão que são projetadas para aceitar um fluxo bidirecional (LATHEEF, 2008). Então, quando da conexão da GD a rede de distribuição passa a ter uma topologia que modifica de forma significativa sua forma de operar. Dependendo da magnitude das cargas comparada com saída da GD e as perdas na rede, o fluxo de potência na rede pode ser em qualquer direção (OCHOA,

2006; RUEDA, 2012), e sendo até mesmo possível que a subestação seja alimentada pela GD.

Outros estudos analisam os impactos técnicos, econômicos e ambientais e interligando-os (CHIRADEJA, 2003). Também há pesquisadores relacionam os impactos aos seguintes aspectos: localização da GD; capacidade da GD; quantidade de GD e níveis de penetração da GD. Já outros pesquisadores estudam o impacto da localização da GD, demonstrando que pode aumentar os valores das correntes de faltas, causar oscilações de tensão, interferir com a tensão de controle de processos, diminuir ou aumentar as perdas (DOYLE, 2002; LE, 2006; OCHOA, 2008; AGHELI, 2010).

Ademais, existem estudos que analisam o tipo de tecnologia utilizada na GD e os impactos econômicos e técnicos no sistema, tais com os apresentados por: Madinehi (2011), em que é apresentado um estudo em que é realizada análise econômica, considerando diversos níveis de penetração da GD utilizando diferentes tecnologias (Microturbinas e Turbina eólica). Os resultados mostram que os benefícios econômicos seguem trajetória em forma de uma exponencial, como função do nível de penetração; e Rueda (2012), em que é apresentado uma análise comparativa dos impactos dos GD em máquinas síncronas e de indução com relação ao perfil de tensão e perdas técnicas. Os resultados do estudo revelam que a melhor escolha técnica da GD depende das características da rede.

Com relação ao ilhamento no caso ocorrência de falha na rede, a presença de GD pode ser explorada para melhorar a continuidade do fornecimento de energia para cargas locais (CALDON, 2008). A intenção de manter a GD conectada durante distúrbios na distribuição, operando de forma ilhada vem sendo estudado por diversos pesquisadores (CHOWDHURY, 2009; MOHAMAD, 2013), que tem buscado compatibilizar o fornecimento paralelo da fonte normal com a GD.

Além disso, estudos de Barker & Mello (2000) e de Bittencourt (2011) mostram que a conexão da GD pode afetar negativamente o fluxo de energia da rede de distribuição, cuja magnitude deste impacto pode variar com as características do sistema e o nível de penetração da GD. Os impactos negativos podem ser as alterações nos níveis de curto-circuito, dificuldade de regulação de tensão e frequência, alterações nos níveis de curto-circuito, falhas nos sistemas de proteção, situação de ilhamento, sobretensões e coordenação do sistema de proteção. Outros

estudos dos impactos da GD no sistema elétrico são apresentados por El-khattam (2004), Walling et al., (2008).

Neste trabalho é feito um estudo de caso sobre três fatores relacionados a conexão da geração de distribuída: tipo de tecnologia de geração, desempenho do sistema quanto a capacidade de atendimento de cargas, níveis de tensão e perdas técnicas e ainda uma análise de retorno financeiro.

A seguir, será abordado questões sobre a regulamentação da GD.

2.1.1 Regulamentação da GD

O novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro introduziu o conceito de GD, reconhecendo sua participação no suprimento de energia às concessionárias. No Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004³, foi definida a conceituação de GD, regulamentando o que tinha sido instituído na Lei 10.848, de março de 2004, considerada como o novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro (RESENER, 2011).

As figuras do produtor independente e autoprodutor foram regulamentadas pela Lei 9.074, de 7 de julho de 1995⁴, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões dos serviços públicos. Os produtores independentes de energia são geradores que não são concessionárias de serviço público, e sim empresas que produzem e vendem energia. Seus clientes são outras empresas, inclusive as concessionárias de serviço público (RESENER, 2011).

O Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996⁵ que regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor e determina que o produtor independente e o autoprodutor terão livre acesso ao sistema de distribuição de concessionárias e permissionárias de energia para a comercialização da energia produzida e a Resolução da ANEEL nº 281, de 1 de outubro de 1999 estabeleceram condições gerais de contrato e acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição. Um dos objetivos desta Resolução foi permitir

³Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM

⁴ Lei 9.074, de 7 de julho de 1995. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9074cons.htm

⁵ Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2003.htm.

o livre acesso possibilitando a comercialização direta de energia entre produtores e consumidores.

Com o objetivo de estabelecer os requisitos mínimos necessários ao planejamento, acesso, uso e operação dos sistemas de distribuição a ANEEL desenvolveu procedimentos de distribuição (PRODIST). Conforme previsto no item 4.2. do Módulo 2 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, as Concessionárias de Energia Elétrica devem considerar a conexão de geração distribuída, considerada suas características de geração, disponibilidade e sazonalidade nos estudos de previsão de demanda do SDMT. O Módulo 3 do PRODIST - Procedimentos de Distribuição descreve os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição.

Com base neste módulo, a Resolução Normativa 482/12 – ANEEL estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica para central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. O artigo Art. 3º Resolução Normativa 482/12 – ANEEL diz que as distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

Em 30 de dezembro de 2014 a ANEEL publicou a Nota Técnica nº 086/2014-SRG-SRD/ANEEL com o objetivo de apresentar de forma resumida as contribuições e os comentários das áreas técnicas da ANEEL relativos à Consulta Pública nº 005/2014, que iniciou a discussão com a sociedade acerca da necessidade de criação de incentivos para a instalação de centrais geradoras com potência instalada superior a 1 MW pertencentes a consumidores e da ampliação dos limites de aplicação do conceito de *Net Metering* para essas centrais, assim como obter informações adicionais sobre o tema. Esta Nota Técnica contém a síntese das contribuições à Consulta Pública nº 005/2014, bem como considerações que irão subsidiar a

elaboração de proposta de Resolução Normativa a respeito da geração distribuída acima de 1 MW, a ser discutida em audiência pública em 2015.

A possibilidade de conexão de GD está regulamentada e deve fazer parte dos estudos da rede de distribuição de regiões onde já há conexão com a rede de distribuição e onde há estudos de implementação de projetos nessa área. Todas as concessionárias de energia devem estar preparadas para receber, analisar e viabilizar a conexão de GD nas suas áreas de concessão, cabendo ao setor de planejamento incluir, quando couber, análise de conexão de geração externa nos estudos de melhoria a expansão do sistema elétrico local.

Cabe destacar que atualmente as concessionárias de energia não permitem a operação de central geradora alimentando uma parcela eletricamente isolada do sistema de distribuição. Essa possibilidade será aceita somente se houver um acordo operativo entre a central geradora e a concessionária de energia, cabendo a central geradora a responsabilidade pelo controle de frequência da parte eletricamente isolada da rede através do controle automático de geração (CAG), ou qualquer outra tecnologia que seja capaz de desempenhar a mesma função, caso a operação ilhada seja utilizada de forma permanente. Além disso, a distribuidora deve realizar estudos e instruções operativas e de segurança específicos para a operação ilhada, conforme descrito estabelecida pelo Módulo 4 do PRODIST - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição. Nesse sentido, ressalta-se que estudos de planejamento de sistemas de distribuição com GD analisados nesse trabalho consideram o caso hipotético de que uma central geradora possa atender uma parcela eletricamente isolada da rede de distribuição de concessão da concessionária AES SUL.

A seguir, serão expostas questões pertinentes sobre o planejamento da expansão do sistema de distribuição.

2.1.2 Planejamento da expansão do sistema de distribuição

Conforme previsto no Módulo 2 do PRODIST - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição, as concessionárias de energia elétrica devem estabelecer anualmente o planejamento do Sistema de Distribuição de Média Tensão - SDMT elaborado para um horizonte de cinco anos. Devem ser feitos estudos dos históricos de desempenho e projeção de performance e necessidades de investimentos futuros,

baseados em estudos de previsão de demanda e perdas técnicas, estabelecidas pela ANEEL (2015b) no Módulo 7 do PRODIST - Cálculo de Perda na Distribuição.

A resolução normativa do Módulo 2 do PRODIST prevê que o estudo deve considerar a expansão de alimentadores e subestações compondo um conjunto de obras para atender o incremento de carga, observados os critérios técnicos, econômicos e ambientais. Os estudos de subestações, diferente dos alimentadores, devem contemplar um horizonte de dez anos e também ser revisado anualmente.

Cada concessionária deve avaliar as condições de atendimento do SDMT sob a ótica do mercado atual, tendo como objetivo evidenciar os principais problemas relacionados ao pleno atendimento da carga. Deve ser feito um diagnóstico para retratar a forma como o sistema elétrico já operou, evidenciando suas restrições, e um prognóstico para retratar a forma como o sistema irá operar quando submetido ao crescimento do mercado esperado. O estudo deve demonstrar, de forma geral, os principais problemas identificados nas análises e, para tanto, são utilizadas informações de topologia de rede, demandas máximas de alimentadores e taxas de crescimento de carga, entre outras.

Como principais tecnologias de GD, podem-se destacar os painéis solares, as turbinas eólicas, as células combustíveis, os gaseificadores a biomassa, os motores de combustão interna, as turbinas a gás e as microturbinas. As três últimas tecnologias são as mais utilizadas em aterros sanitários e, por conta disso, elas serão explicadas de forma mais detalhada na seção a seguir.

2.1.3 Tecnologias de geração de energia em aterros sanitários

Existem vários tipos de tecnologias que convertem o biogás em energia útil, entretanto, priorizou-se apenas abordar, nesta seção, as tecnologias mais frequentemente aplicadas nos aterros sanitários, tais como motor de combustão interna, turbinas a gás e microturbina. Esta última será explorada com mais detalhes no item 2.1.2.3 uma vez que é a tecnologia de geração de energia utilizada neste trabalho.

2.1.3.1 Motor de combustão interna

Os motores de combustão interna são amplamente utilizados e constituem a tecnologia mais desenvolvida entre todas as tecnologias de geração de energia disponíveis. Eles estão disponíveis em tamanhos que variam de 5 kW para mais de 30 MW (LORA; HADDAD, 2006).

Segundo a *Us Environmental Protection Agency (2015)*, esses motores constituem a tecnologia de geração mais utilizada em aterros sanitários, por conta de seu custo relativamente baixo, de sua alta eficiência e de seu leque de potências que contemplam a produção de biogás de muitos aterros sanitários. A ilustração de uma típica planta de geração de aterro sanitário com motores de combustão interna é mostrada na Figura 1.



Figura 1 – Motores alternativos de combustão interna
Fonte: Us Environmental Protection Agency (2015).

Os motores de combustão interna também têm sido cada vez mais utilizados em sistemas de cogeração, onde é efetuada a recuperação do calor dos gases de escape para fornecimento de água quente para lavanderias, cozinhas de restaurantes, hotéis, calefação e ainda para produção de frio (água gelada) em sistemas de refrigeração por absorção (chiller de absorção), processo conhecido internacionalmente como *Combined Cooling, Heating and Power (CCHP)*.

Motores de combustão interna são eficientes na conversão de biogás em eletricidade, podendo alcançar eficiências elétricas de 25 a 45% por cento. Maiores eficiências são alcançadas em aplicações de cogeração onde o calor residual é recuperado a partir do sistema de arrefecimento do motor para fazer água quente, ou a partir da exaustão do motor para fazer vapor de baixa pressão.

Como principais vantagens, citam-se: o baixo custo de investimento, elevada eficiência elétrica (até 45%), partida rápida, flexibilidade de combustíveis e alta confiabilidade. Como desvantagens, citam-se as maiores emissões atmosféricas (45 - 200 ppm de Nox), ruídos e a necessidade de frequentes intervalos de manutenção (LORA; HADDAD, 2006). Segundo a *US Environmental Protection Agency* (2015), para projetos de aterros sanitário com potências a partir de 800 kW, o custo típico do quilowatt de motores de combustão interna é de \$1,800/kW e o custo típico anual de operação e manutenção (O&M) é de \$180,00/kW.

As principais características dos motores de combustão interna são resumidas na Tabela 1.

Tabela 1 – Características dos motores de combustão interna

Disponíveis comercialmente	Sim
Faixa de capacidades	5 kW a 30 MW ou maiores
Combustíveis	Gás natural, óleo <i>diesel</i> , gás de aterro sanitário, etc.
Eficiência	25 a 45%
Emissões de poluentes	45-200 ppm NOx
Outras características	Adequação aos sistemas de cogeração (eficiência de aproximadamente 80%)

Fonte: Lora; Haddad (2006).

2.1.3.2 Turbinas a gás

As turbinas a gás são disponíveis em tamanhos que variam de 500 kW para mais de 300 MW, tanto para a produção exclusiva de energia elétrica, como também para aplicações em que se necessita a produção de eletricidade combinada com calor (cogeração). A Figura 2 ilustra uma típica turbina a gás usada em aterros sanitários.



Figura 2 – Turbina a gás
 Fonte: Us Environmental Protection Agency (2015).

Segundo a *US Environmental Protection Agency* (2015), para projetos de aterros sanitário com potências a partir de 3 MW, o custo típico do quilowatt de turbinas a gás é de \$1,400/kW e o custo típico anual de operação e manutenção (O&M) é de \$130/kW.

Uma das vantagens do uso de turbina a gás é que, quando operadas em ciclos simples, elas apresentam uma eficiência de 40%. Porém, operando em cogeração, elas podem chegar a uma eficiência global do sistema (eletricidade e energia térmica) de 70% a 80%. Outra vantagem do uso de turbinas a gás está nas baixas emissões quando comparadas a outras tecnologias de geração que utilizam combustíveis fósseis, as grandes turbinas a gás podem atingir emissões de óxidos de azoto (NOx) bem abaixo de 10 partes por milhão (ppm).

O resumo das principais características de uma turbina a gás é descrito na Tabela 2.

Tabela 2 – Características de uma turbina a gás

Disponíveis comercialmente	Sim
Faixa de capacidades	500 kW a 300 MW ou maiores
Combustíveis	Gás natural, óleo <i>diesel</i> , gás de aterro sanitário, etc.
Eficiência	40%
Emissões de poluentes	< 25 ppm de NOx
Outras características	Adequação aos sistemas de cogeração (eficiência de 70 a 80%)

Fonte: Us Environmental Protection Agency (2015).

2.1.3.3 Microturbinas

As microturbinas foram construídas, inicialmente, em aplicações de transportes como motores de ônibus e turbinas de aviões e, após isso, elas foram aplicadas em sistemas de geração de energia elétrica e cogeração. Atualmente são escaláveis em potências de 30 kW para 30 MW e podem operar com uma variedade de combustíveis líquidos e gasosos, como por exemplo, o gás natural, gás de aterro, diesel, querosene, entre outros. A Figura 3 ilustra cinco módulos de microturbinas operando em paralelo.



Figura 3 – Microturbina
Fonte: Capstone⁶.

A composição das microturbinas dá-se por um compressor, uma câmara de combustão de alta pressão, a própria microturbina e um gerador. Elas operam com base no *Ciclo de Brayton*, conforme ilustrado na Figura 4. Com base nesta figura na etapa 1 a 2, o ar é comprimido e enviado para a câmara de combustão a uma pressão constante. Na etapa 2 a 3, o ar mistura-se com o combustível, ocorrendo a queima da mistura. Na etapa 3 a 4, tem-se como produto final um vapor em alta temperatura e pressão que será usado para movimentar as pás da turbina e produzir energia mecânica no eixo. Parte da energia mecânica gerada no eixo é utilizada para acionar o compressor do próprio sistema de geração da microturbina e a energia restante é utilizada para acionar o gerador elétrico ou qualquer outra carga (SOARES, 2007).

⁶ Fonte: Capstone. Disponível em <http://www.capstoneturbine.com/>

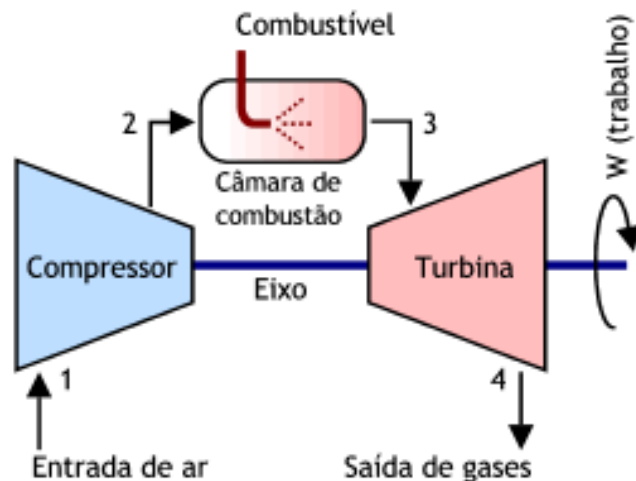


Figura 4 – Componentes de microturbina de ciclo simples
Fonte: MSPC⁷

As microturbinas podem ser aplicadas em estabelecimentos comerciais, indústrias, em aterros sanitários, restaurantes, hotéis e digestores de fazendas, entre outras aplicações. Um exemplo de aplicação é o hotel *Quellenhof Hotel Resort em Val Passiria*, na Itália, onde há a instalação de dois módulos de microturbina Capstone C65 que são utilizados para a produção de eletricidade em combinação de calor, em que o sistema gera 125 kW de eletricidade diária para operação do hotel e produz 224 kW de energia térmica para aquecer piscinas e áreas de bem-estar⁸. Além deste exemplo, há o aterro sanitário *Debris-Laden em Cavenago di Brinca*, Milão, Itália, onde foram instalados cinco módulos de microturbina Capstone C65, que produzem 325 kW de eletricidade diária (7,800 kW hora) em combinação de calor, com eficiência global de 80%⁹.

As microturbinas são relativamente compactas e leves se comparadas às tecnologias já citadas anteriormente. Além disso, elas possuem pequenos números de partes em movimento, elevada eficiência em sistemas de cogeração (90%), baixo nível de emissões e longo intervalo de tempo entre as manutenções (de 5.000 a 8.000 horas).

A Tabela 3 apresenta o resumo das principais características das microturbinas.

⁷ Fonte: MSPC, 2007. Disponível em <http://www.mspc.eng.br/termo/termod0530.shtml>

⁸ Fonte: Quellenhof Sport and Wellness Resort, 2013. Disponível em http://content.stockpr.com/capstoneturbine/db/Case+Studies/776/pdf/CS_CAP400_Quellenhof+Resort_lowres.pdf

⁹ Fonte: CEM Ambiente SpA, 2013. Disponível em http://content.stockpr.com/capstoneturbine/db/Case+Studies/876/pdf/CS_CAP420_CEM_Ambiente_lowres.pdf

Tabela 3 - Características das microturbinas

Disponíveis comercialmente	Sim
Faixa de capacidades	30 kW a 30 MW
Combustíveis	Gás natural, <i>diesel</i> , querosene, GLP (ou propano), hidrogênio, gás de aterro, etc.
Eficiência	20 a 33%
Emissões de poluentes	< 9 ppm de Nox
Outras características	Adequação aos sistemas de cogeração (eficiência de aproximadamente 90%)

Fonte: Adaptado de (LORA; HADDAD, 2006) e Capstone¹⁰

Sobre a funcionalidade das microturbinas, Scott (1998) e Hamilton (2003) afirmam que elas podem ser usadas conectadas junto à rede de distribuição, para melhoria de qualidade e confiabilidade da energia elétrica, atendimento de cargas em horário de pico e em aplicações de cogeração.

Como as microturbinas funcionam em altas velocidades de rotação, na faixa de 50.000 a 120.000 rpm, para serem conectadas com a rede de distribuição que opera na frequência de 60 Hz, torna-se necessário, inicialmente, a implementação de um sistema de retificação de corrente contínua para, logo, haver a inversão para corrente alternada com frequência da rede (AL-HINAI; FELIACHI, 2002). Neste estudo, não foi efetuada a modelação do retificador, uma vez que este não é o foco do trabalho.

Já com relação aos custos específicos de instalação das microturbinas em aterros sanitários com potência até 1 MW, segundo a *US Environmental Protection Agency* (2015) tem-se o custo típico do quilowatt de microturbinas a gás de \$2,800/kW e o custo típico anual de operação e manutenção (O&M) de \$230/kW.

Neste estudo, a microturbina foi utilizada como tecnologia de geração de energia pelas vantagens já citadas nesta seção, assim como por suas características modulares. Os motores de combustão interna possuem a desvantagem por apresentarem maiores emissões atmosféricas, ruídos e frequentes intervalos de manutenção, já as turbinas a gás, por causa das altas temperaturas de operação e por não serem modulares, seu projeto e sua construção são complexos, tanto do ponto de vista da engenharia quanto dos materiais.

Como o foco deste estudo é a utilização da tecnologia de microturbina em aterros sanitários que utilizam biogás provenientes dos resíduos sólidos urbanos (RSU) como combustível, torna-se necessário explorar questões referentes aos RSU.

¹⁰ Fonte: Capstone. Disponível em <http://www.capstoneturbine.com/products>

2.2 Resíduos sólidos urbanos

Esta seção apresentará o contexto geral dos resíduos sólidos urbanos, no Brasil, e seu panorama com base na geração, coleta e destinação final do lixo.

2.2.1 Contexto geral dos resíduos sólidos urbanos

Os resíduos sólidos urbanos (RSU), nos termos da Lei Federal nº 12.305/10 que instituiu a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), englobam os resíduos domiciliares, isto é, aqueles originários de atividades domésticas em residências urbanas e os resíduos de limpeza urbana, os originários da varrição, limpeza de logradouros, vias públicas e de outros serviços de limpeza urbana (ABRELP, 2013).

Quando dispostos de forma inadequada, os RSU podem trazer inúmeros impactos ao meio ambiente e à sociedade, os quais se destacam a poluição do ar e da água, o assoreamento de cursos d'água e represas, a contaminação das águas subterrâneas e do solo. Ainda, os RSU, quando são dispostos em locais inapropriados, decompõem-se e liberam metano (CH₄) que é um grande causador do efeito estufa. Segundo o Grupo de Resíduos Sólidos – UFPE (2014), não há como não gerar resíduos, entretanto é possível diminuir os seus impactos sobre o meio ambiente e transforma-los em fonte de renda quando aproveitados pelas tecnologias de coleta, que pode ser diferenciada ou indiferenciada, de tratamento e disposição final de RSU de um determinado local.

Com relação ao tratamento, existem diversos tipos para diferentes resíduos, entre eles as centrais de triagem, reciclagem, compostagem, digestão anaeróbia, incineração e aterros sanitários, sendo este último também considerado disposição final. Segundo o Grupo de Resíduos Sólidos – UFPE (2014), alguns países do exterior, como os Estados Unidos, Suíça, Alemanha, Portugal e Japão, já possuem sistemas de gestão de RSU eficientes, os quais consistem de uma série de procedimentos, tecnologias ou práticas que objetivam diminuir a carga poluidora, reduzir os impactos negativos ao meio ambiente e a população, assim como podem promover o beneficiamento econômico dos resíduos.

Ao se comparar as políticas e modelos de gestão do exterior com os nacionais, observa-se claramente uma grande defasagem temporal de pelo menos 30 anos, limitação de investimento e de disponibilidade de mão de obra qualificada, bem como

a ausência de uma agência reguladora específica para o setor de RSU (Grupo de Resíduos Sólidos – UFPE, 2014). O Brasil ainda apresenta uma ineficiente gestão de resíduos sólidos, aproximadamente 42% dos resíduos coletados são dispostos em lixões e aterros controlados (Grupo de Resíduos Sólidos – UFPE, 2014). Segundo o PNRS, até o mês de agosto de 2014, os municípios deveriam extinguir os lixões. Contudo, esta meta ainda não foi concretizada, e o país vem apresentando tímida evolução na gestão de RSU.

A PNRS é o plano base de gestão dos RSU no Brasil e foi criada no intuito de conter ou minimizar os impactos dos resíduos sólidos ao ambiente e à saúde da população. Através dela, busca-se estimular o máximo aproveitamento dos resíduos sólidos em todo o seu ciclo de vida, que se faz desde a sua geração até a disposição final ambientalmente correta. Essa ação permite reduzir os impactos sobre o meio ambiente e ao homem, bem como admite o beneficiamento econômico dos resíduos sólidos através do uso de tecnologias de tratamento, como a reciclagem, a compostagem, a incineração, a digestão anaeróbia e os aterros sanitários. Além, disso, nas quatro últimas tecnologias citadas, existe a possibilidade do aproveitamento dos resíduos para a geração de energia e calor, ou em combinação de ambas (cogeração).

Conforme os dados anuais do Panorama de Resíduos Sólidos realizado pela Abrelp¹¹, percebe-se que, no Brasil, entre os anos de 2009 e 2013, houve um crescimento da geração de resíduos sólidos a cada ano, como mostra a Figura 5. O crescimento mais acentuado ocorreu entre os anos de 2009 e 2010 e, após este ano, a taxa de geração de RSU foi menor, evidenciando as ações positivas propostas pela PNRS, implementada em 2010.

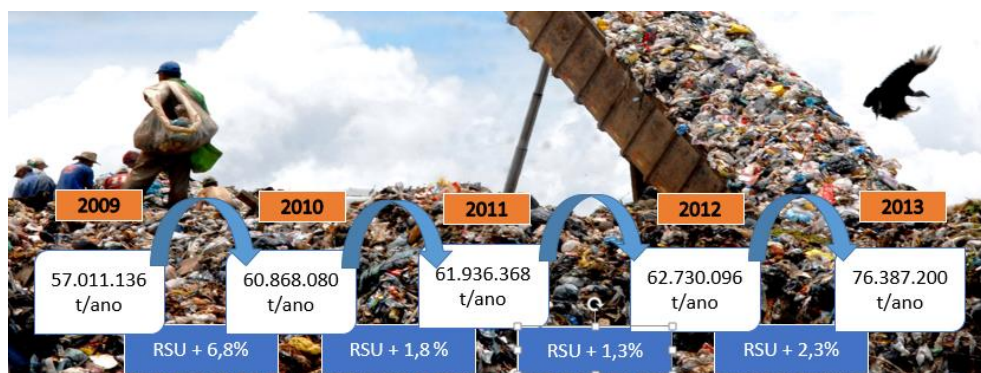


Figura 5 – Geração de resíduos no período de 2009 a 2013
 Fonte: Adaptado do Grupo de Resíduos Sólidos – UFPE (2014)

¹¹ Fonte: Abrelp, disponível em http://www.abrelpe.org.br/panorama_edicoes.cfm

Quando se trata de coleta de resíduos no Brasil, há predominância pela coleta indiferenciada, a qual ocorre em grande parte dos municípios, em que o gerador não realiza nenhuma separação prévia dos resíduos e o veículo coletor passa recolhendo os materiais normalmente dispostos em sacos plásticos ou recipientes semelhantes, não havendo nenhuma valorização dos materiais que compõem os resíduos. Com base no Grupo de Resíduos Sólidos – UFPE (2014), este tipo de coleta não permite a valorização dos resíduos e compromete o funcionamento de centrais de triagem e compostagem devido a contaminação e perda da qualidade dos resíduos, bem como reduz a vida útil do aterro sanitário.

Conforme dados da Abrelp (2013), no Brasil são deixados de coletar 20.000 t/dia de resíduos, representando quase 10% dos resíduos produzidos diariamente. Destas 20.000 toneladas que deixam de ser coletadas, somente a Região Nordeste representa aproximadamente 58% desse total, equivalendo a 11.645 t/dia, que tiveram destino impróprio. Nesse sentido, a Região Nordeste apresentou os menores índices de coleta do país, que foi de 72,22%. Em contraste, a Região Sudeste e a Região Sul apresentaram os melhores índices de coleta, que foram, respectivamente, de aproximadamente 97% e 94%. A quantidade de RSU coletados por regiões do Brasil é mostrada na Tabela 4.

Tabela 4 – Quantidade de RSU coletados por regiões do Brasil

Região	RSU (t/dia)		RSU não coletados		Índice de coleta (áreas)
	Gerado	Coletados	T/dia	%	
Norte	15.169	12.178	2.991	19,72	80,23
Nordeste	53.465	41.820	11.645	21,78	72,22
Centro-Oeste	16.636	15.480	1.156	6,95	93,05
Sudeste	102.088	99.119	2.969	2,91	97,09
Sul	21.922	20.622	1.300	5,93	94,07
Brasil	209.280	189.219	20.000	9,96	90,41

Fonte: adaptado de ABRELPA (2013).

Em termos de destinação final de RSU, merecem destaque os números relacionados à destinação final dos resíduos coletados, cuja pesquisa revelou que

58,3 % seguiram para aterros sanitários em 2013, praticamente sem alteração do cenário registrado no ano anterior. Nesse sentido, é importante ressaltar que os 41,7% restantes correspondem a 79 mil toneladas diárias, que são encaminhadas para lixões ou aterros controlados, os quais não possuem o conjunto de sistemas e medidas necessários para proteção do meio ambiente contra danos e degradações (ABRELP, 2013).

Mesmo com uma legislação mais restritiva, a destinação inadequada de RSU ocorre em todas as regiões brasileiras. Dos 3.344 municípios, 60,0% do total ainda fizeram uso, em 2013, de locais impróprios para destinação final dos resíduos coletados (ABRELP, 2013). A Figura 6 mostra um comparativo da distribuição das destinações finais em cada região.

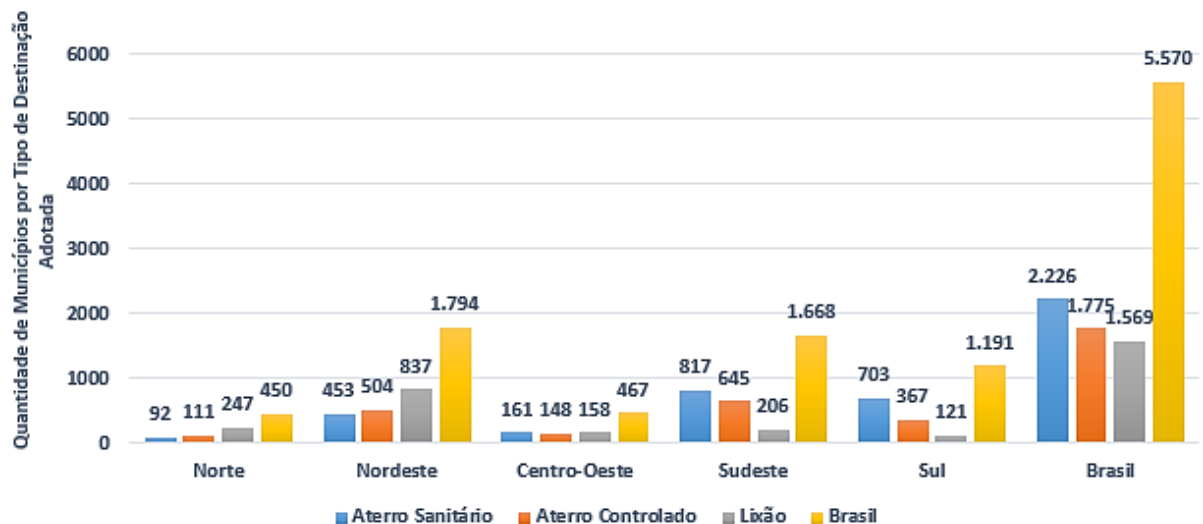


Figura 6 - Quantidade de municípios por tipo de destinação adotada
Fonte: Adaptado de ABRELP (2013).

Desde a criação da PNRS, há expectativas tanto da sociedade como do governo federal, correlacionadas às mudanças que poderão ocorrer no âmbito dos resíduos sólidos. Segundo o Grupo de Resíduos Sólidos – UFPE (2014), espera-se que os municípios brasileiros continuem se adequando às medidas e ações propostas pela PNRS, passando da condição de uso de práticas inadequadas de aterramento (como os lixões e aterros controlados) para o uso de tecnologias de tratamento e disposição final (como os aterros sanitários, triagem, reciclagem, compostagem e incineração) adequadas para a realidade de cada local.

A seção a seguir apresentará a definição dos aterros sanitários.

2.2.2 Aterro sanitário

Além do aterro sanitário ser um local de disposição final dos RSU, também pode ser considerado como uma tecnologia de tratamento, dada a ocorrência de um conjunto de processos físico-químicos e biológicos, que tem como resultado a geração de biogás e uma massa de resíduos mais estável química e biologicamente. A sua utilização vem expandindo-se no Brasil e é considerada a tecnologia universal de disposição de resíduos sólidos urbanos, sendo imprescindível mesmo nos países onde existem outras tecnologias de tratamento.

Para NBR 15.849 (BRASIL, 2010), os aterros sanitários consistem em uma instalação para a disposição de resíduos sólidos no solo, localizada, concebida, implantada e monitorada segundo princípios de engenharia e prescrições normalizadas, de modo a maximizar a quantidade de resíduos dispostos e de minimizar impactos ao meio ambiente e à saúde pública.

Os aterros sanitários podem ser considerados grandes biodigestores naturais que abrangem reações de degradação e influências de agentes naturais. Estes fatores, quando combinados, influenciam no potencial de geração do biogás e cada vez mais o seu aproveitamento energético mostra-se viável após ser captado e direcionado por meio de uma rede de duto para posterior uso. Isso agrega valores à matriz energética do país e proporciona benefício ao meio ambiente, pois, quando os aterros não se utilizam do aproveitamento energético, o biogás gerado segue através das tubulações até a superfície, onde pode haver um sistema de queima e liberação do dióxido de carbono na atmosfera. Além da drenagem e tratamento dos gases, existe também a necessidade da drenagem e tratamento do lixiviado gerado, para isso são instaladas tubulações horizontais que direcionam os lixiviados até o sistema de tratamento.

Atualmente, no Brasil, para se cumprir o que determina a PNRS, antes de encaminhar os resíduos sólidos ao aterro sanitário, deve-se primeiramente reutilizá-lo, reciclá-lo e/ou tratá-lo, visando prolongar a vida útil do aterro. Assim devem ser enviados para o aterro sanitário apenas rejeitos, que são os resíduos que não podem ser mais recuperados sob nenhuma forma ou ainda aqueles para os quais não existem mercado. Quando o aterro atinge a sua vida útil, se faz necessária a sua desativação, podendo posteriormente torná-lo uma área de conservação e lazer.

2.2.2.1 Produção de biogás em aterros sanitários

O biogás é produzido durante o processo natural de decomposição bacteriana da matéria orgânica contida nos resíduos sólidos urbanos (RSU) de aterros sanitários. A taxa e o volume de gás produzido em um aterro sanitário dependerão das características dos resíduos e um número de fatores ambientais, que são descritos a seguir, conforme a *Agency for Toxic Substances and Disease Registry* (ATSDR, 2010):

- composição dos resíduos: quanto mais lixo orgânico presente em um aterro sanitário, mais gás de aterro (por exemplo, o dióxido de carbono, metano, nitrogênio e sulfureto de hidrogênio) é produzido pelas bactérias durante a decomposição. Alguns tipos de resíduos orgânicos contêm nutrientes, tais como o sódio, potássio, cálcio e magnésio, que ajudam as bactérias prosperarem, aumentando a produção de biogás. Por outro lado, alguns compostos contêm resíduos que prejudicam as bactérias, fazendo com que menos gás seja produzido, por exemplo, altas concentrações de sal podem inibir as bactérias produtoras de metano.
- idade do lixo: em geral, os resíduos orgânicos recentemente enterrados (ou seja, resíduos enterrados há menos de 10 anos) produzem mais biogás por meio da decomposição bacteriana do que os resíduos enterrados a mais de 10 anos. O pico de produção de biogás ocorre geralmente entre 5 e 7 anos após os resíduos serem enterrados, e quase todo o gás é produzido dentro de 20 anos após o despejo dos resíduos.
- a presença de oxigênio no aterro sanitário: o metano somente será produzido quando o oxigênio não estiver mais presente. Se o lixo não for bem compactado quando depositado no aterro sanitário, os níveis de oxigênio serão maiores dentro do aterro e a transição entre as fases de decomposição serão mais lentas. Caso contrário, com os resíduos bem compactados, a produção de metano vai começar mais cedo, com a substituição das bactérias aeróbias pelas bactérias anaeróbias produtoras de metano.

- o teor de umidade: a presença de umidades em um aterro sanitário aumenta a produção de gás, pois a humidade estimula o crescimento bacteriano e o transporte de nutrientes em todas as áreas do aterro. Um teor de 40 por cento ou superior promove a máxima produção de biogás.
- temperatura: temperaturas quentes aumentam a atividade bacteriana, resultando no aumento da produção de biogás e temperaturas mais baixas inibem as atividades bacterianas. As mudanças climáticas têm um maior efeito negativo sobre aterros mais rasos, que possuem uma espessa camada de solo cobrindo os resíduos. A contrário dos aterros profundos, que possuem densas camadas de solo que ajudam a manter a temperatura estável e assim maximizar a produção de biogás.

O biogás é composto por vários gases, alguns presentes em grandes quantidades, como o metano (CH₄) e o dióxido de carbono (CO₂) e outros em quantidades pequenas, como a amônia (NH₃), hidrogênio (H₂), gás sulfídrico (H₂S), nitrogênio (N₂) e oxigênio (O₂). O metano e o dióxido de carbono são os principais gases provenientes da decomposição anaeróbia dos compostos biodegradáveis dos resíduos orgânicos e os seus volumes podem variar, respectivamente, de 45%-60% e 40%-60%.

O biogás pode ser usado como combustível para as tecnologias de geração disponíveis no mercado, como para a microturbina, tecnologia utilizada neste estudo. Usando-o para produzir energia, aterros podem reduzir significativamente suas emissões de metano e evitar a necessidade de geração de energia a partir de combustíveis fósseis, reduzindo, assim, as emissões de dióxido de carbono, dióxido de enxofre, óxidos de azoto e outros poluentes provenientes da queima de combustíveis fósseis.

Normalmente a captação do biogás ocorre após o fechamento da célula do aterro sanitários, sendo composta por uma rede de drenos horizontais e verticais. Conforme Luiza, Ferreira e Azevedo (2006), os drenos verticais sempre serão conetados aos drenos horizontais, que são usados para trasportar os biogás para um duto principal que percure todo o aterro e direciona o biogás para o seu posterior uso. O exemplo de uma planta coletora de biogás é ilustrado na Figura 7.

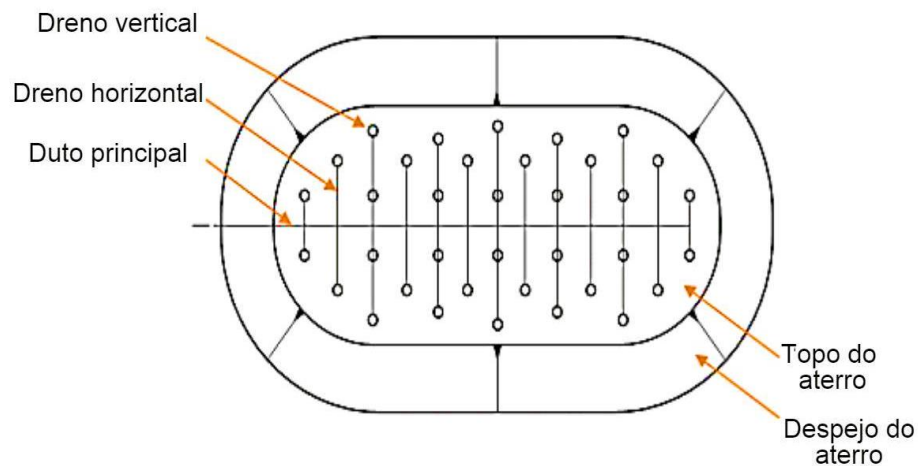


Figura 7 – Planta de coleta de biogás
 Fonte: Adaptado de *Us Environmental Protection Agency (2015)*.

Quando os aterros não utilizam o aproveitamento energético do biogás, ele segue através das tubulações até a superfície, onde deve haver um sistema de queima, e liberação de dióxido de carbono na atmosfera. Esses sistemas de queima são usualmente denominados de *flares*, podendo ser abertos ou fechados. Os fechados são mais eficientes, pois fornecem maior controle das condições de combustão do biogás, bem como possuem taxas de destruição de metano mais altas que os *flares* abertos. A Figura 8 mostra um *flare* aberto (à esquerda) e um *flare* fechado (à direita).



Figura 8 - *Flare* aberto (à esquerda) e um *flare* fechado (à direita)
 Fonte: *Carbon Cycle Energy (2001)*.

Além da drenagem e tratamento dos gases, existe a necessidade do tratamento dos lixiviados, que são direcionados para as centrais de tratamentos por meio de tubos horizontais.

Como o metano é o gás de interesse a ser utilizado pelos sistemas de recuperação de energia, é necessário retirar o excesso de umidade e as impurezas do biogás. Segundo a *US Environmental Protection Agency* (2015), o tipo e o grau do tratamento dependerão da composição química do biogás, que é dependente exclusivamente do tipo de resíduo depositado no aterro sanitário, e do sistema de recuperação de energia empregado. Os sistemas de recuperação de energia que utilizam caldeiras e motores de combustão interna, geralmente, requerem um tratamento mínimo (demandam processos de desumidificação, filtração e de compressão). Porém existem alguns motores de combustão interna, turbinas a gás e microturbinas, que também necessitam passar por processos de remoção de sulfeto de hidrogênio e siloxanos¹² da composição do biogás.

A Figura 9 apresenta o diagrama de um projeto de energia a partir do aproveitamento do biogás de aterro sanitário, que inclui a coleta de biogás, o sistema de tratamento e um sistema de recuperação de energia para gerar calor e eletricidade.

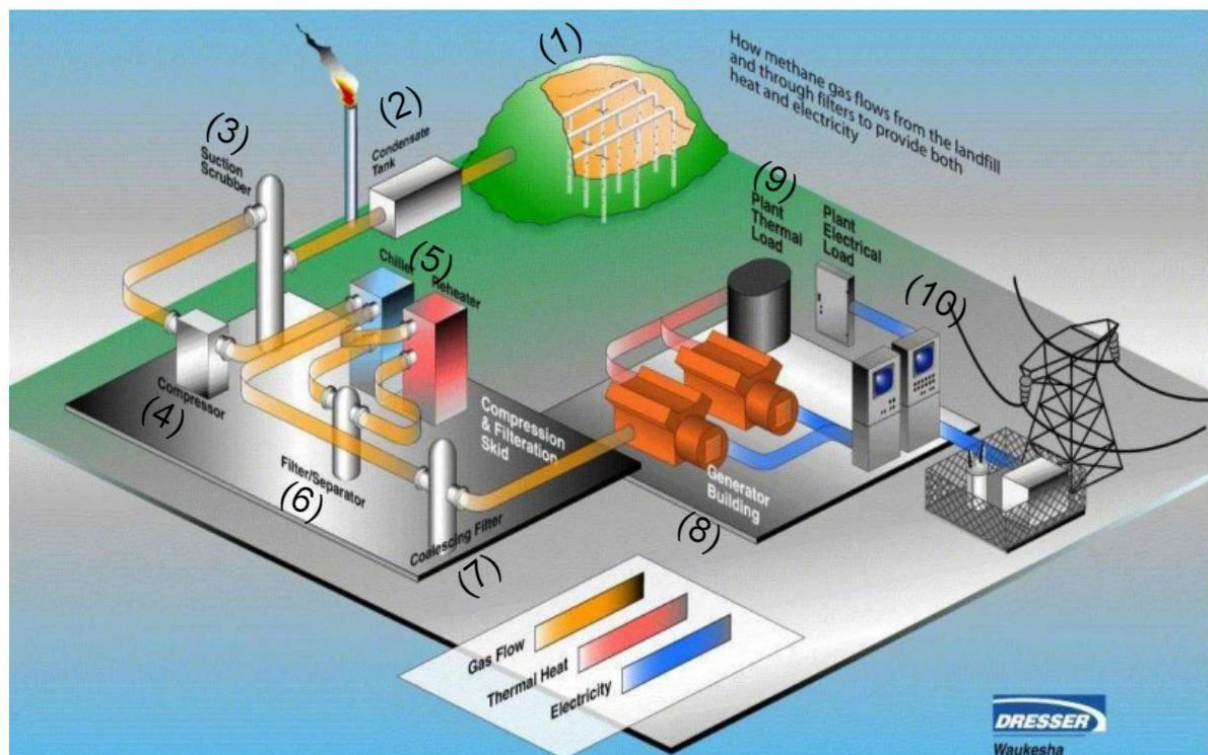


Figura 9 – Coleta de biogás, tratamento e sistema de recuperação de energia
Fonte: *Us Environmental Protection Agency* (2015).

¹² Siloxanos são encontrados em produtos domésticos e comerciais que são descartados em aterros sanitários. Quando o biogás é queimado, siloxanos são convertidos em dióxido de silício, que é uma substância branca, que se acumula no interior dessas tecnologias, implicando na redução do desempenho do equipamento e no aumento dos custos de manutenção.

Conforme a Figura 9, percebe-se que o biogás é coletado pelo sistema de drenos (1) existente em toda área do aterro, que o transporta até a estação de tratamento de biogás. Na primeira etapa do tratamento, o biogás passa por um tanque condensador (2) e, logo, por um seccionador (3) que, respectivamente, possui a função de retirar a umidade do biogás e enviá-lo até a segunda etapa de tratamento. Na segunda etapa de tratamento, o biogás passa pelo compressor (4) e por um sistema de aquecimento e de resfriamento (5), que, respectivamente, possuem a função de adequar a pressão do biogás e de realizar a filtragem (purificação) do biogás. O filtro soprador (6) tem a função de transportar o gás do sistema de resfriamento para o de aquecimento e vice-versa. Em seguida outro filtro (7) conduz o gás para os dois geradores da usina (8), que converte a energia mecânica (9) em energia elétrica (10) para a concessionária e calor para o suprimento das cargas do aterro sanitário.

A seção a seguir destina-se a apresentar a metodologia adotada neste estudo.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

Pela proposta deste trabalho, que objetiva a análise técnica e econômica da conexão de microturbinas no sistema de distribuição, gerando energia a partir do aproveitamento do biogás de aterros sanitários, foram utilizados *softwares* e feitos procedimentos específicos para a etapa de análise técnica e para a etapa de análise econômica.

Para a análise técnica, a metodologia passa por cinco Etapas.

1º Etapa: determinar a estimativa de produção de biogás no aterro sanitário de Santa Maria – RS e assim obter a sua capacidade de geração de energia elétrica. Para tanto, utilizou-se de dados estatísticos aplicados ao *software* Biogás®;

2º Etapa: definir a potência a ser gerada pela microturbina de acordo com a disponibilização de energia elétrica pelo aterro sanitário no decorrer dos anos;

3º Etapa: fazer a modelagem da microturbina através do *software* DIgSILENT PowerFactory®;

4º Etapa: fazer a modelagem da rede de distribuição de média tensão no *software* DIgSILENT PowerFactory®;

5º Etapa: elaborar cenários de desempenho do sistema modelado, avaliando a capacidade de atendimento de carga da microturbina, as respostas de tensão e de perdas técnicas antes e depois da conexão da GD e, também, sugerindo-se alguns pontos para colocação de chaves de manobra para transferência de alimentação da subestação (SE) para a microturbina de forma temporária, em casos de contingência. Para tanto, foram construídos cenários ao longo do tempo.

Para a análise de viabilidade econômica, a metodologia passa por seis etapas:

1º Etapa: estimativa do custo de investimento inicial;

2º Etapa: análise de um financiamento bancário para parcelamento do investimento inicial;

3º Etapa: estimativa de venda de energia elétrica durante as 24 horas do dia e durante todos os dias do ano;

4º Etapa: estimativa de enquadramento no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL para venda de créditos de carbono;

5º Etapa: determinação do fluxo de caixa do investimento, considerados os tributos incidentes (esta etapa será detalhada no Capítulo 4);

6º Etapa: análise do investimento via Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) através da elaboração de diversos cenários, considerando a variação do preço da energia elétrica e do crédito de carbono ao longo dos anos do investimento.

No intuito de localizar o leitor sobre o aterro sanitário onde ocorreu a análise deste estudo, antes de apresentar de forma mais detalhada as etapas do estudo, será contextualizado brevemente o aterro sanitário CTR Caturrita.

3.1 Aterro Sanitário de Santa Maria (estudo de caso)

O Aterro Sanitário de Santa Maria ou também conhecido como Aterro Sanitário da Caturrita, é localizado no município de Santa Maria, na região central do estado do Rio Grande do Sul. Segundo a Companhia Riograndense de Valorização de resíduos S.A. (CRVR), empresa que administra a Central de Tratamento de Resíduos da Caturrita (CTR), o aterro possui a capacidade de receber 2 milhões de toneladas de RSU, com uma vida útil estimada em 20 anos e licenciado para uma área total de disposição de RSU de cerca de 20 hectares.

Além do aterro sanitário, a CRT é composta pelas unidades de triagem, compostagem e de tratamento de efluentes. A unida de triagem é responsável pela separação dos materiais recicláveis. Já a unida de compostagem, tem o mesmo princípio da unida de triagem, porém, é destinada ao reaproveitamento dos resíduos orgânicos, assim, ambas as unidades contribuem para a redução do volume de resíduos destinados ao aterro e para o aumento da vida útil do empreendimento. Além dessas duas unidades, existe a unida de tratamento de efluentes, onde é efetuado o tratamento dos líquidos percolados gerados pela decomposição dos resíduos sólidos aterrados, por meio do processo de evaporação, com uso do próprio biogás do aterro como fonte energética.

Atualmente, o estudo de gás de aterro da CTR Caturrita insere-se na concepção de uma atividade de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Segundo consta no Documento de Concepção do estudo para Atividade de Projeto

do MDL¹³ elaborado pela CRVR, o projeto abrange a coleta de gás de aterro utilizando poços de coleta verticais e trincheiras de coleta de gás de aterro horizontais, que são interligados através de uma rede de tubulação, que direcionam o gás para uma instalação de destruição, na qual o gás de aterro coletado será queimado em *flares* de alta temperatura.

A Figura 10 resume o limite do projeto e delinea a atividade do projeto (equipamento, parâmetros a serem monitorados e GEE incluídos no limite do projeto). Com base na mesma figura, é observado que a atividade de projeto inclui o local onde o gás de aterro é capturado e destruído por combustão em *flare*, bem como o limite do sistema que é definido com a rede elétrica fornecendo a eletricidade a ser consumida pela CTR.

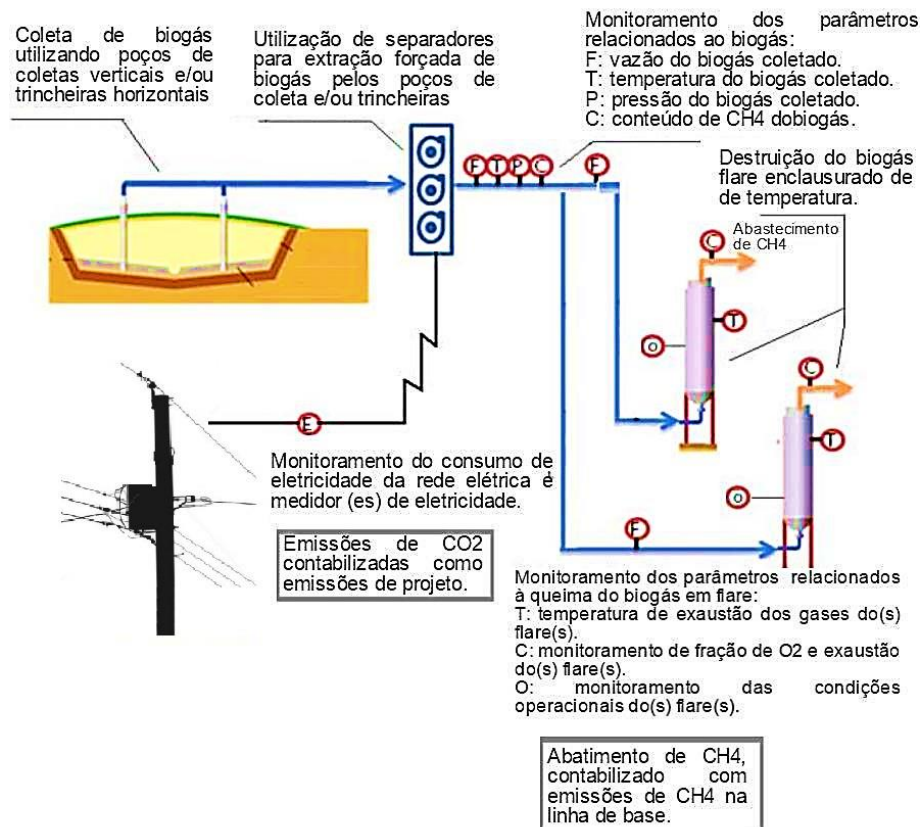


Figura 10 – Esquema de delimitação do projeto para atividade de projeto
Fonte: UNFCCC¹⁴ (2012).

¹³ Documento de Concepção do Projeto para Atividade de Projeto do MDL: Documento elaborado pelo proponente (empresa), que contém as seguintes informações: descrição geral do projeto; metodologia de linha de base a ser; prazo do projeto; metodologia e plano de monitoramento; estimativa de emissões de gases de efeito estufa; impactos ambientais do projeto; comentários dos participantes envolvidos; informações sobre fontes de financiamento público de partes do Anexo I (países desenvolvidos listados na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima) para o projeto.

¹⁴ Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – UNFCCC (em inglês, United Nations Framework Convention on Climate Change).

A seguir, as Figura 11, Figura 12, Figura 13 e Figura 14 apresentam, respectivamente, a área da CTR Caturrita, os tipos de *flare* utilizado para a queima do biogás, os materiais recicláveis separados dos demais resíduos e o ponto de conexão com a rede elétrica de média tensão, que fornece energia ao CTR Caturrita.



Figura 11 – CTR Caturrita



Figura 12 – Flare



Figura 13 – Materiais recicláveis



Figura 14 – Ponto de conexão com a rede elétrica de média tensão, que fornece energia ao CTR Caturrita

Com relação ao tipo de *flare* (Figura 12) utilizado atualmente pelo aterro, cabe destacar que para a venda de créditos de carbono, a empresa CRVR terá que trocar os atuais *flares* por *flares* enclausurados, sendo este tipo de *flare* uma exigência imposta pelo MDL para que o aterro possa negociar os seus créditos de carbono no mercado internacional.

A seguir, serão apresentadas as etapas de análise da estimativa de produção de biogás, a definição da potência a ser gerada pela GD, a modelagem dos componentes da microturbina e a modelagem do sistema de distribuição.

3.2 Estimativa de produção de biogás no Aterro Sanitário de Santa Maria

Para a estimativa de produção de biogás do Aterro Sanitário Caturrita II, utilizou-se o *software Biogás®* desenvolvido pela CETESB em parceria com a secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo e o Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT). Este *software* emprega o mesmo modelo matemático utilizado pela Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (*Environmental Protection Agency - EPA*) para a estimativa de vazão de metano. O cálculo da vazão de metano usado pelo *software Biogás®* é apresentado na Equação 1.

$$\sum Qx = k.L0. \sum Rx. e^{-k(x-T)} \quad \text{Eq.(1)}$$

Onde, Qx representa a vazão de metano no ano x pela quantia em toneladas de resíduo depositado no ano [m³CH₄/ano]; k representa a constante de decaimento, ou seja, constante de geração de metano a qual define a velocidade ou inclinação de decaimento de produção do gás após alcançar seu valor de pico (que depende dos componentes misturados ao lixo, disponibilidade de nutrientes no material para a metanogênese, ph e temperatura [1/ano]); Rx representa fluxo de resíduos no ano x [kgRSD]; L0 representa o potencial de geração de metano (que leva em conta os resíduos em geral e depende da quantidade de celulose presente no lixo [m³biogás/kgRSD]); T representa o ano de deposição do resíduo no aterro [ano]; x representa o ano atual [ano]; e rsd representa os resíduos sólidos domiciliar.

A Equação 2 determina a variável Rx que representa o fluxo de resíduos ao ano, conforme a Equação 2.

$$Rx = \text{Popx} \cdot \text{Trsd} \cdot \text{Tcoleta} \quad \text{Eq.(2)}$$

Onde, Rx, Popx, TRSD e Tcoleta representam, respectivamente, o fluxo de resíduos no ano x [tonelada/ano], a população atendida pelo aterro no ano x [hab]; taxa de geração de resíduos [Trsd/hab.ano]; e a taxa de coleta de resíduo [%].

A Equação 3 determina a população atendida pelo aterro no ano x (Popx):

$$\text{Popx} = \text{Pop0} \cdot (1+i)^{x-\text{ano0}} \quad \text{Eq.(3)}$$

Onde, Pop0, i, x e ano0 representam, população atendida pelo aterro no ano atual [hab], taxa de crescimento populacional no período considerado [%], e o ano atual [ano].

Na estimativa foi considerado um aterro hipotético com atividade de produção de biogás de 40 anos¹⁵, 2015 a 2055. Para a estimativa da vazão de metano (m³/ano) e potência disponível (kW) no aterro sanitário, os dados correspondentes ao município de Santa Maria foram coletados através do banco de dados do IBGE¹⁶, SNIS¹⁷, além de outros valores sugeridos pelo *software* Biogás®, conforme apresentados na Tabela 5 e na Tabela 6.

Tabela 5 – Entrada de dados do *software* Biogás®

Entrada de dados	Valores
Constante de decaimento (k)	0,08 (1/ano)
Fluxo de resíduos (Rx)	69.579 (t/ano)
Potência de geração de biogás (Lo)	0,12 (m ³ /kg)

Tabela 6 – Entrada de dados do *software* Biogás® para o cálculo de Rx

Entrada de dados	Valores
Taxa de crescimento populacional	1,3 (%)
População atual	274.838 (hab.)
Taxa de coleta	96(%)
Taxa de geração	0,2336 (t/hab.dia)
Ano de abertura	2015 (ano)
Ano de fechamento	2035 (ano)

Com base nos dados apresentados na Tabela 5 e na Tabela 6, plotou-se a curva de vazão metano e a curva de coleta de metano para o período de 2015 a 2055 (período de produção de biogás), conforme a Figura 15.

¹⁵ O aterro sanitário recebe lixo por 20 anos. Contudo, mesmo sem receber lixo após este período, ele continuará produzindo biogás por mais 20 anos. Por isso, dizer que sua vida útil é de 20 anos, mas seu ciclo de produção de biogás, ou seja, sua atividade é de 40 anos.

¹⁶ IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em <http://www.ibge.gov.br/home/>

¹⁷ SNIS - Sistema Nacional de Informações Sobre Saneamento. Disponível em <http://www.snis.gov.br/diagnostico-residuos-solidos/diagnostico-rs-2013>

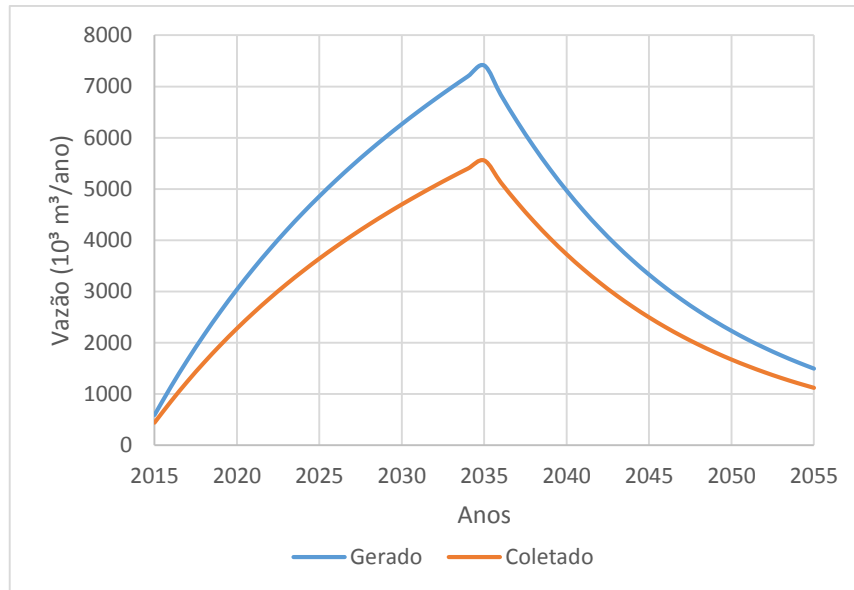


Figura 15 - Curva de vazão de metano e coleta de metano

A Figura 15, mostra o comportamento da curva de vazão de metano e a curva coleta de metano para 40 anos, em que se utilizou uma eficiência de coleta de 75%, cujo valor é sugerido pelo *software* Biogás®. Com base na mesma figura, observa-se que 20 anos (2035) após o início de geração de biogás, o aterro sanitário atinge o máximo de geração (curva em azul) e a máxima quantidade de biogás coletado (curva em vermelho). Após o aterro atingir o auge de geração de biogás, ele tende a cair com o passar dos anos, visto que foi atingida a capacidade máxima de recebimento de resíduos e a partir desde período a geração de biogás ocorrerá por meio da decomposição dos resíduos depositados até os primeiros 20 anos.

Após plotar a curva de vazão de metano o *software* também plota a curva de potência disponível (Figura 16). Para plotar está curva, o *software* considera que 80% do metano gerado no aterro seja utilizado para a geração de energia elétrica e os 20% restante sejam queimados pelos *flares*.

Na Figura 16, observa-se que o aterro atingirá o máximo de potência, que é de aproximadamente 6 MW, em 20 anos após abertura do aterro e em concordância à Figura 15, após esse período a potência de geração decresce com o passar dos anos.

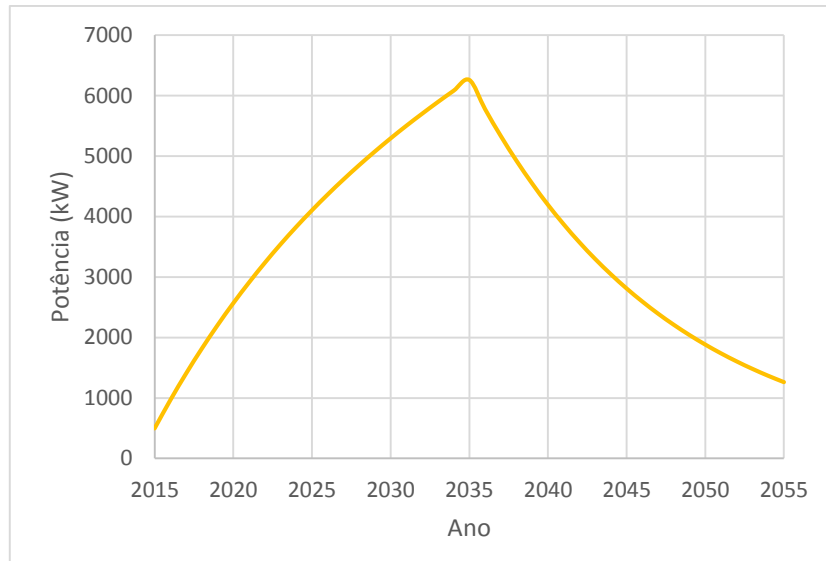


Figura 16 – Curva de potência disponível

Por meio da Figura 16, se obtém a curva de geração da microturbina como se apresenta na Figura 17, que é baseada na eficiência de conversão energética de 28% de uma microturbina de 200 kW, comercializada pela fabricante Capstone¹⁸. A geração de energia poderá ocorrer já no primeiro ano (2015) de funcionamento do aterro, em que ele produzirá biogás suficiente para gerar os 200 kW. No segundo ano de funcionamento (2016) do aterro, ele produzirá biogás suficiente para gerar 271 kW. Já no terceiro ano (2017), o aterro produzirá biogás para gerar 394 kW. Esse acréscimo de capacidade de geração ocorrerá até o ano de 2035, período de maior geração de biogás e de maior fornecimento de energia elétrica pela GD. Neste ano o potencial será de 1753 kW.

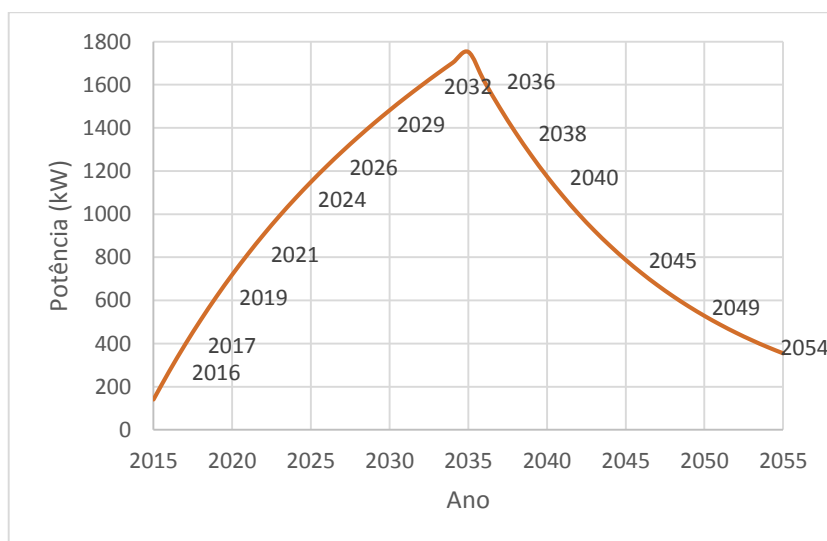


Figura 17 – Curva de geração da microturbina

¹⁸ Capstone: <http://www.capstoneturbine.com/products/c200>

Os dados da curva da Figura 17 serão utilizados no modelo da microturbina e servirão para avaliar a capacidade de atendimento de energia elétrica para a rede de distribuição.

3.3 Definição da potência gerada pela microturbina

Com a capacidade de geração do aterro já dimensionada, há necessidade de definir a quantidade de módulos de turbina que entrarão em operação no decorrer dos 40 anos. Pela análise da Figura 17, que apresenta a curva de capacidade de geração do aterro e que considera o rendimento da microturbina, optou-se pela inclusão gradativa de potência de geração a fim de se conseguir o melhor rendimento do sistema, evitando sobredimensionamento de geração.

Na Figura 18, é apresentada a quantidade de módulos projetados para ampliar e reduzir a capacidade de geração no decorrer da vida útil do aterro.

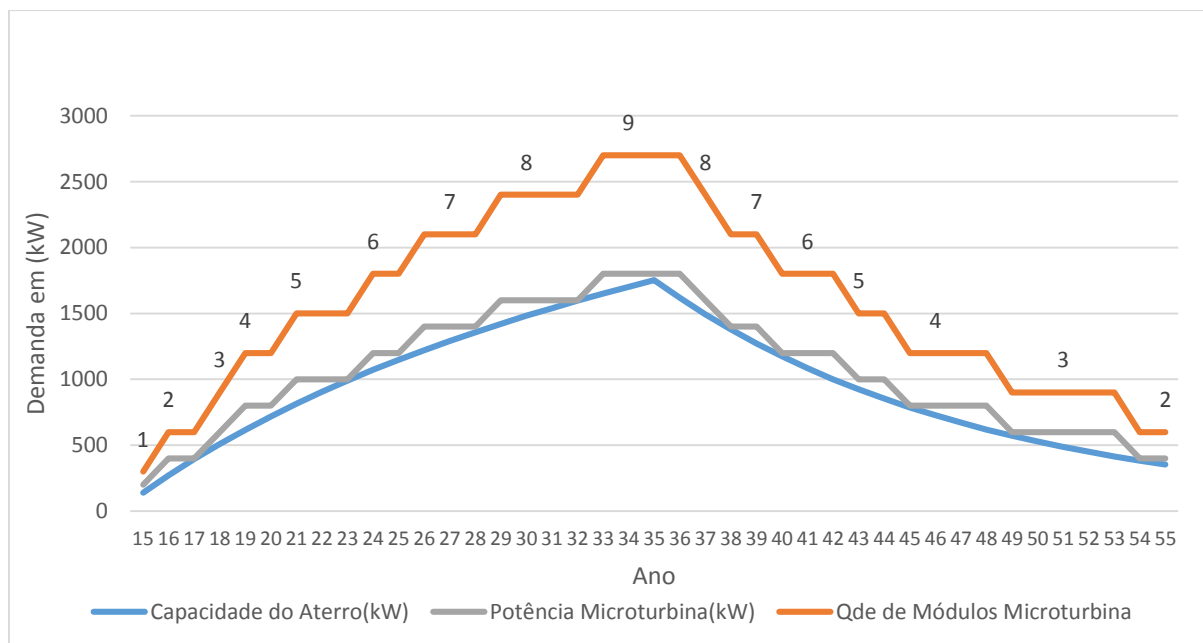


Figura 18 - Quantidade de módulos no decorrer da vida útil do aterro

Optou-se por utilizar módulos com capacidade unitária de geração de 200kW, pois este valor atende a disponibilidade de geração do aterro, apresenta a menor folga de geração possível no decorrer dos anos e possui potência comercial de fabricação.

3.4 Modelagem da microturbina

O modelo da microturbina de ciclo aberto apresentado nesse estudo foi desenvolvido de acordo com o modelo apresentado por Gonzalez-Longatt (2014), que adaptou, como muitos outros autores, o modelo matemático de uma turbina a gás para estudos dinâmicos proposto por Rowen (1983). A modelagem de uma microturbina a gás é composta pelo controle de velocidade, pelo controle de combustão e pelo controle de temperatura. Para entender melhor o fluxo de sinal entre esses controles, um diagrama de blocos simplificado é ilustrado na Figura 19.

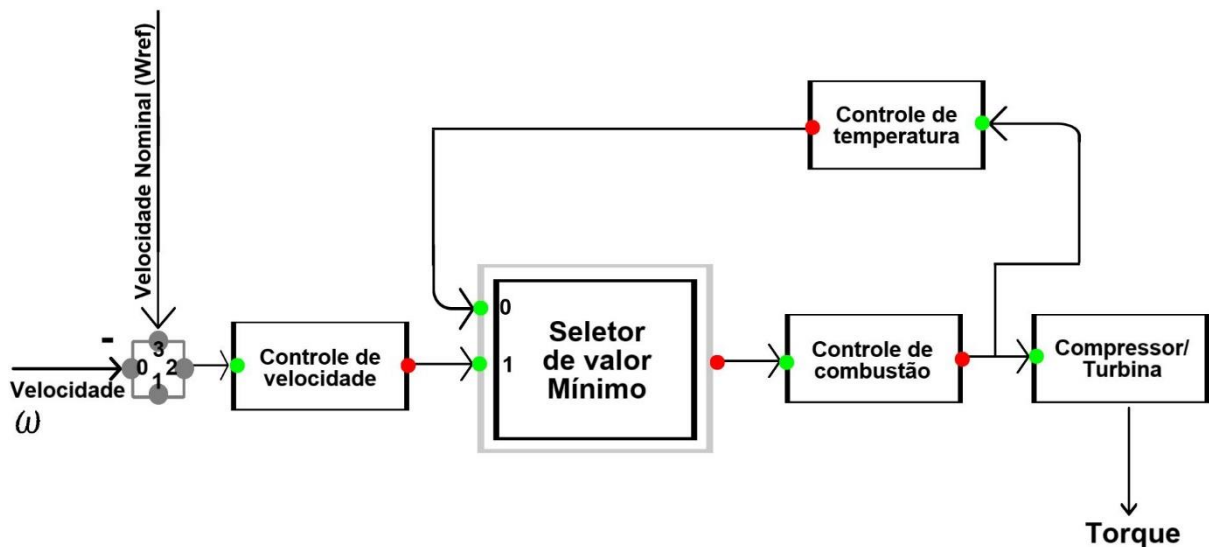


Figura 19 - Diagrama de blocos simplificado

Fonte: Adaptado de Costa (2010).

Conforme a Figura 19, o sinal de entrada do bloco de controle de velocidade é o erro resultante da comparação da velocidade nominal (W_{ref}) com a velocidade do gerador (W). O controle de velocidade envia o seu sinal para o seletor de valor mínimo, que também receberá como entrada o sinal de saída do bloco de controle de temperatura. O bloco do seletor de valor mínimo é responsável de selecionar o menor valor entre as duas entradas. O sinal selecionado pelo seletor mínimo controlará a abertura da válvula de combustível, ou seja, limitará a abertura da válvula de combustível conforme a necessidade de combustível requerida pela câmara de combustão. Já a câmara de combustão enviará como saída um sinal que será usado pela malha de controle de temperatura e para o sistema compressor/turbina. O controle de temperatura recebe o sinal da câmara de combustão, calcula o valor da temperatura de exaustão, mede esse valor e compara com um valor de temperatura ótima (temperatura de exaustão máxima permitida, para que a microturbina opere de forma eficiente) previamente estabelecida, e entrega um sinal de saída para o seletor

de valor mínimo. Por sua vez, o sistema compressor/turbina recebe o sinal do controle de combustão, que será usado para o cálculo do torque e para a produção de potência no eixo da microturbina.

A seguir, são descritas as principais características de cada bloco de controle.

3.4.1 Controle de velocidade

A malha de controle de velocidade juntamente com o controle de temperatura são as principais malhas que compõem a modelagem de uma microturbina. Ambas as malhas são responsáveis pelo controle de combustível a ser injetado na câmara de combustão. No entanto, em condições normais de operação, a malha de controle de velocidade é a que atua sobre a abertura da válvula de combustível. Isso se dá pelo fato de que o sinal de controle de temperatura somente será usado como saída do bloco seletor de valor mínimo, quando a temperatura de exaustão da microturbina exceder um valor ótimo. Em condições normais de operação, o controle de velocidade atua sobre as condições de carga do sistema elétrico, isto é, à medida que se aumenta o carregamento do sistema, o controle de velocidade manda um sinal que indicará a necessidade de maior abertura da válvula de combustível, ou vice-versa. O controle de velocidade atua diretamente no torque mecânico da microturbina, fazendo com que a potência gerada por ela se adapte às variações de carga.

A malha de controle de velocidade recebe como sinal de entrada o erro resultante da comparação da velocidade do gerador (ω) com a velocidade nominal do sistema (ω_{ref}) e entrega como sinal de saída o sinal que irá alimentar a entrada do seletor de valor mínimo, conforme a Figura 20.

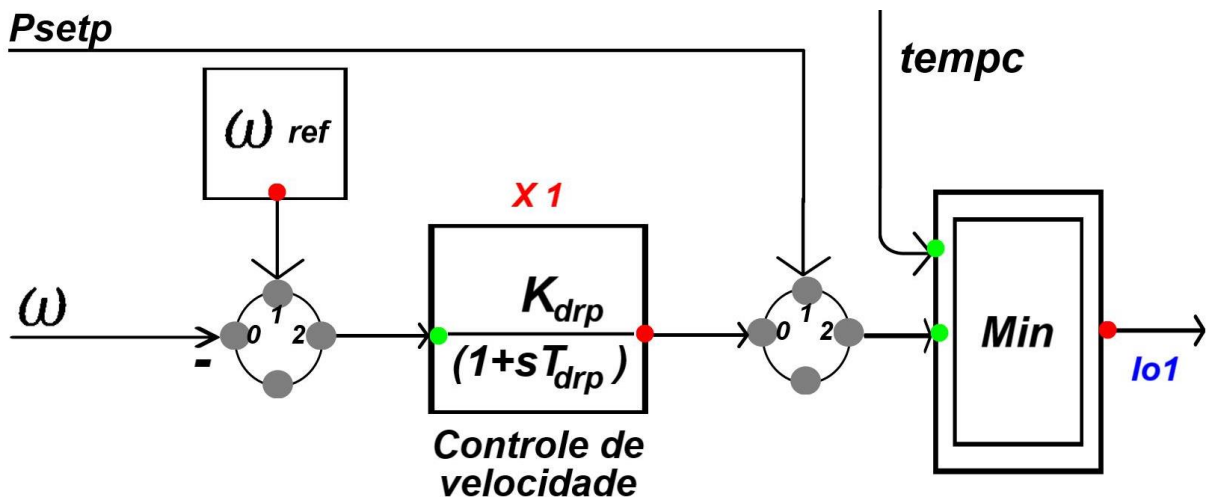


Figura 20 – Controle de velocidade
Fonte: Adaptado de Gonzalez-Longatt (2014).

Na Figura 20, o controle de velocidade é representado por uma equação diferencial de primeira ordem, em que K_{drp} , T_{drp} , P_{setp} , $tempc$ e $Io1$ representam, respectivamente, o *droop* do regulador de velocidade, a constante de tempo do controle de velocidade, ponto de ajuste de referência de carga (é adicionado à resposta do regulador de velocidade para determinar a exigência de combustível para o funcionamento em estado estacionário), o sinal de saída do controle de temperatura e o sinal de saída do seletor de valor mínimo.

3.4.2 Controle de combustão

O menor sinal entre os sinais do controle de velocidade e do controle de temperatura é selecionado pelo bloco seletor mínimo para determinar a demanda de combustível requisitada pela câmara de combustão. A Figura 21 ilustra todos os blocos que compõem o controle de combustão.

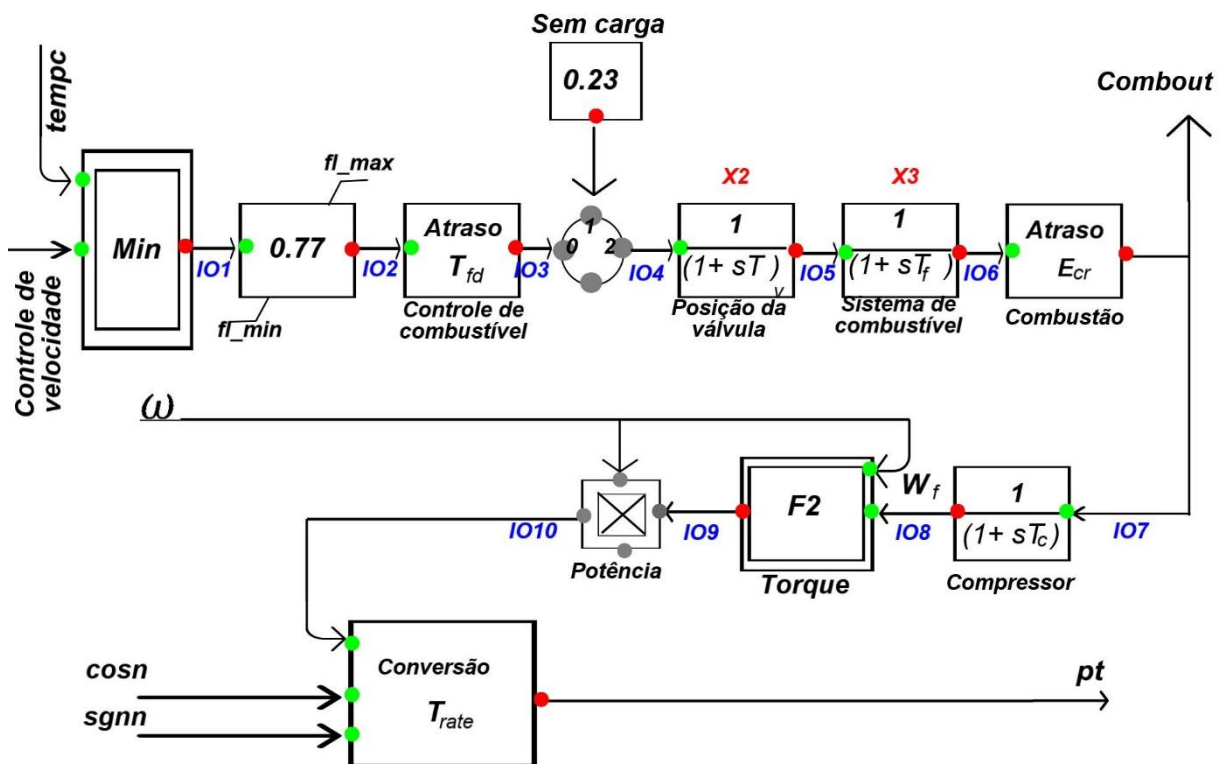


Figura 21 – Controle de combustão
Fonte: Adaptado de Gonzalez-Longatt (2014).

Na Figura 21, $tempc$, fl_{max} , fl_{min} , T_{fd} , T_v , T_f , E_{cr} , T_c , $F2$, T_{rate} , $cosn$, $sgnn$, pt e $Combout$ representam, respectivamente, o sinal de saída do controle de temperatura, o mínimo limite de combustível, o máximo limite de combustível, o atraso do controle de combustível, a constante de tempo da posição da válvula, o atraso

sistema de combustível, o atraso da reação do combustor, tempo constante de descarga do compressor, cálculo do torque, taxa de potência ativa do gerador, fator de potência nominal, potência aparente nominal, velocidade do gerador, potência mecânica de saída da turbina e o fluxo de gás após a combustão.

Com base na Figura 21, o sinal de saída do seletor mínimo é denominado de I01. Antes deste sinal determinar a demanda de combustível, ele passa por diferentes blocos de controle, começando pelo bloco de ganho denominado de 0.77. Neste bloco, o sinal I01 recebe um escalonamento e é sujeito ao limite mínimo de combustível (fl_{min}) e ao limite máximo de combustível ($fl_{máx}$). A saída do bloco de ganho é denominada de I02, que é o sinal de entrada do bloco denominado Delay. Este bloco é necessário, pois o sistema de combustível tem um atraso de controle (Tfd) para poder responder às variações da demanda de combustível. Este bloco é denominado I03 e é adicionado a este sinal um ganho de valor constante. Esse ganho representa o mínimo de combustível necessário para alimentar continuamente o combustor, quando a microturbina opera sem carregamento. Após isso, o sinal I04 entra no bloco responsável pelo posicionamento da válvula de combustível, que irá posicionar a válvula de acordo com a necessidade de combustível da microturbina, e vai acionar o atuador de válvula, liberando a quantidade de combustível solicitada pela câmara de combustão. O tempo de transporte do combustível desde o atuador até a câmara de combustão é representado por uma função de transferência de primeira ordem com uma constante de tempo (Tf).

Uma vez que o combustível é injetado na câmara de combustão, é necessário um tempo para a liberação de calor, que é designado por um atraso conhecido como atraso de reação do combustor (Ecr). O desfasamento temporal entre a de descarga do compressor e da entrada da turbina é representada por uma função de transferência de primeira ordem com a constante de tempo (Te).

3.4.3 Controle de temperatura

O sinal de saída do controle de temperatura somente será ativado no sistema de combustível quando a temperatura de exaustão do sistema de combustão ultrapassar o seu valor ótimo. Nesse caso, o sinal de controle de temperatura predominará sobre o sinal do controle de velocidade no bloco do seletor mínimo (Min) e irá comandar a quantidade de combustível enviada a câmara de combustão. O

controle de temperatura é o principal limitante da potência de saída da microturbina, pois, quando a microturbina opera acima de sua capacidade nominal, o aumento da temperatura de exaustão é um indicativo de que deve ser diminuído a quantidade de combustível enviada a camara de combustão, para que a microturbina opere dentro do seu limite máximo de eficiência.

O controle de temperatura da microturbina funciona da seguinte forma. Primeiro, a malha de controle de temperatura recebe o sinal de saída da câmara de combustão (W_f) que será usado para o cálculo da temperatura de exaustão no bloco denominado de F4. Para realizar o cálculo da temperatura de exaustão, este bloco também recebe como sinal de entrada, o sinal de velocidade do gerador (W). A saída do bloco F4 é usada pelo bloco de radiação de campo, que posteriormente envia um sinal para o termopar, que terá como função mediar a temperatura de exaustão da microturbina e enviar um sinal de saída, que será comparado com o valor de temperatura ótima de exaustão. Após a comparação, tem-se como resultado um sinal de entrada para o bloco controlador de temperatura, que terá como sinal de saída, o sinal de entrada do bloco seletor mínimo. A malha de controle de temperatura é mostrada na Figura 22.

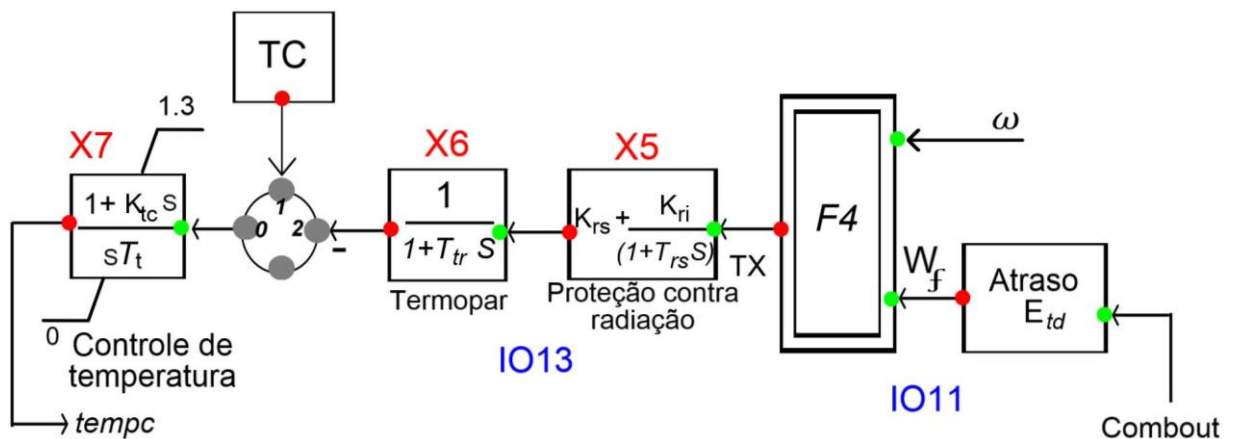


Figura 22 – Controle de temperatura
Fonte: Adaptado de Gonzalez-Longatt (2014).

Na Figura 22, $tempc$, K_{tc} , T_t , T_{tr} , K_{rs} , K_{ri} , T_{rs} , $F4$, W , W_f , E_{td} , TC e $Combout$ representam, respectivamente, o sinal de saída do controle de temperatura, o ganho do controle de temperatura, a constante de tempo do controle de temperatura, a constante de tempo do termopar, o fator de radiação do campo, o fator integrador do campo de radiação, a constante de tempo de radiação do campo, o valor da temperatura de exaustão, a velocidade do gerador, o atraso do transporte dos gases de exaustão, temperatura de exaustão e o fluxo de gás após a combustão.

3.4.4 Validação do Modelo da Microturbina

Para validar o modelo da microturbina, construiu-se, no *software* DlgSILENT PowerFactory®, uma rede de distribuição teste, que serviu de base para verificar o comportamento do sistema de controle perante variações de frequência. Esta rede está delineada na Figura 23.

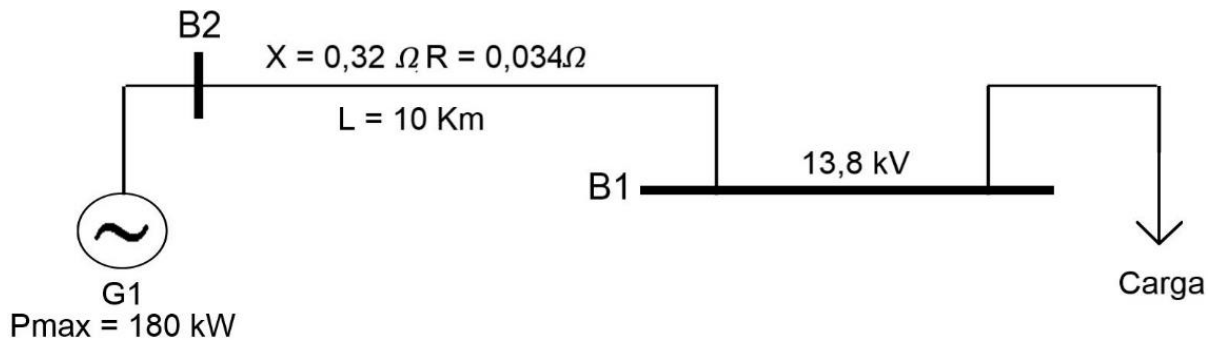


Figura 23 – Rede de distribuição teste
Fonte: Adaptado de Gonzalez-Longatt (2014).

A frequência do sistema é de 60 Hz. No barramento B2, está conectado o gerador de G1, cuja potência ativa é de 180 kW, fator de potência de 0,8 e o valor da potência aparente é igual 225 kVA. A constante de inércia (H) do gerador simulado é de 12 segundos e o controle de excitação usado no gerador baseia-se no modelo de excitação IEEE do tipo 1, disponibilizado na biblioteca do DlgSILENT. O comprimento total da rede de distribuição é de 10 Km e possui impedância de sequência positiva de $0.034+j0.32 \Omega/\text{Km}$. No barramento B1, está conectado uma carga representada por um modelo de carga de impedância constante, cujos valores estão descritos no item 3.4.4.1 e no item 3.4.4.2.

Os valores de cada parâmetro usado na modelagem da microturbina a gás de ciclo aberto são baseados em Gonzalez-Longatt (2014) e são mostrados na Tabela 7.

Tabela 7 - Parâmetros usados na modelagem da microturbina a gás de ciclo aberto
 Fonte: Adaptado de Gonzalez-Longatt (2014).

Parâmetros	Valores
Controlador de queda de velocidade (Kdrp)	25
Constante de tempo de velocidade (Tdrp)	0,05 s
Tempo de atraso do controle de combustível (Tfd)	0,0625 s
Constante de tempo da posição da válvula (Tv)	0,05 s
Tempo de atraso do sistema de combustível (Tf)	0,4 s
Máximo limite de combustível (fl_max)	0,7692 pu
Mínimo limite de combustível (fl_min)	0,15 pu
Tempo de atraso da reação de combustão (Ecr)	0,01 s
Tempo constante de descarga do compressor (Te)	0,1 s
Tempo de atraso de exaustão da turbina (Etd)	0,01 s
Tempo constante do controlador de temperatura (Tt)	450 s
Ganho do controlador de temperatura (Ktc)	3,3
Constante de tempo do termopar (Ttr)	0,5 s
Fator proporcional de proteção contra radiação (Krs)	0,8
Fator integrador de proteção contra radiação (Kri)	0,2
Tempo constante de radiação de campo (Trs)	15 s
Temperatura de exaustão (TC)	530 °F

A ANEEL estabeleceu, pelo Módulo 8 do PRODIST – Qualidade de Energia Elétrica, que, em condições normais de operação e em regime permanente, as unidades de geração conectadas ao sistema de distribuição devem operar dentro dos limites de frequência, que são situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz, para que seja mantido o equilíbrio entre geração e carga.

A seguir, explicar-se-á alguns casos de desempenho explorados, em que será analisado a resposta da microturbina para eventos de queda e aumento de frequência da rede de distribuição.

3.4.4.1 Resposta da microturbina a gás durante a queda de frequência da rede de distribuição

Para analisar o comportamento dos sinais de controle da microturbina durante um evento de queda de frequência, inicialmente considerou-se que ela fornece potência ativa a uma carga de 100 kW, inserida no barramento B1 do sistema de distribuição teste. Após 2 segundos, foi acrescentada uma carga de 80 kW ao mesmo barramento, totalizando um carregamento de 180 kW. A resposta da microturbina foi

analisada durante 20 segundos, sendo que os primeiros sinais analisados são os de frequência elétrica e de potência da turbina, conforme Figura 24.

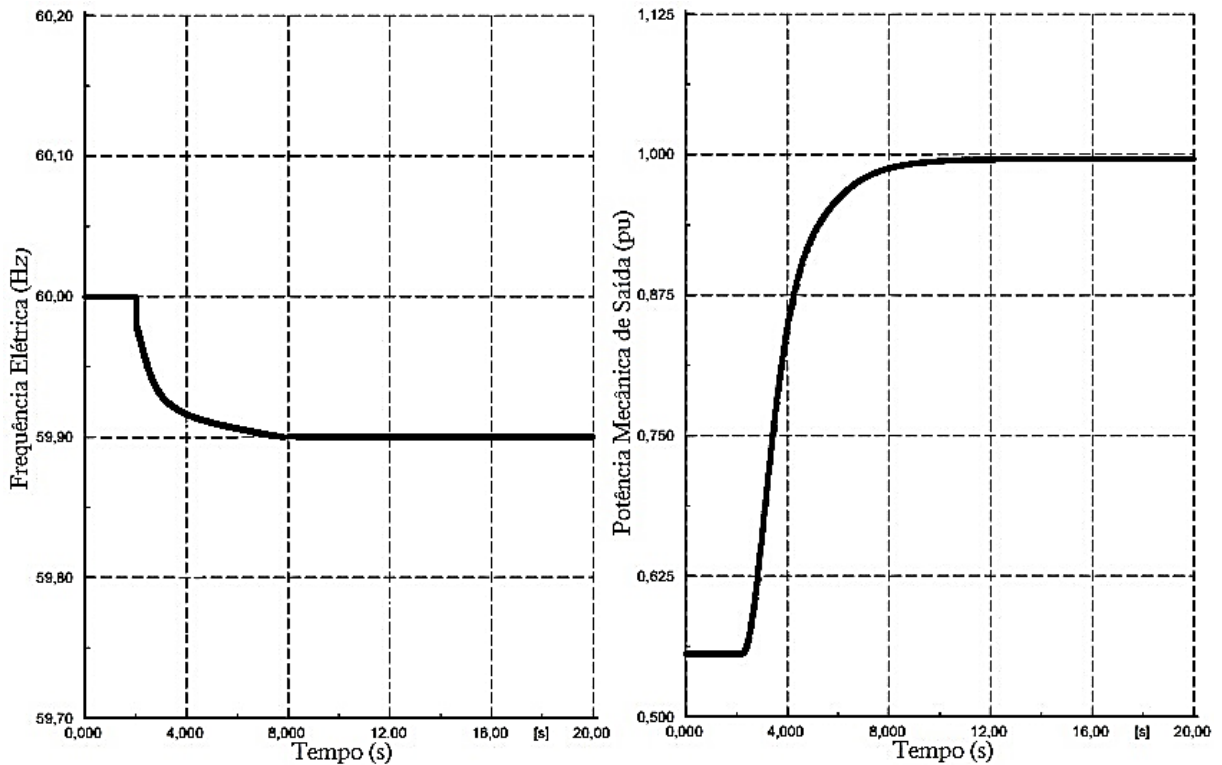


Figura 24 – Sinais de frequência elétrica e de potência de saída da microturbina durante a queda de frequência do sistema de distribuição

Inicialmente, a microturbina está operando com a frequência nominal (60 Hz) do sistema de distribuição, sendo mantido esse valor até o tempo de 2 segundos. Após esse tempo, é acrescentada a carga de 80 kW, ocasionando uma queda no valor da frequência do sistema, que se estabiliza no tempo de aproximadamente 8 segundos no valor de 59,9 Hz. Em síntese, pode se considerar que o controle de velocidade atinge os requisitos de frequência estabelecidos pela ANEEL, já que a frequência do sistema retorna à faixa adequada de 59,9 Hz a 60,1 Hz.

À medida que a frequência do sistema de distribuição cai no intervalo de 2 a 8 segundos, é verificado um aumento da potência da turbina, que sai do valor de 0.556 pu para o valor de 1 pu. Esse aumento ocorre em virtude do acréscimo de combustível injetado na câmara de combustão, que foi de 0,657 pu para 1 pu para o mesmo intervalo de tempo, conforme a demanda de combustível mostrada na Figura 25. Também cabe salientar, que o aumento de combustível somente foi possível mediante a medição de temperatura de exaustão realizada pelo controle de temperatura, que verifica se o valor de temperatura de escape é menor que a temperatura máxima de projeto, caso seja, o seletor mínimo recebe um valor de entrada maior que o valor

enviado pelo controle de velocidade, logo tem-se como saída do seletor mínimo um sinal que permite o aumento de combustível na câmara de combustão. O sinal de temperatura de exaustão permanece no valor de 290 °F até o tempo de 2 segundos, o equivalente a 54,7% da temperatura nominal (530 °F) permitida para a microturbina operar com eficiência. Já no tempo de 20 segundos a microturbina atinge a temperatura de 530 °F. O sinal de temperatura de exaustão e de demanda de combustível são mostrados na Figura 25.

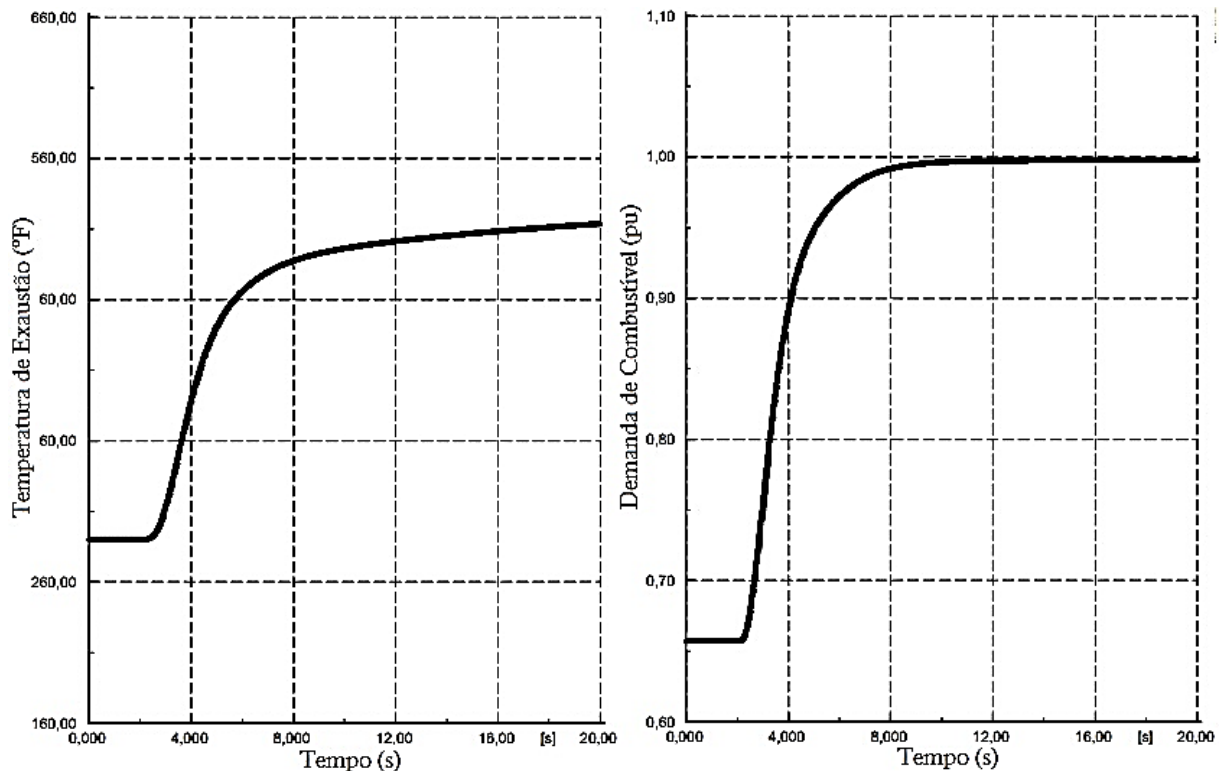


Figura 25 – Sinais de temperatura de exaustão e de demanda de combustível durante a queda de frequência do sistema de distribuição

O seletor mínimo conforme a sua atribuição, escolheu como sinal de saída o sinal de velocidade da microturbina, visto que a temperatura de exaustão da microturbina não ultrapassa o valor nominal de 530 °F, logo, não é necessário mandar um sinal para diminuir o fluxo de combustível na câmara de combustão. A temperatura de exaustão excede o seu valor nominal quando a microturbina tenta operar com a potência acima da nominal, que é de 1 pu. O comportamento dos sinais de entrada (velocidade e temperatura) e saída do seletor mínimo são mostrados na Figura 26.

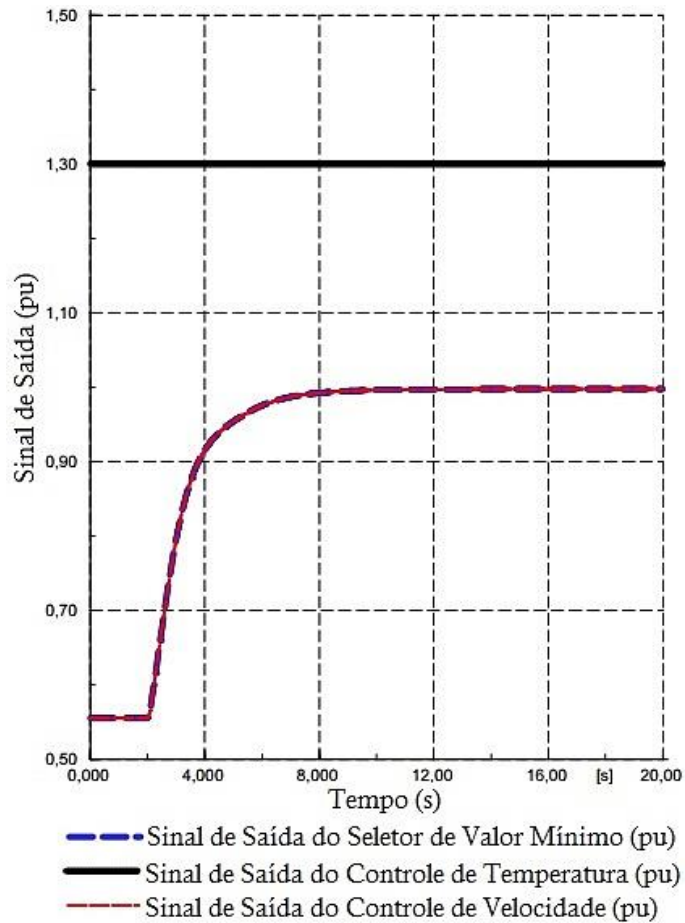


Figura 26 – Sinais de entrada do seletor mínimo durante a queda de frequência do sistema de distribuição

3.4.4.2 Resposta da microturbina a gás durante o aumento de frequência da rede de distribuição

Para analisar o comportamento dos sinais de controle da microturbina durante um evento de aumento de frequência, inicialmente, considerou-se que ela fornece potência ativa a uma carga de 180 kW, inserida no barramento B1 do sistema de distribuição teste. Após 2 segundos, foi retirada uma carga de 100 kW do mesmo barramento, totalizando um carregamento de 80 kW. Desde já, pode-se notar que, com a diminuição do carregamento, houve um aumento da frequência elétrica do sistema e uma diminuição na potência fornecida pela microturbina, conforme a Figura 27.

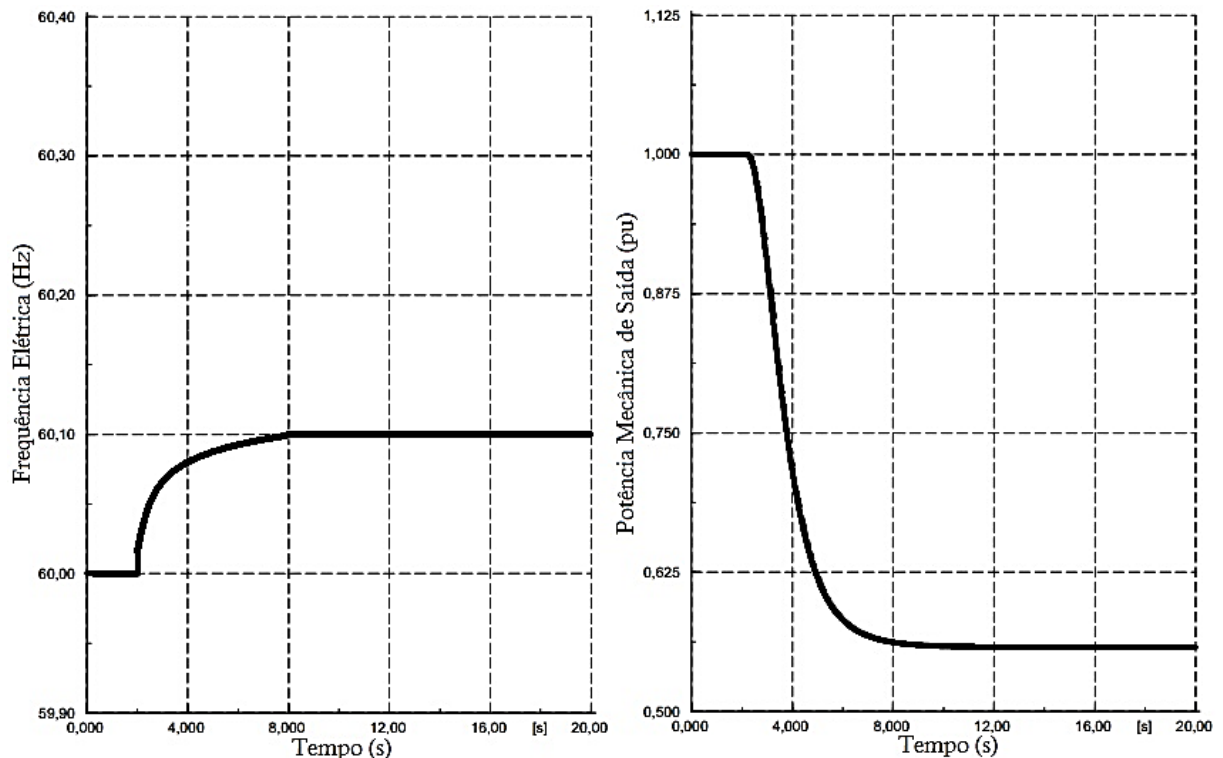


Figura 27 – Sinais de frequência elétrica e de potência de saída da microturbina durante o aumento da frequência do sistema de distribuição

No intervalo de tempo de 0 a 2 segundos, é assumido que a microturbina estava operando com potência de saída nominal. Após esse período de tempo, ocorre a redução do carregamento da rede, que ocasiona um aumento da frequência do sistema de 60 Hz para o valor de 60.1 Hz e uma queda no valor da potência da microturbina de 1 pu para o valor de 0.558 pu. Apesar do aumento de frequência, o sistema de controle da microturbina conseguiu estabilizar ela em aproximadamente 8 segundos após a redução de carga, em um valor que contempla a faixa de frequência recomendado pela ANEEL, que é de 59,5 Hz a 60,1 Hz. Dessa forma, pode-se concluir que o controlador de velocidade atingiu os requisitos de frequência recomendado pela da ANEEL.

Segundo Gonzalez-Longatt (2014), o aumento da frequência do sistema provoca a aceleração do compressor, que, por sua vez, aumenta a quantidade de combustível dentro da câmara de combustão, e impacta diretamente nos valores de temperatura de exaustão, na potência da microturbina e no consumo de combustível. Esse fato pode ser comprovado observando na Figura 28, em que após 2 segundos a temperatura de exaustão diminuiu gradualmente do seu valor nominal (máximo) de 530 °F para o valor de 290 °F, no tempo de 20 segundos. Já a demanda de

combustível diminuiu gradualmente o seu valor nominal (máximo) de 1 pu para 0.659 pu no tempo de 8 segundos.

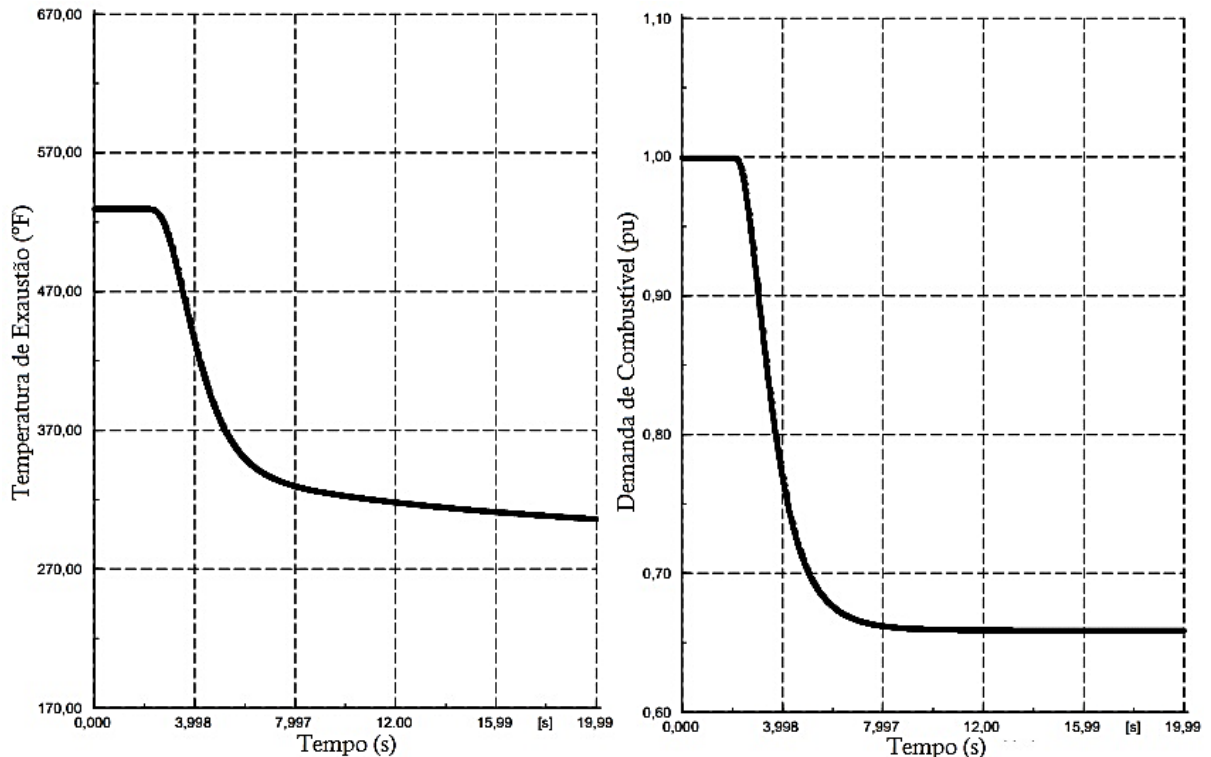


Figura 28 - Sinais de temperatura de exaustão e de demanda de combustível durante a queda de frequência do sistema de distribuição

O comportamento dos sinais de entrada (velocidade e temperatura) e saída do seletor mínimo são mostrados na Figura 29.

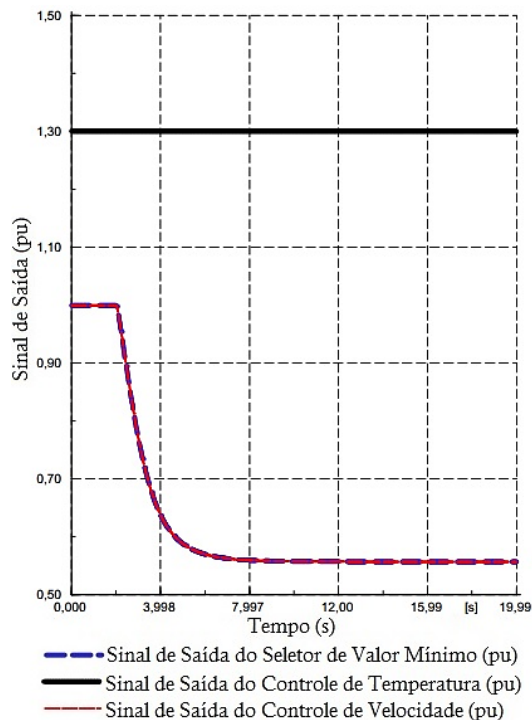


Figura 29 - Sinais de entrada do seletor mínimo durante o aumento da frequência do sistema de distribuição

3.5 Modelagem do sistema de distribuição

O sistema de distribuição que alimenta o Aterro Sanitário de Santa Maria é de concessão da AES SUL – Distribuidora Gaúcha de energia S/A e provém da Subestação (SE) SMA 4, alimentador SMA 4 – 46 TRANCREDO NEVES. Na Figura 30, é apresentado o esquema elétrico do alimentador e sua configuração de rede.

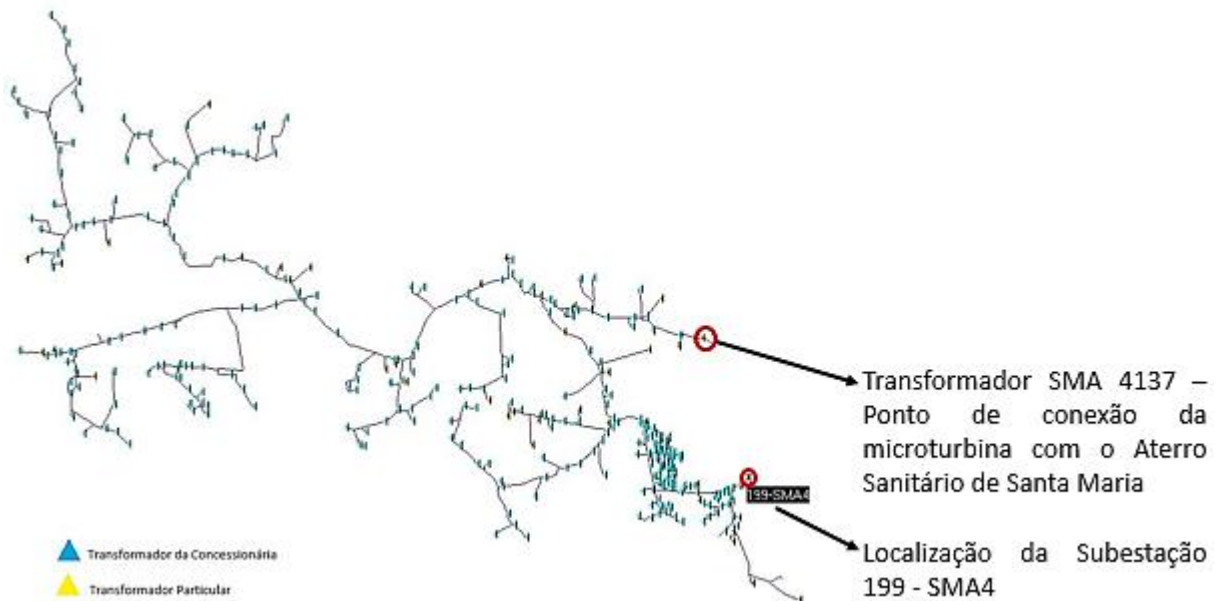


Figura 30 – Alimentador SMA4 – 46 Tancredo Neves

O alimentador ilustrado na Figura 30 possui uma tensão de operação de 13,8 kV, comprimento total da rede de média tensão de 186,6 km, sendo que o comprimento da rede trifásica é de 101,5 km, bifásica de 9,5 km e monofásica de 75,6 km. O alimentador também apresenta 325 transformadores (272 próprios da concessionária e 53 de propriedade de clientes), com uma carga instalada de 13 MVA.

Na Tabela 8, é apresentado o detalhamento dos tipos de cabos e, na Tabela 9, é apresentado o detalhamento das potências dos transformadores.

Tabela 8 – Tipos de cabos e seus comprimentos

Cabo	Comprimento (m)	% Tipo de Cabo
3#4CAA	55115,2	29,5%
1#4CAA	30311,1	16,2%
1#C11,9CAZ	22656,3	12,1%
1#F3,09CAZ	13585	7,3%
3#1/0CAA	11610	6,2%
2#4CAA	9209,9	4,9%
3#4CA	7707,5	4,1%
1#6CAA	7545,5	4,0%
3#2CA	6773,4	3,6%
3#4/0CAA	5648,9	3,0%
3#6CC	3533	1,9%
3#F3,09CAZ	3532,1	1,9%
3#1/0CA	3479,2	1,9%
3#6CAA	1861	1,0%
3#2CAA	909,2	0,5%
3#2/0CC	596,4	0,3%
3#4/0CA	550,9	0,3%
1#2CA	512,7	0,3%
1#4CA	443,4	0,2%
1#6CC	391,3	0,2%
1#1/0CAA	270,5	0,1%
2#4CA	222	0,1%
3#70CACP	109,9	0,1%
2#6CC	28,8	0,02%
1#16XLPE	23,7	0,013%
3#16XLPE	16,4	0,009%
3#35XLPE	6,2	0,003%

Tabela 9 – Potências dos transformadores e suas quantidades

Potência TR (kVA)	Quantidade de TRs	% Tipo de TR
10	85	26,2%
15	49	15,1%
75	44	13,5%
30	37	11,4%
45	36	11,1%
5	30	9,2%
112,5	23	7,1%
150	6	1,8%
25	4	1,2%
112	4	1,2%
300	3	0,9%
7,5	1	0,3%
225	1	0,3%
50	1	0,3%
187	1	0,3%

Os dados de rede apresentados acima foram utilizados para modelar todo o alimentador no *software* DlgSILENT PowerFactory®, com os mesmos tipos de cabos, distâncias e transformadores, com o intuito de analisar o desempenho da rede da concessionária quando da conexão da microturbina. Além do mapeamento de toda a rede de distribuição de média tensão, foi necessário avaliar quais parâmetros seriam necessários variar ao longo dos 40 anos de ciclo de utilização da GD e definiu-se que somente o carregamento do sistema seria modificado, pois este estudo não tem como foco principal sugerir modificações na estrutura atual do alimentador. Portanto, cabeamento e outros equipamentos e transformadores não seriam modificados e/ou incluídos no sistema, somente mantidos os mesmos transformadores com variações de carregamentos ao longo dos anos. A seguir é apresentado o estudo de variação de carga dos TR's.

3.5.1 Determinação do fator de demanda dos transformadores

Como os transformadores de distribuição não possuem um histórico horário de carregamento no decorrer de 24 horas de um dia, faz-se necessária definição de um fator de demanda global a ser aplicado sobre os valores nominais de cada equipamento a ser simulado. O valor do fator de demanda global será definido pelo histórico de carregamento do alimentador e aplicado a cada TR de distribuição.

Para isso, utilizou-se a curva de potência diária típica do alimentador, ilustrada na Figura 31.

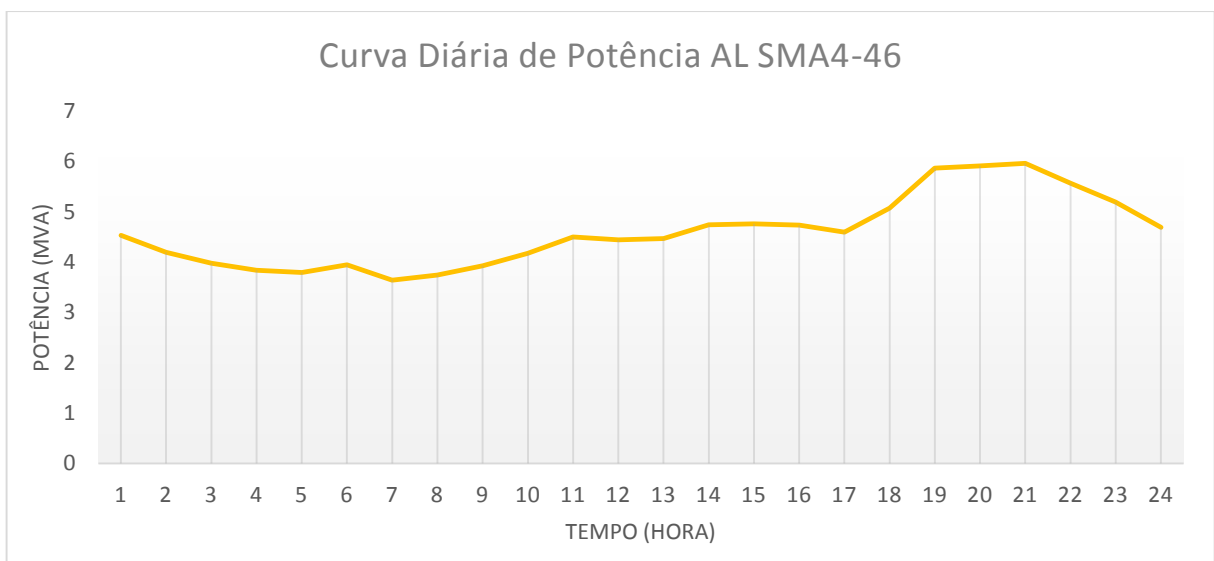


Figura 31 - Curva diária de potência aparente

A Figura 31 representa, a potência aparente do alimentador, que, durante o decorrer do dia, apresentaram uma tendência de elevação, atingindo o valor máximo no período das 19h às 22h, conforme resumido na Tabela 10.

Tabela 10 – Resumo das leituras da data 07/12/2014

RESUMO DAS LEITURAS	I (A)	S (VA)
MÁXIMO DE CARGA PESADA	249,4	6,0
MÁXIMO DE CARGA MÉDIA	212,1	5,1
MÁXIMO DE CARGA LEVE	189,6	4,5

O valor máximo de 6 MVA, mostrado na Tabela 10, servirá como base para o cálculo da demanda máxima dos transformadores do alimentador, que serão modelados no *software* DlgSILENT PowerFactory®. Optou-se por considerar este valor de 6 MVA, visto que este é o período de maior consumo de energia, para garantir que a microturbina consiga atender a maior demanda diária, assim garante-se que em outros horários a GD também atenderia o trecho de alimentador a ser simulado.

Segundo a resolução normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, da ANEEL, o fator de demanda é a razão entre a demanda máxima num intervalo de tempo especificado e a potência instalada na unidade consumidora. O cálculo do fator de demanda (FD) é realizado conforme a Equação 4.

$$FD = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Carga instalada}}$$

$$FD = \frac{6 * 0,92}{13 * 0,92} = 0,46 \quad \text{Eq.(4)}$$

Onde, 6 MVA é potência máxima no dia 07/12/2014 e 13 MVA é a carga instalada de todos os transformadores do alimentador. Foi aplicado fator de potência de 0,92, conforme recomendado pela ANEEL no Módulo 8 do PRODIST – Qualidade de Energia Elétrica. Este fator será aplicado no ano de 2015, ou seja, no carregamento atual dos transformadores.

Após determinar o fator de demanda do alimentador, faz-se necessário efetuar a projeção de crescimento de sua demanda, visto que a microturbina fornecerá energia elétrica à rede durante o período de 2015 até 2055. Desta forma, a projeção de crescimento de demanda é detalhada na seção seguinte.

3.5.2 Determinação da taxa de crescimento de carga dos transformadores para os 40 anos

A capacidade de geração da microturbina varia ano a ano em um ciclo de 40 anos, conforme anteriormente ilustrado na Figura 17. Assim sendo, faz-se necessário conhecer a taxa de crescimento de demanda do alimentador SMA 4 – 46 TRANCREDO NEVES para o mesmo período. A projeção de crescimento de demanda do alimentador da concessionária AES SUL é elaborada anualmente pela área de Mercado e Regulação da Distribuidora baseando-se em estudos de histórico de consumo, crescimento de mercado e compra de energia. Com o histórico destes estudos, a área de planejamento calcula, para os próximos 10 anos, a taxa de previsão de aumento de consumo para as subestações e alimentadores de toda área de concessão.

A projeção da taxa de crescimento de demanda do alimentador SMA 4 - 46 é apresentada na Tabela 11.

Tabela 11 - Projeção da taxa de crescimento de demanda do alimentador

ANO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
TAXA	2,57%	2,63%	3,01%	3,01%	3,68%	3,34%	3,67%	3,67%	3,60%	3,72%

Fonte: AES SUL

Como a concessionária não gera previsão para além de 10 anos, posteriormente ao ano de 2025 as taxas de aumento de demanda do alimentador foram mantidas em 1% acumulado ao longo do restante dos 30 anos, valor esse adotado para não gerar uma demanda muito alta ao final do ciclo, pois caso fossem mantidos os percentuais médios dos primeiros 10 anos, a curva de demanda do alimentador cresceria exponencialmente, comportamento esse que não refletiria ao crescimento real da demanda do alimentador e distorceria os resultados do estudo.

De posse do fator de demanda a ser aplicado no ano de 2015 para cada transformador e de posse da projeção de taxa de crescimento de carga ao longo do período de 2016 a 2055, utilizou-se a Equação 5 e a Equação 6.

$$2015: P_{2015} = P_{nom} * FD \quad \text{Eq.(5)}$$

$$2016 \text{ a } 2055: P_{ano_atual} = P_{ano_anterior} * (1 + TAXA_{ano_atual}) \quad \text{Eq.(6)}$$

Em que P_{2015} , P_{nom} , FD , P_{ano_atual} , $P_{ano_anterior}$ e $Taxa_{ano_atual}$ são, respectivamente, potência aparente do transformador em 2015, potência aparente nominal do

transformador, fator de demanda, potência aparente no ano atual, potência aparente no ano anterior e taxa de crescimento do ano atual prevista para o transformador.

A seguir, na Tabela 12 é apresentada de forma demonstrativa o crescimento de demanda (em kVA) de alguns TR cadastrados na modelagem do sistema de distribuição.

Tabela 12 – Parte dos transformadores cadastrados (kVA)

Circuito	P_{nom}	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
SMA - 4088	75	35	36	37	38	39	40	42	43	45	46	48
SMA - 2368	15	7	7	7	8	8	8	8	9	9	9	10
SMA - 1220	45	21	21	22	23	23	24	25	26	27	28	29
SMA - 2243	45	21	21	22	23	23	24	25	26	27	28	29
SMA - 2324	75	35	36	37	38	39	40	42	43	45	46	48
SMA - 2330	112,5	52	53	55	56	58	60	62	65	67	69	72
SMA - 2342	75	35	36	37	38	39	40	42	43	45	46	48
SMA - 2343	30	14	14	15	15	16	16	17	17	18	19	19
SMA - 2344	45	21	21	22	23	23	24	25	26	27	28	29
SMA - 2355	45	21	21	22	23	23	24	25	26	27	28	29

A Tabela 12 serviu de base de dados de carga para a análise de desempenho do sistema modelado.

3.6 Metodologia da análise econômica

Para o estudo de viabilidade econômica do empreendimento, deve-se levar em consideração os investimento e despesas, com o investimento na usina de geração de energia e no sistema de coleta e captação de gás, despesas com operação e manutenção (O&M), despesas com tributos, bem como os lucros obtidos com a venda de energia elétrica e a venda de créditos de carbono. A partir disso, calcula-se a Taxa Interna de Retorno – TIR e o Valor Presente Líquido – VPL do investimento durante todo o período de atividade da usina de biogás.

3.6.2 Lucros obtidos

3.6.2.1 Venda de energia elétrica

Para o cálculo da venda de energia, foi considerada geração de energia elétrica durante as 24 horas do dia e durante todos os dias do ano, conforme a curva de geração da microturbina apresentada na Figura 17 do Capítulo 3 (item 3.2). Quanto

ao valor de comercialização da energia, foi considerada como referência a Minuta de Resolução Normativa que regula o disposto na Portaria MME nº 44/2015 e aprova o edital de chamada pública para Incentivo à Geração Própria, que estipula que energia gerada a partir do aproveitamento do biogás seja valorada em R\$ 388,48/MWh. No estudo foi utilizado um valor mais conservador de R\$ 300,00/MWh, pelo fato do valor disposto na minuta ainda não estar vigorando.

Par analisar a viabilidade do estudo, cujo o horizonte é de 40 anos, considerou-se uma taxa de correção do valor de venda de energia variável ao longo do período analisado.

3.6.2.2 Comercialização dos créditos de carbono

Para viabilizar o estudo, estimou-se a possibilidade de enquadrá-la no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), para a venda de créditos de carbono. Os créditos de carbono ou Redução Certificada de Emissões (RCE) são certificados emitidos para uma pessoa ou empresa que reduziu a sua emissão de gases do efeito estufa (GEE). Por convenção, 1 tonelada de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) corresponde a um crédito de carbono, que pode ser negociado no mercado internacional. A redução da emissão de outros gases, igualmente geradores do efeito estufa, também pode ser convertida em créditos de carbono, utilizando-se o conceito de Carbono Equivalente.

Este estudo considerou que um crédito de carbono equivale a € 8,02¹⁹, obtido pelo valor comercializado na bolsa de valores em julho de 2015 e convertido em reais. Além disso, foi considerado um valor de crédito de carbono variável ao longo do tempo para analisar a viabilidade do estudo para o horizonte de 40 anos de atividade do aterro sanitário de Santa Maria.

Com todos os montantes de custos e lucros mapeados, há necessidade de criar o fluxo de caixa a aplicá-lo em sistemas financeiros para melhor avaliação dos resultados.

¹⁹ Esse valor foi retirado da seguinte fonte: <http://br.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data>

3.6.1 Investimentos e despesas

3.6.1.1 Investimento na usina de geração de energia e no sistema de coleta e captação de gás

Para a obtenção do investimento inicial na usina de geração de energia, ou seja, o valor a ser investido para a compra dos equipamentos que compõem toda planta de geração de energia elétrica do aterro, utilizou-se o método desenvolvido por Vanzin (2006). Este autor se baseou em estudos do Banco Mundial de pré-viabilidade de reocupação do biogás e de produção de energia em nove aterros sanitários existentes no continente Americano: Muribeca em Pernambuco (Brasil), Gramacho no Rio de Janeiro (Brasil), Montividéu (Uruguai), Queretaro e Chihuahua (México), Huaycoloro (Peru), El Combeima, La Esmeralda, El Carrasco (Colômbia). De posse do banco de dados de capacidade de geração de energia elétrica e do custo de investimento inicial dos nove aterros, Vanzin (2006) utilizou o *software* de inferência estatística SISREG para gerar uma equação de estimativa do valor de investimento no sistema de geração de energia elétrica.

Para este estudo, foi utilizado tal equação (Equação 7), que Conforme Vanzin (2006), possui uma confiabilidade de 99 % para aterros sanitários com geração de 1 a 10 MW.

$$\text{inv. Unid. Geradora (milhões US\$)} = 0,080322049 + 0,9616 (\text{Potência (MW)}) \quad \text{Eq.(7)}$$

Aplicando-se na Equação 7 a potência máxima de 1,8 MW (conforme Figura 17, capítulo 3, item 3.2) que microturbina poderá gerar no Aterro Sanitário de Santa Maria e fazendo a conversão de dólares para reais com correção monetária de 2006 para 2015, chega-se a um investimento inicial da usina de geração de energia elétrica de R\$ 10.171.646,60.

Segundo o Banco Mundial (2004), o valor do investimento somente em infraestrutura do sistema de coleta e captação de gás representa de 40 a 60% do custo total do investimento inicial com a usina de geração de energia elétrica. Este estudo considerou o valor médio de 50%, sendo assim o custo com o sistema de coleta e captação de gás também será de R\$ 10.171.646,60. O investimento inicial para que o aterro sanitário de Santa Maria possa gerar energia elétrica é descrito Tabela 13.

Tabela 13 - Investimento inicial

Investimento Inicial	
Usina de geração de energia elétrica	R\$ 10.171.646,60
Sistema de coleta e captação de gás	R\$ 10.171.646,60
Custo total do investimento inicial	R\$ 20.343.293,20

Conforme Tabela 13, o investimento inicial corresponde a soma dos gastos da usina de geração de energia elétrica com os gastos do sistema de coleta e captação de gás, sendo assim o valor fica em R\$ 20.343.293,20. Para verificar se os gastos iniciais com a usina de geração de energia elétrica, que são de R\$ 10.171.646,60 atendem a compra de 9 módulos de microturbina (conforme Figura 18, capítulo 3, item 3.3), verificou-se o custo médio por módulo, tendo como base os valores de módulos disponibilizados pela Capstone no relatório anual de 2015²⁰ da empresa.

Segundo este relatório, o preço médio de venda em 2015 de uma turbina modelo C200 é de U\$ 215.151,51, convertendo para reais (3,37 reais = 1,00 dólar), um módulo custaria R\$ 725.060,58. Descontando o valor dos 9 módulos de microturbina do custo inicial com a usina de geração, tem-se o valor de R\$ 3.646.101,15, para sanar outros custos do projeto, como a aquisição dos inversores, conversores, equipamentos da SE e demais custos necessários para conexão do sistema de geração com a rede elétrica.

Para viabilizar o investimento inicial, foi simulado um financiamento bancário com prazo de pagamento do empréstimo de 30 anos a partir de 2016, aplicado ao Sistema de Amortização Constante – SAC, com uma taxa de juros de 5,5% ao ano, baseada no trabalho publicado pelo BNDES (2014) para linhas de financiamento para Projetos Resíduos Sólidos Urbanos. Para viabilizar o estudo, optou-se por um prazo de 30 anos, pois prazos menores (10 a 20 anos) impactariam em prestações iniciais muito elevadas. A seguir, é apresentado, na Tabela 14, o financiamento bancário.

²⁰ Relatório anual de 2015: <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=120708&p=irol-reportsannual>

Tabela 14 – Financiamento bancário

Ano	Prestações	Amortizações	Juros	Saldo Devedor
2016	R\$ 1.753.061,0	R\$ 678.109,7	R\$ 1.074.951,3	R\$ 19.665.183,4
2017	R\$ 1.716.673,4	R\$ 678.109,7	R\$ 1.038.563,6	R\$ 18.987.073,7
2018	R\$ 1.680.285,8	R\$ 678.109,7	R\$ 1.002.176,0	R\$ 18.308.963,9
2019	R\$ 1.643.898,1	R\$ 678.109,7	R\$ 965.788,4	R\$ 17.630.854,1
2020	R\$ 1.607.510,5	R\$ 678.109,7	R\$ 929.400,7	R\$ 16.952.744,3
2021	R\$ 1.571.122,9	R\$ 678.109,7	R\$ 893.013,1	R\$ 16.274.634,6
2022	R\$ 1.534.735,2	R\$ 678.109,7	R\$ 856.625,5	R\$ 15.596.524,8
2023	R\$ 1.498.347,6	R\$ 678.109,7	R\$ 820.237,8	R\$ 14.918.415,0
2024	R\$ 1.461.960,0	R\$ 678.109,7	R\$ 783.850,2	R\$ 14.240.305,2
2025	R\$ 1.425.572,3	R\$ 678.109,7	R\$ 747.462,6	R\$ 13.562.195,5
2026	R\$ 1.389.184,7	R\$ 678.109,7	R\$ 711.074,9	R\$ 12.884.085,7
2027	R\$ 1.352.797,1	R\$ 678.109,7	R\$ 674.687,3	R\$ 12.205.975,9
2028	R\$ 1.316.409,4	R\$ 678.109,7	R\$ 638.299,7	R\$ 11.527.866,1
2029	R\$ 1.280.021,8	R\$ 678.109,7	R\$ 601.912,0	R\$ 10.849.756,4
2030	R\$ 1.243.634,2	R\$ 678.109,7	R\$ 565.524,4	R\$ 10.171.646,6
2031	R\$ 1.207.246,5	R\$ 678.109,7	R\$ 529.136,8	R\$ 9.493.536,8
2032	R\$ 1.170.858,9	R\$ 678.109,7	R\$ 492.749,1	R\$ 8.815.427,1
2033	R\$ 1.134.471,3	R\$ 678.109,7	R\$ 456.361,5	R\$ 8.137.317,3
2034	R\$ 1.098.083,6	R\$ 678.109,7	R\$ 419.973,9	R\$ 7.459.207,5
2035	R\$ 1.061.696,0	R\$ 678.109,7	R\$ 383.586,2	R\$ 6.781.097,7
2036	R\$ 1.025.308,4	R\$ 678.109,7	R\$ 347.198,6	R\$ 6.102.988,0
2037	R\$ 988.920,8	R\$ 678.109,7	R\$ 310.811,0	R\$ 5.424.878,2
2038	R\$ 952.533,1	R\$ 678.109,7	R\$ 274.423,4	R\$ 4.746.768,4
2039	R\$ 916.145,5	R\$ 678.109,7	R\$ 238.035,7	R\$ 4.068.658,6
2040	R\$ 879.757,9	R\$ 678.109,7	R\$ 201.648,1	R\$ 3.390.548,9
2041	R\$ 843.370,2	R\$ 678.109,7	R\$ 165.260,4	R\$ 2.712.439,1
2042	R\$ 806.982,6	R\$ 678.109,7	R\$ 128.872,8	R\$ 2.034.329,3
2043	R\$ 770.595,0	R\$ 678.109,7	R\$ 92.485,2	R\$ 1.356.219,5
2044	R\$ 734.207,3	R\$ 678.109,7	R\$ 56.097,5	R\$ 678.109,8
2045	R\$ 697.819,7	R\$ 678.109,7	R\$ 19.709,9	R\$ -

3.6.1.2 Despesas com operação e manutenção (O&M)

Conforme Vanzin (2006), baseando-se em projetos desenvolvidos e em operação informados pelo Banco Mundial, tem-se os valores:

- custo de operação e manutenção da usina de 0,018 \$/kWh, no ano 2006 (no estudo o valor foi corrigido monetariamente para 2015, sendo este valor de 0,10 R\$/kWh);

- custo de operação e manutenção do sistema de coleta e controle de biogás de 5% do valor do investimento no referido sistema; depreciação de 40 anos com taxa de 3% ao ano.

3.6.1.3 Despesas com tributos

Para o cálculo de fluxo de caixa do investimento foram considerados os tributos incidentes tanto na venda de energia quanto na comercialização dos créditos de carbono estimados pelo estudo. Os valores foram obtidos de acordo com o que está sendo aplicado no mês de julho de 2015 no Brasil:

- Programa de Integração Social – PIS: 0,65% sobre as receitas totais;
- Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS: 3% sobre as receitas totais;
- Imposto de Renda: 15% sobre o lucro mais 10% para o lucro acima de R\$ 240.000;
- Contribuição Social Sobre o Lucro - CSSL: 9% sobre o imposto de renda.

3.6.3 Fluxo de caixa

Com o fluxo de caixa obtido da diferença das receitas *versus* despesas, deve-se fazer uma análise de viabilidade financeira do projeto através de índices que em conjunto auxiliam a tomada de decisão envolvendo critério de risco. O fluxo de caixa é demonstrado no Apêndice A para um dos cenários analisados.

3.6.3.1 Valor presente líquido

O valor presente líquido (VPL) de um estudo de investimento é definido com a diferença entre o valor presente de fluxo de caixa esperados de um projeto e seu custo inicial. Um VLP positivo sugere que o projeto é viável para uma dada taxa de desconto esperada, enquanto um valor negativo aponta que o investimento não seria justificável. Sendo assim, um dos critérios para avaliar a viabilidade de projetos parte

primeiramente do pressuposto que o VPL deve ser positivo. A expressão que se aplica no cálculo do VPL é apresentada na Equação 8.

$$PL = \sum_{t=1}^n \left(\frac{FC_t}{(1+i)^t} \right) - I_0 \quad \text{Eq.(8)}$$

Onde, t , n , FC_t , i e I_0 , representam respectivamente, o número de anos do projeto, o número total de anos contábeis do projeto, o fluxo de caixa no ano t (R\$), a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e o investimento inicial (R\$).

O resumo das possibilidades para o VPL de um estudo são os seguintes:

- se $VPL > 0$: investimento economicamente atrativo, pois o VPL das entradas de caixa é maior do que o VPL das saídas de caixa;
- se $VPL = 0$: retorno esperado do estudo é igual à TMA exigida pelos investidores. O investimento ainda é considerado economicamente atrativo;
- se $VPL < 0$; o investimento não é economicamente atrativo porque o valor presente das entradas de caixa é menor do que o das saídas de caixa.

Dentre vários contextos de investimentos, o mais atrativo pelo critério de VPL é aquele que tem maior valor entre os analisados.

3.6.3.2 Taxa interna de retorno

A Taxa interna de retorno (TIR) e o VPL estão relacionados, sendo a TIR obtida quando o VPL de um projeto é zero. Sendo assim, obtém-se a máxima taxa de desconto permitida por um projeto para que ele possa ser considerado viável. Para que um projeto seja viável e traga lucro ao investidor o VPL deve ser maior que zero e a TIR deve ser maior que a Taxa Mínima de Atratividade (TMA). A expressão que se aplica no cálculo do VPL é apresentada na Equação 9.

$$0 = \sum_{t=1}^n \left(\frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \right) - I_0 \quad \text{Eq.(9)}$$

O resumo das possibilidades para a TIR de um estudo são os seguintes:

- $TIR > TMA$: o investimento é economicamente atrativo porque a TIR supera a TMA exigida para a sua implantação;
- $TIR = TMA$: equivale a VPL nulo, ou seja, a taxa de retorno esperada é igual a taxa mínima de atratividade, nesse caso o investimento ainda é considerado economicamente atrativo;
- $TIR < TMA$: o investimento não é atrativo porque a TIR esperada é inferior a TMA desejada pelos investidores.

Dentre vários estudos de investimento, o melhor será aquele que tiver a maior TIR.

A metodologia acima serve para apresentar a análise de viabilidade econômica a partir da criação de cenários para estudos de caso mostrados no Capítulo 4, item 4.2.

Este capítulo apresentou a metodologia usada neste estudo e desenvolveu os procedimentos necessários para o alcance dos resultados. Antes de tudo, o capítulo dedicou-se a expor os procedimentos para a análise técnica. Para tanto, foi apresentado o *software* DlgSILENT PowerFactory® e o *software* Biogás®, o primeiro necessário para modelar o sistema da microturbina e o sistema de distribuição, e o segundo foi importante para estimar a capacidade de produção de biogás do aterro.

As etapas para tal análise resumem-se em: estimar a produção de biogás no aterro sanitário de Santa Maria – RS, definir a potência gerada pela microturbina, modelar a microturbina e modelar o sistema de distribuição. Estas etapas permitem construir os cenários de planejamento que, de sua análise, são fundamentais para desenvolver o resumo de desempenho para o ciclo de 40 anos do aterro sanitário de Santa Maria – RS.

Com relação à viabilidade econômica, nesta etapa foram demonstrados os passos para a elaboração do fluxo de caixa e apresentados o VPL e TIR que servirão de base para a análise de cenários de investimentos a serem discutidos no Capítulo 4.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste Capítulo, serão apresentados os resultados do estudo. Para tanto, serão expostos vários cenários mostrando os impactos da conexão da GD sobre os sistemas de distribuição e os resultados obtidos a partir das análises realizadas. Os resultados serão divididos em duas etapas. A primeira etapa dos resultados consiste na análise de desempenho técnico do sistema elétrico, onde serão analisados quatro cenários: o primeiro compreende ao ano de 2015; o segundo tem horizonte de planejamento de 5 anos (2020); o terceiro possui horizonte de 5 anos a partir do cenário do ano de 2020 e o quarto cenário possui horizonte de 10 anos a partir do cenário de 2025. Neste último cenário, a microturbina apresenta o maior potencial de geração de energia em virtude de ser o período com maior disponibilidade de biogás no aterro sanitário.

Ainda dentro de análise técnica é apresentada a análise dos resultados de desempenho para o ciclo de 40 anos em que o aterro sanitário da cidade de Santa Maria disponibilizará biogás para geração da GD. Já a segunda etapa consiste na análise de viabilidade econômica do estudo. Os resultados serão sumarizados nas Considerações Finais.

Antes de apresentar os resultados e discussões cabe ressaltar que as análises de cenários servem para demonstrar a capacidade de atendimento da GD quando de possíveis falhas na rede de distribuição, onde algum trecho tenha ficado isolado e haja viabilidade de transferência de carga via manobra de equipamentos de distribuição. A GD opera injetando energia no sistema de distribuição, fornecendo energia complementar e tem a possibilidade de atender, uma determinada região ou localidade, caso opere como uma microrede, aumentando a confiabilidade da rede elétrica.

Para as o estudo de caso, não foi considerada a possibilidade de instalar equipamentos reguladores de tensão e bancos de capacitores para compensação de reativos, o que em alguns casos corrigiria o nível de tensão. Essas ações não foram implementadas nas análises de cenários porque a mesma tem como objetivo analisar a rede atual sem alterações de manobras, equipamentos, interligações, entre outras reconfigurações. Também é possível projetar interligações com outros alimentadores ou com o próprio alimentador estudado de forma a ampliar a capacidade da GD em atender trecho isolados por defeitos, casos também não analisados no estudo. No

trabalho buscou-se avaliar a capacidade de atendimento da GD. Em caso de aplicação real, deveriam haver estudos integrados com as áreas de Planejamento e Operação da AES Sul a fim de se avaliar qual seria a melhor configuração possível, considerando interligação com outros alimentadores e outras soluções aplicáveis.

4.1 Análise técnica através da criação de cenários para estudos de caso

O esquema elétrico do alimentador, mostrado na Figura 32, foi modelado no software DIgSILENT PowerFactory® e pode ser visualizado abaixo. Cabe ressaltar que os tamanhos e a topologia das redes na Figura não condizem proporcionalmente ao tamanho físico da rede de distribuição como o apresentado na Figura 30 (item 3.5).

Foi dado um *zoom* no ponto destacado em cinza da Figura 32, a fim de apresentar o detalhe do alimentador modelado (Figura 33). Na Figura 32, em vermelho, também foi destacado o caminho elétrico entre SE e GD.

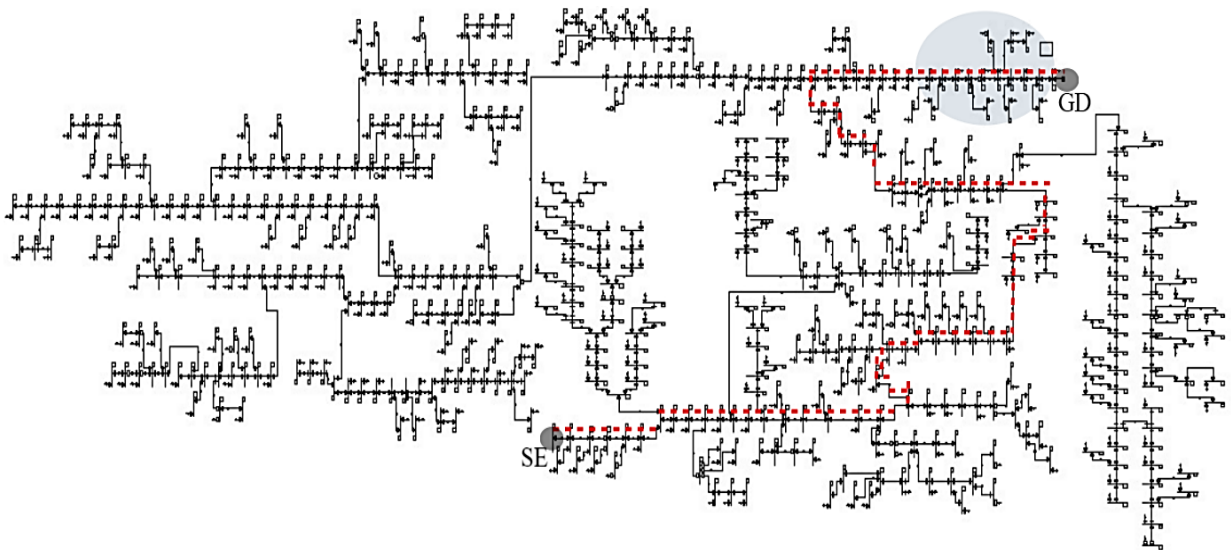


Figura 32 – Esquema elétrico do alimentador

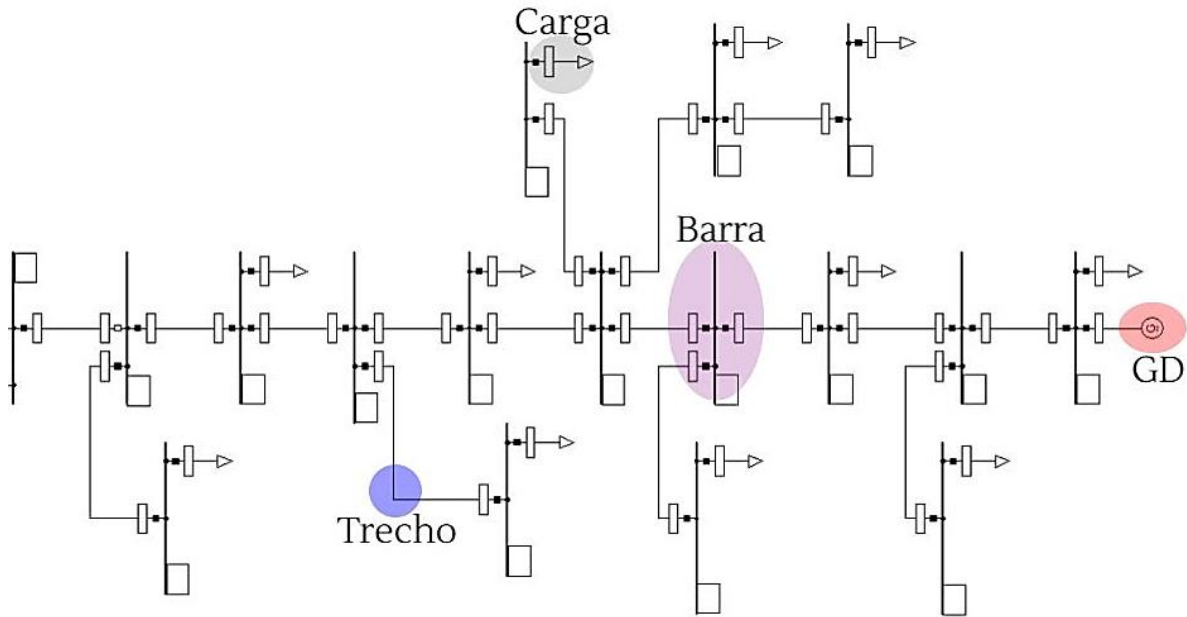


Figura 33 – Detalhe do alimentador

As cargas foram simuladas com fator de potência de 0,92, conforme previsto em legislação vigente da ANEEL. Além disso, a fim de não gerar desequilíbrios significativos nos estudos de casos, as cargas (monofásicas e bifásicas) foram distribuídas equilibradamente entre as fases simuladas, visto que a concessionária de energia elétrica não forneceu o detalhamento da distribuição de cargas por fases do sistema.

Para a apresentação dos resultados, simulou-se o esquema da Figura 32 na forma de cenários.

4.1.1 Cenário para ano de 2015

Conforme Figura 17 (item 3.2), no primeiro ano, o aterro tem capacidade de disponibilizar biogás para geração 140 kW, sendo assim foi utilizado um módulo de microturbina de potência ativa nominal de 200 kW, padrão de fabricação da Empresa Capstone.

4.1.1.1 Capacidade de atendimento de cargas

Com o sistema modelado e conectando-se somente a microturbina, limitada a 140 kW, para atendimento de todo o alimentador e desconectando-se a SE, simulou-se o fluxo de potência que pode ser visto na Figura 34. As barras na cor preta foram

supridas pela GD e as barras em cor vermelha estão sem fornecimento de energia elétrica devido a limitação de potência do gerador.

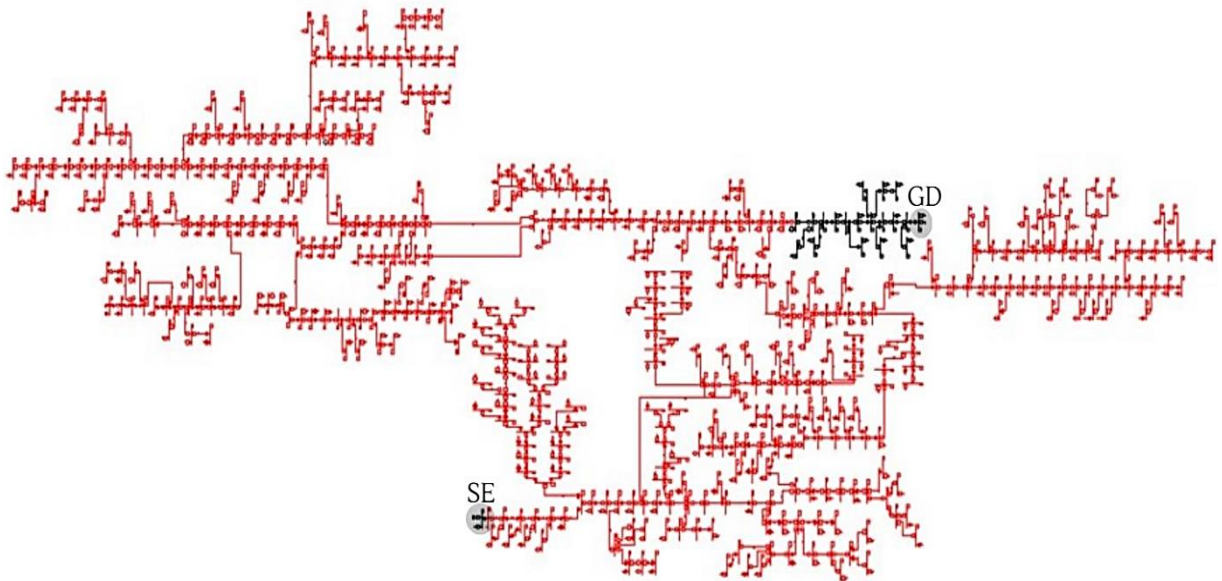


Figura 34 – Sistema de distribuição simulado para o ano de 2015 atendido pela GD

As barras atendidas pela GD (cor preta) são mostradas com maior detalhe na Figura 35. Nessa mesma figura é destacado em azul o ponto onde poderia ser instalado uma chave de manobra NF (normalmente fechada) na rede de distribuição, pois este é o limite de capacidade de atendimento de carga da GD. Assim em caso de falha na rede de distribuição normalmente atendida pela SE, os trechos de barras em preto poderiam ser atendidos pela GD, isolando-se a região, via manobra da chave.

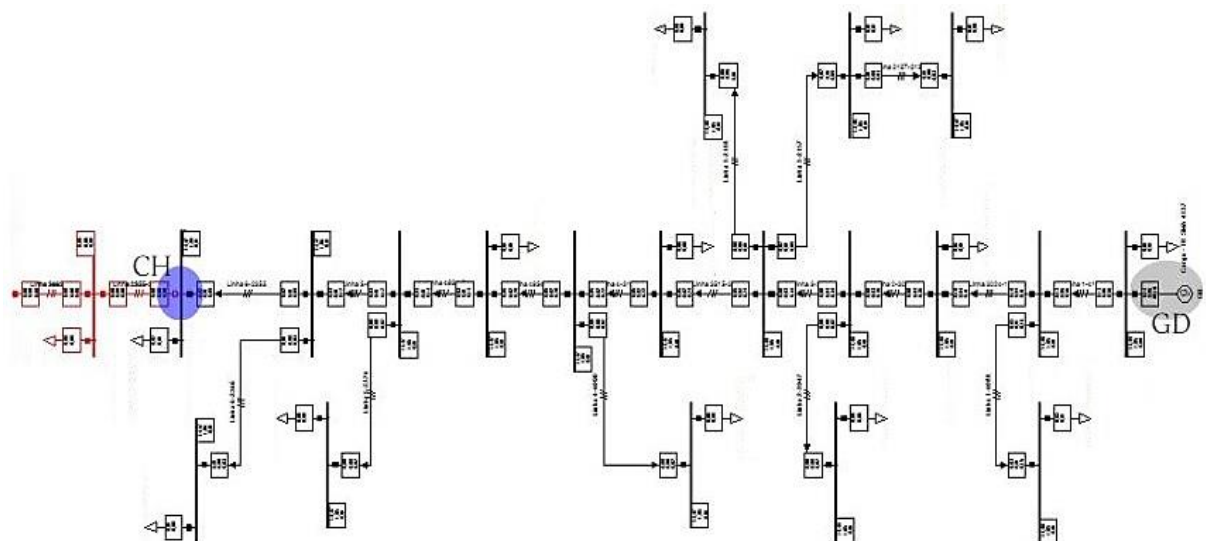


Figura 35 – Detalhe do sistema de distribuição simulado para o ano de 2015 atendido pela GD

Com base no estudo de caso, verificou-se que a GD se mostrou apta para atender o trecho destacado em preto na Figura 35, caso ele fique em isolado. Cabe

ressaltar que, como apresentado na metodologia, foi adotado o horário de maior demanda das cargas para o estudo de caso, então a GD está apta a atender a carga em qualquer horário do dia e em qualquer dia da semana. Poderiam ter sido analisados outros horários, porém, para cada horário, deveria prever um local diferente para instalação de conjunto de chaves de manobra, o que poderia aumentar significativamente os custos do estudo. Esta possibilidade, apesar de ter um custo inicial de instalação de chave de manobra, garante maior confiabilidade da rede de distribuição local e ganho nos indicadores técnicos já que o tempo de restabelecimento, em caso de falha de alimentação do alimentador, pode ser imediato por manobra de chave via centro de operação da distribuidora.

Na Figura 36, é apresentado o detalhe de geração da microturbina, onde se verifica que foram gerados 0,14 MW de potência ativa e fornecidos 0,06 MVar de potência reativa, valores abaixo da nominal do gerador. A microturbina apresentou no primeiro ano (2015) um carregamento de 89,10% da potência aparente da geração.

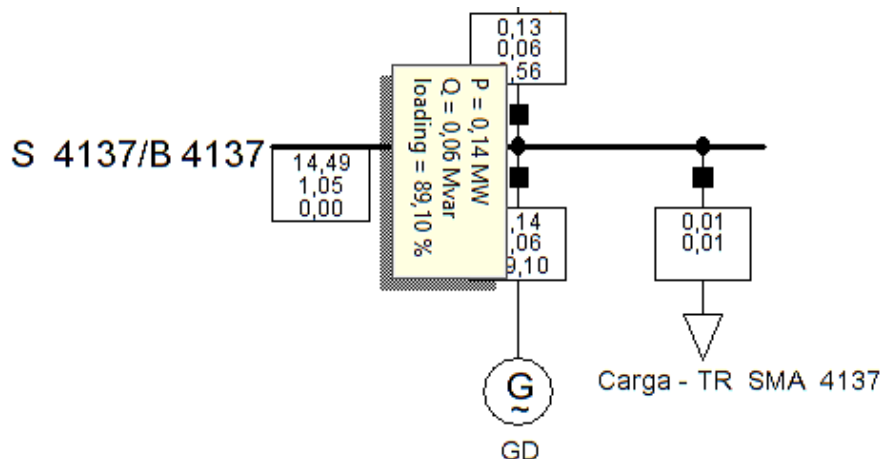


Figura 36 – Detalhes de geração da microturbina

No cenário para o ano de 2015, foram atendidos 13 transformadores. Os gráficos da Figura 37 e da Figura 38 foram gerados pelo programa DlgSILENT PowerFactory® e representam, respectivamente, a potência ativa e a potência reativa nos transformadores atendidos pela GD.

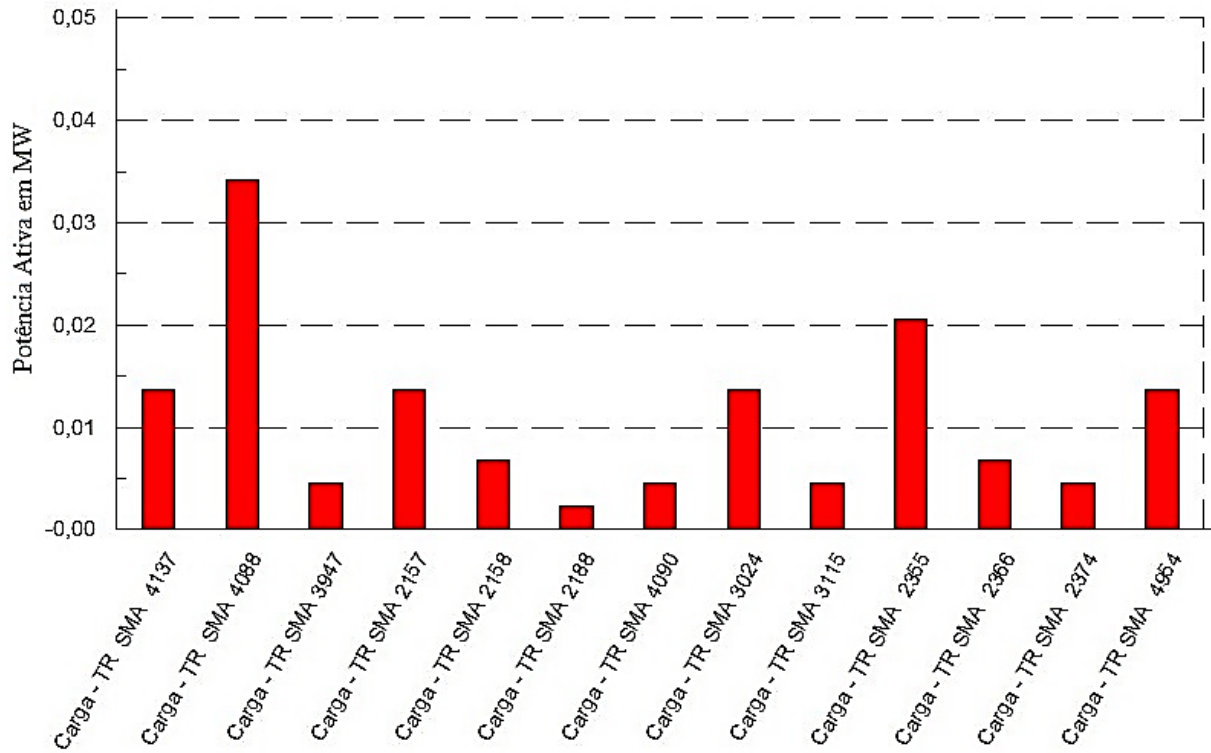


Figura 37 – Potência ativa nos transformadores atendidos pela GD em MW

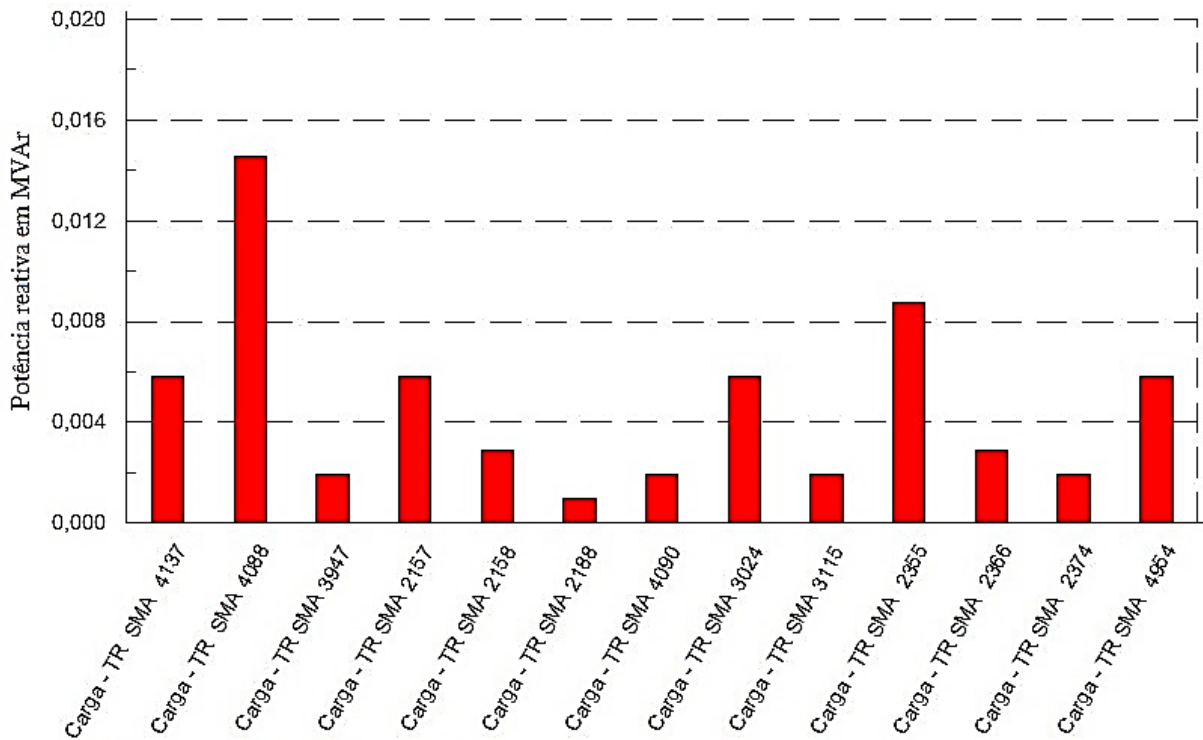


Figura 38 - Potência reativa nos transformadores atendidos pela GD em MVar

4.1.1.2 Nível de tensão

Para avaliar as condições da tensão de alimentação foram feitas duas etapas para o estudo de caso: a primeira, com somente a GD conectada e atendendo os 13 transformadores (item 4.1.1.1) e a segunda com a SE conectada e atendendo todo o alimentador. Ambas os estudos de caso consideraram fornecimento de 1,05 pu pela SE e pela GD.

Na Figura 39, é apresentado um comparativo de média tensão em pu quando os transformadores são atendidos pela GD e quando são atendidos pela SE.

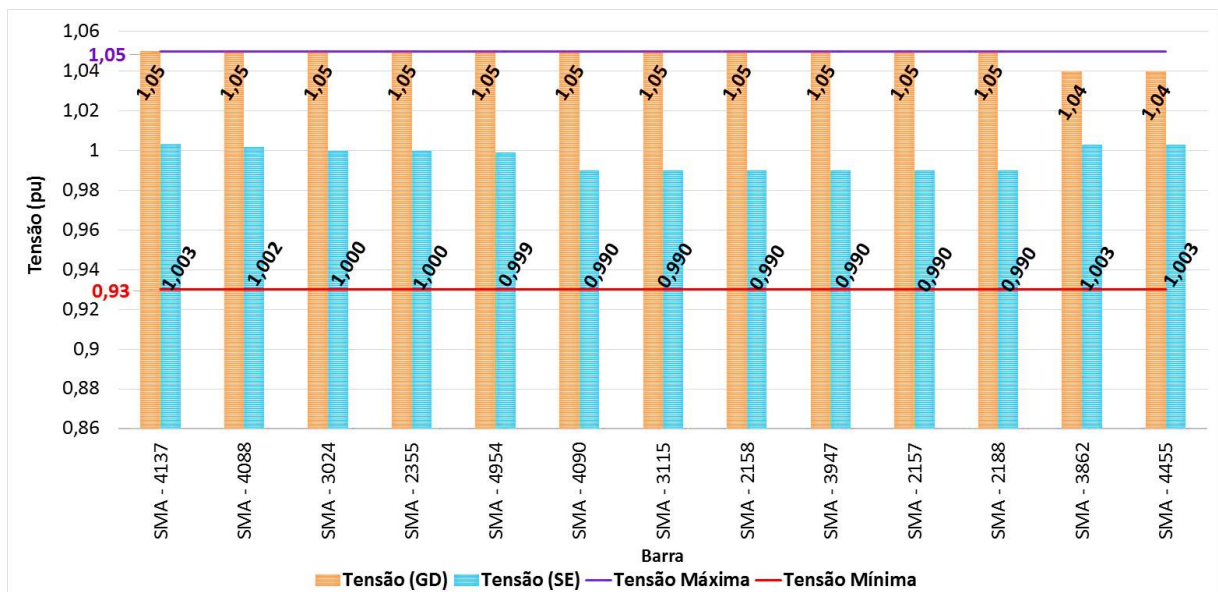


Figura 39 - Nível de tensão em todas as barras ativas do sistema

De acordo com a Figura 39, verifica-se que tanto as tensões dos 39 transformadores atendidos pela GD quanto da concessionária mantiveram-se dentro da faixa adequada de 0,93 pu a 1,05 pu, conforme previsto para pontos de conexão em tensão nominal superior a 1kV e inferior a 69 kV, no Módulo 8 do PRODIST - Qualidade de Energia Elétrica. Todavia, as barras atendidas pela GD apresentaram valores de tensão mais elevados pelo fato da geração estar mais próxima da carga, se comparado quando atendidas pela SE da concessionária.

A partir dos estudos de caso, também se verificou que a limitação de atendimento de mais transformadores ocorreu pela capacidade de geração da microturbina, pois não houve restrição de tensão por parte da GD. Para o cenário de 2015, verifica-se que não houve necessidade de adequação de recondutoramento do trecho simulado em função de possíveis violações de tensão quando da necessidade

de conexão da GD em substituição a concessionária, pois a ela atendeu plenamente a carga atual com a estrutura de rede atual.

4.1.1.3 Perdas técnicas

Quanto às perdas técnicas, para analisar o desempenho do sistema, foram obtidos os dados das duas mesmas etapas do item (4.1.1.2), onde o próprio programa DlgSILENT PowerFactory® fornece as perdas técnicas trecho a trecho do alimentador. Nesta análise foram consideradas duas situações: toda a rede com alimentação única da SE; os trechos dos 13 TRS atendidos pela GD e o restante do alimentador atendido pela SE.

Com os resultados das análises foi possível elaborar o comparativo de desempenho de perdas técnicas com e sem GD, conforme apresentado na Tabela 15.

Tabela 15 - Comparativo de perdas técnicas com e sem GD

Dados obtidos para o Ano de 2015	
Perda técnica em todo alimentador com SE	273,2 kW
Perda técnica em todo alimentador com SE	4,53%
Perda somente no trecho de 13 TRS com SE	31,1 kW
Perda técnica somente no trecho de 13 TRS com GD	6,0 kW
Ganho em redução de perda técnica somente no trecho de 13 TRS	25,1 kW
Nova perda técnica em todo alimentador (SE e GD)	4,13%

Conforme a Tabela 15, com a GD conectada na rede de distribuição o alimentador teve uma redução de 0,40% de perdas, representando uma redução de 25,1 kW. O resultado demonstra que como a microturbina está mais próxima do centro de carga dos 13 transformadores, as perdas de transporte da energia são menores.

A redução de 0,40% das perdas técnicas do alimentador também representa um impacto financeiro positivo para a concessionária de energia, já que propicia a diminuição dos gastos com a compra de energia elétrica no mercado de comercialização de energia. A valorização das perdas técnicas com e sem GD é apresentado na Tabela 16.

Tabela 16 – Valorização das perdas técnicas com e sem GD para o ano de 2015

Perdas Técnicas	kW	(kW.h/ano)	Custo²¹
Em todo alimentador com SE	273,2	23.932.32	R\$ 1.332.391,23
Em todo alimentador com SE e GD	248,1	21.733.56	R\$ 1.209.979,01
Redução	25,1	2.198.76	R\$ 122.412,23

Com base na Tabela 16, observa-se que a concessionária de energia reduz o custo das perdas técnicas de energia elétrica em R\$ 122.412,23 quando há atendimento em conjunto de todo o alimentador pela SE e pela GD, se comparado com o atendimento de todo o alimentador somente pela SE.

4.1.1.4 Limite de capacidade de geração excedida

Com intuito de demonstrar um cenário com capacidade de geração excedida, foi simulado o mesmo cenário anterior, porém considerando a entrada de mais uma barra a jusante, ou seja, mais um transformador (carga). Na Figura 40 é destacado em cinza a carga adicionada no sistema simulado.

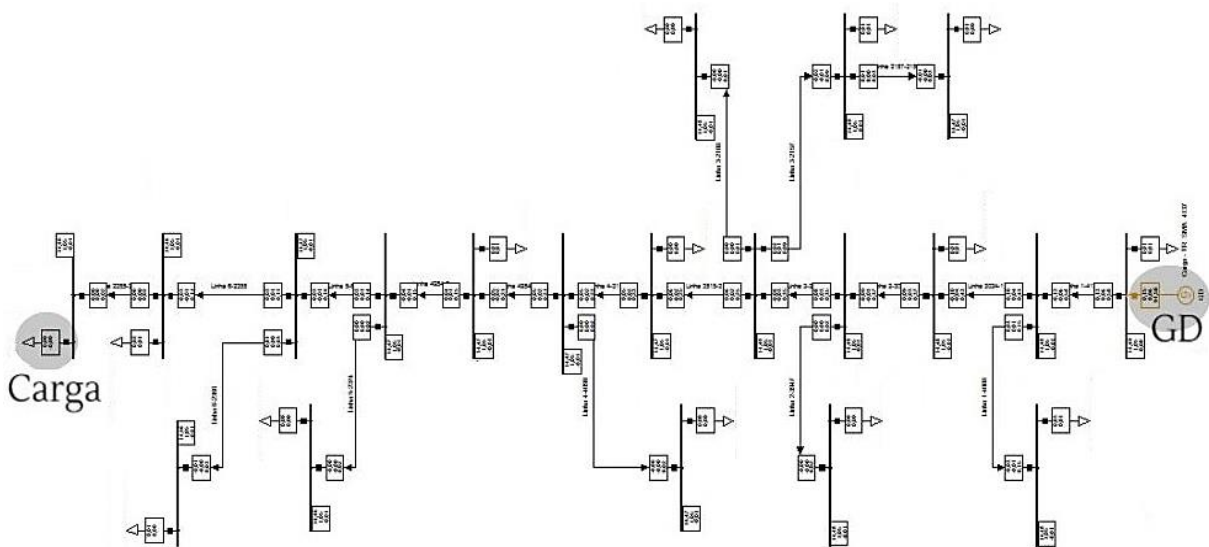


Figura 40 – Cenário com capacidade de geração excedida

Na Figura 41, é apresentado o detalhe de geração da microturbina, onde se verifica que foram gerados 0,15 MW de potência ativa e fornecidos 0,06 MVar de potência reativa. Na mesma figura pode ser observado que o detalhe da geração está sinalizado em laranja, indicando que a capacidade de geração de potência ativa foi

²¹ Para o cálculo do custo das perdas técnicas, considerou-se o valor da tarifa de 0,556733 R\$/kWh cobrada aos consumidores da concessionária AES SUL, em agosto de 2015. Disponível em www.aessul.com.br

excedida, já que a carga solicita é de 150 kW e o gerador está limitado a gerar 140 kW.

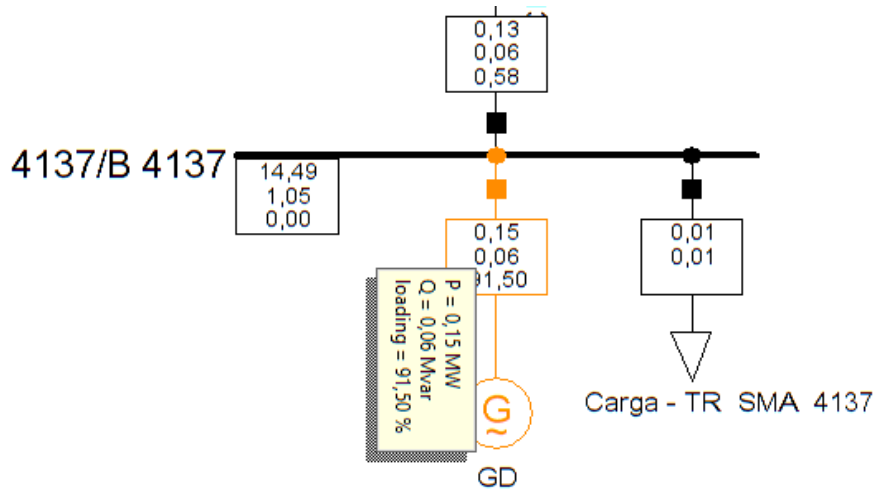


Figura 41 – Detalhe da geração

4.1.2 Cenário para ano de 2020

Conforme Figura 17 (item 3.2), no quinto ano o aterro tem capacidade de disponibilizar biogás para geração de 719 kW, sendo assim foram utilizados quatro módulos de microturbina com potência de 200 kW, totalizando uma potência ativa nominal de 800 kW.

4.1.2.1 Capacidade de atendimento de cargas

Com o sistema modelado e conectando-se somente a microturbina, limitada a 719 kW, para atendimento de todo o alimentador e desconectando-se a SE, simulou-se o fluxo de potência que pode ser visto Figura 42. As barras na cor preta foram supridas pela GD e as barras em cor vermelha estão sem fornecimento de energia elétrica devido a limitação de potência do gerador.

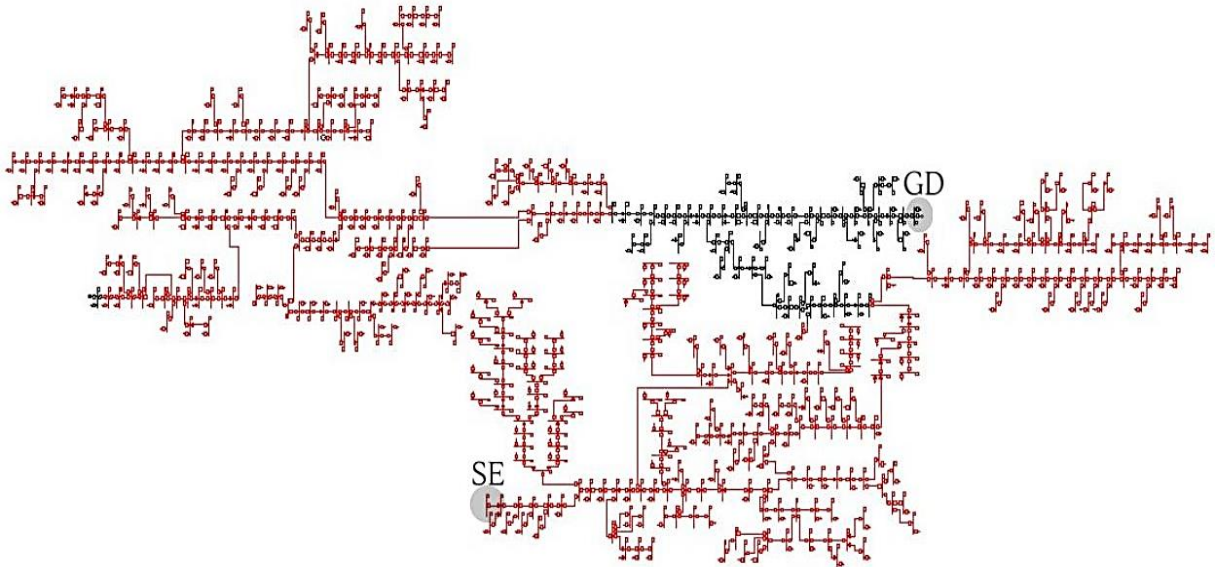


Figura 42 - Sistema de distribuição simulado para o ano de 2020 atendido pela GD

As barras atendidas pela GD (cor preta) são mostradas com maior detalhe na Figura 43. Nessa mesma figura é destacado em azul os pontos onde poderiam ser instalados duas chaves de manobra NF (normalmente fechada) na rede de distribuição, pois este é o limite de capacidade de atendimento de carga da GD. Assim em caso de falha na rede de distribuição normalmente atendida pela SE, os trechos de barras em preto poderiam ser atendidos pela GD, isolando-se a região, via manobra da chave.

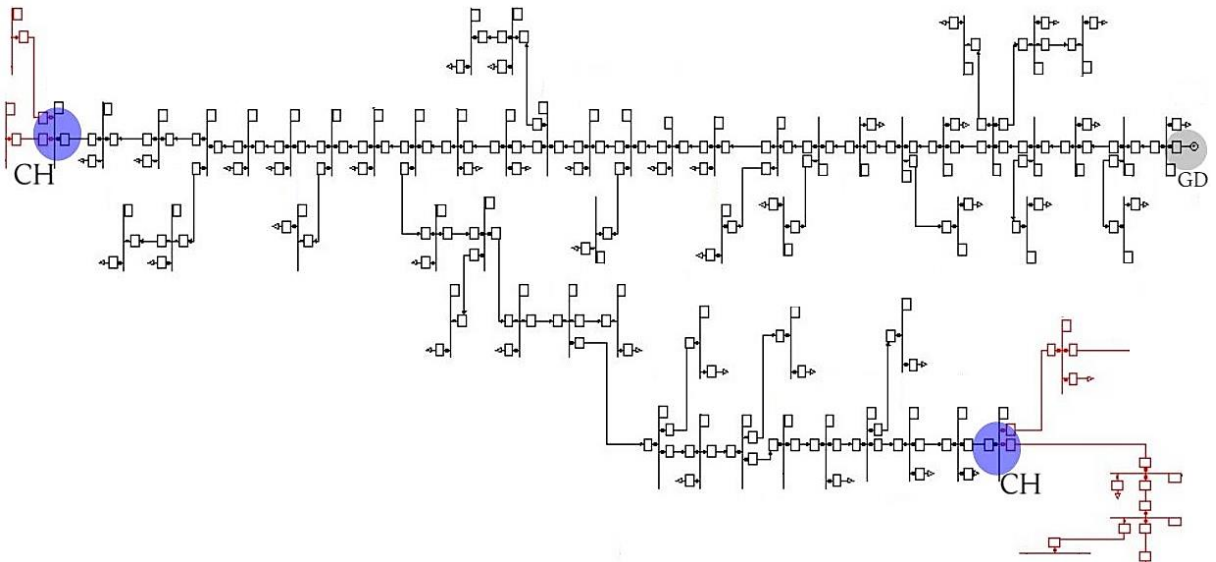


Figura 43 - Detalhe do sistema de distribuição simulado para o ano de 2020 atendido pela GD

Com base no estudo de caso, verificou-se que a GD se mostrou apta para atender o trecho destacado em preto na Figura 43, caso ele fique isolado. Esta possibilidade, apesar de ter um custo inicial de instalação de chaves de manobra, garante maior confiabilidade da rede de distribuição local e ganho nos indicadores

técnicos, já que o tempo de restabelecimento, em caso de falha de alimentação do alimentador, pode ser imediato por manobra de chaves via centro de operação da distribuidora.

Na Figura 44, é apresentado o detalhe de geração da microturbina, onde se verifica que foram gerados 0,710 MW de potência ativa e fornecidos 0,3 MVar de potência reativa, valores abaixo da nominal do gerador. A microturbina apresentou no sexto ano (2020) um carregamento de 86,08% da potência aparente da geração.

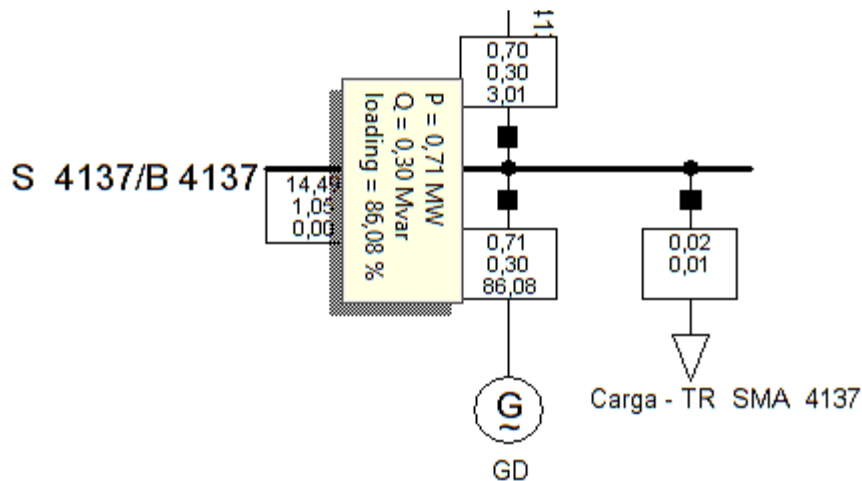


Figura 44 – Detalhe de geração

No cenário para o ano de 2020, foram atendidos 39 transformadores. Os gráficos da Figura 45 e da Figura 46 foram gerados pelo programa DlgSILENT PowerFactory® e representam, respectivamente, a potência ativa e a potência reativa nos transformadores atendidos pela GD.

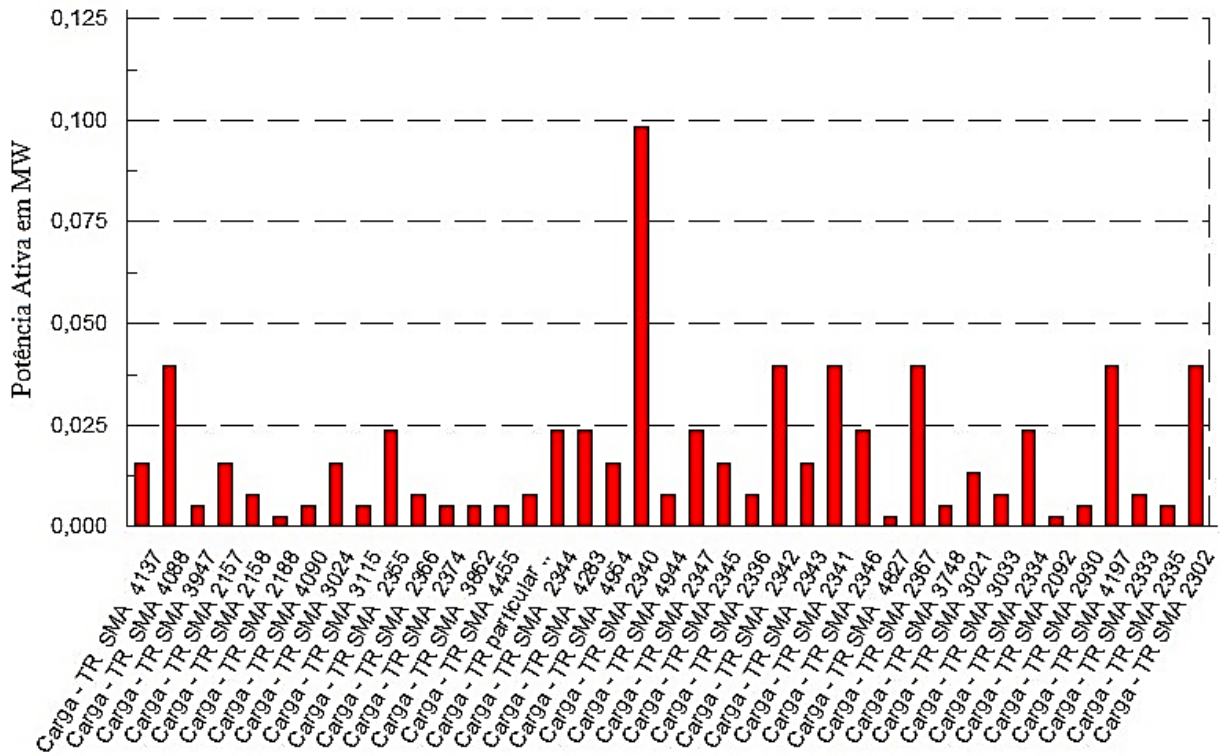


Figura 45 – Potências ativas nos transformadores atendidos pela GD em MW

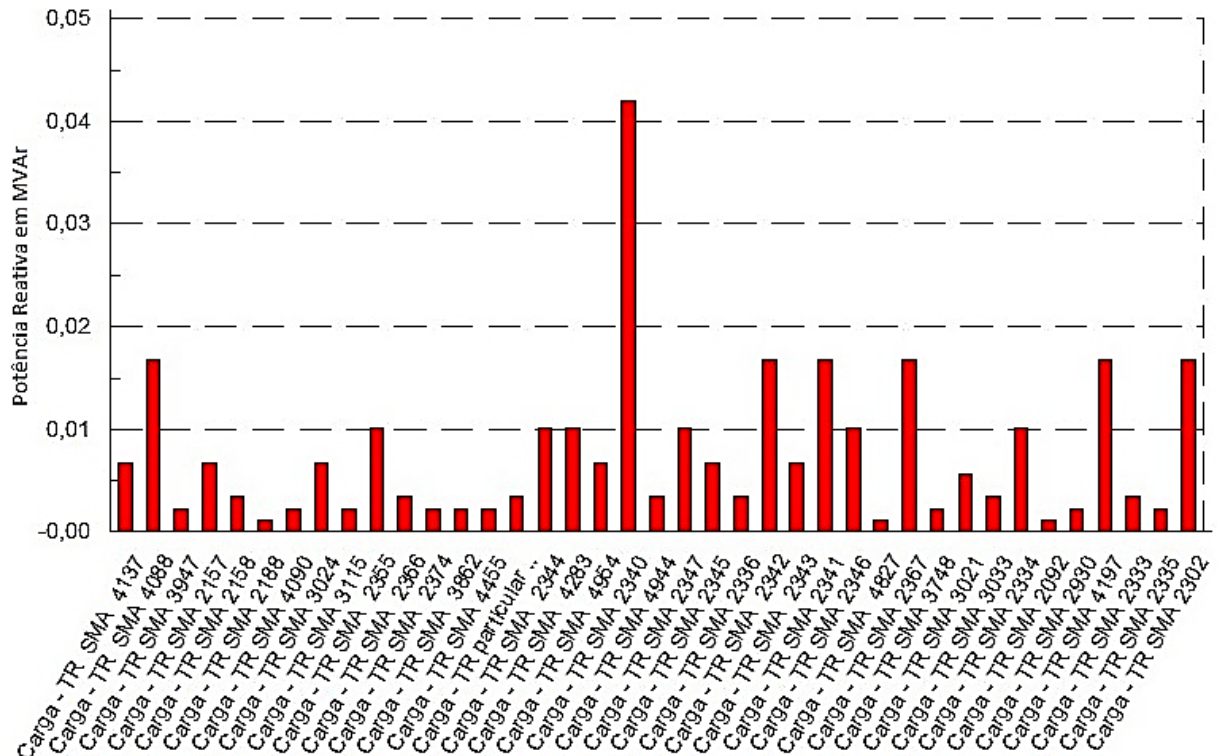


Figura 46 - Potência reativa nos transformadores atendidos pela GD em MVAR

4.1.2.2 Nível de tensão

Para avaliar as condições da tensão de alimentação foram feitas duas etapas para o estudo de caso: a primeira com somente a GD conectada e atendendo os 39 transformadores (item 4.1.2.1) e a segunda com a SE conectada e atendendo todo o alimentador. Ambas as análises consideraram fornecimento de 1,05 pu pela SE e pela GD.

Na Figura 47, é apresentado um comparativo de média tensão em pu quando os transformadores são atendidos pela GD e quando são atendidos pela SE.

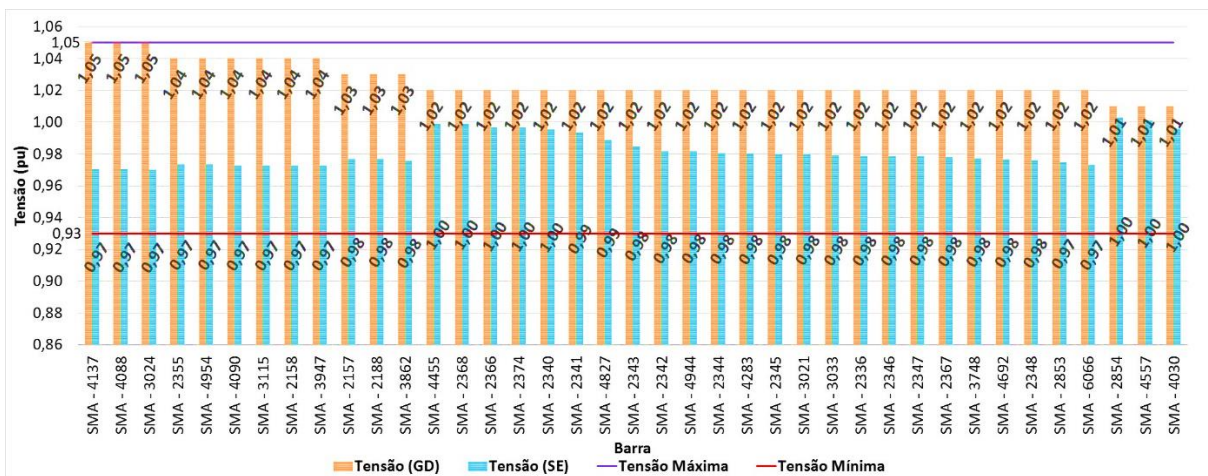


Figura 47 - Nível de tensão em pu em todas as barras ativas do sistema

De acordo com a Figura 47, verifica-se que tanto as tensões dos 39 transformadores atendidas pela GD quanto da concessionária mantiveram-se dentro da faixa adequada de 0,93 pu a 1,05 pu. Todavia, as barras atendidas pela GD apresentaram valores de tensão mais elevados pelo fato da geração estar mais próxima da carga, se compara quando atendida pela SE da concessionária.

Também foi verificado que a limitação de atendimento de mais transformadores ocorreu pela capacidade de geração da microturbina, pois não houve restrição de tensão por parte da GD. Para o cenário de 2020, verifica-se que não houve necessidade de adequação de recondutoramento do trecho simulado em função de possíveis violações de tensão quando da necessidade de conexão da GD em substituição a concessionária, pois a ela atendeu plenamente a carga atual com a estrutura de rede atual.

4.1.2.3 Perdas técnicas

Quanto às perdas técnicas, para analisar o desempenho do sistema, foram obtidos os dados das duas mesmas etapas do item (4.1.2.2), onde o próprio programa DlgSILENT PowerFactory® fornece as perdas técnicas trecho a trecho do alimentador. Nesta análise foram consideradas duas situações: toda a rede com alimentação única da SE; os trechos dos 39 TRS atendidos pela GD e o restante do alimentador atendido pela SE.

Com os resultados das análises foi possível elaborar o comparativo de desempenho. As perdas técnicas de partes dos trechos atendidos pela GD são apresentadas na Figura 48.

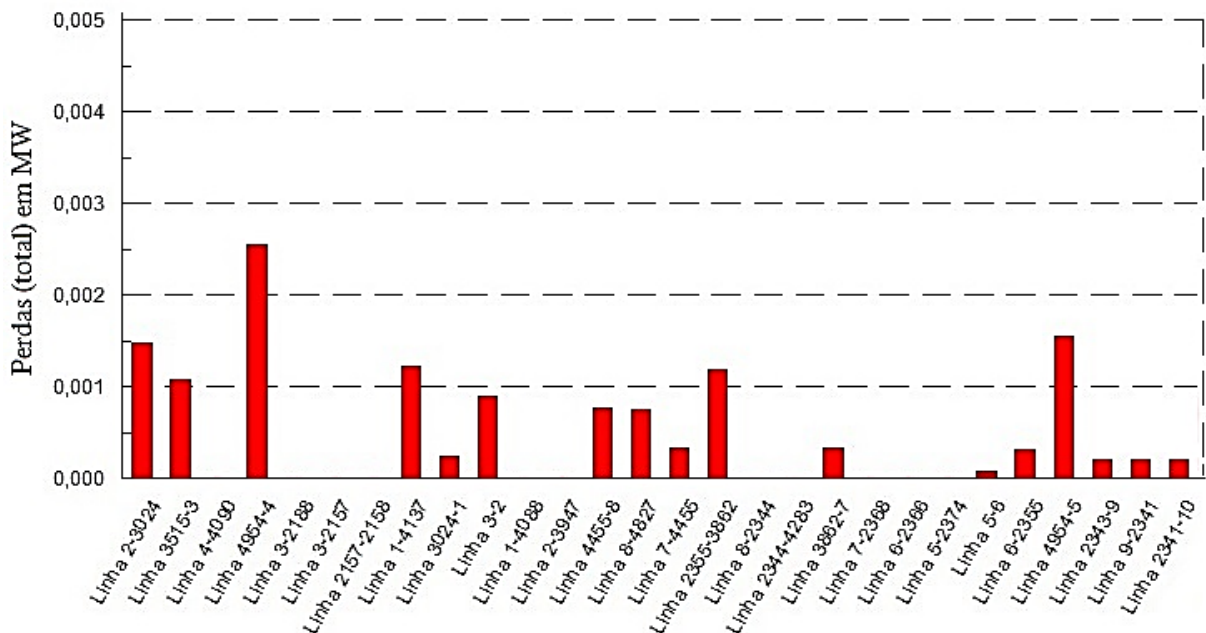


Figura 48 – Perdas técnicas de partes dos trechos atendidos pela GD em MW

A Figura 48 é um demonstrativo das perdas apresentadas em cada trecho do sistema simulado e seus dados serviram de base para o comparativo apresentado a seguir. A Tabela 17 apresenta o comparativo de perdas técnicas com e GD.

Tabela 17 - Comparativo de perdas técnicas com e sem GD

Dados obtidos para o Ano de 2020	
Perda técnica em todo alimentador com SE	382,29 kW
Perda técnica em todo alimentador com SE	5,49%
Perda técnica somente no trecho de 39 TRS com SE	53,15 kW
Perda técnica somente no trecho de 39 TRS com GD	14,10 kW
Ganho em redução de perda técnica somente no trecho de 39 TRS	39,05 kW
Nova perda técnica em todo alimentador (SE e GD)	4,92%

Conforme a Tabela 17, com a GD conectada na rede de distribuição o alimentador teve uma redução de 0,57% de perdas, representando uma redução de 39,05 kW. O resultado demonstra que como a microturbina está mais próxima do centro de carga dos 39 transformadores, as perdas de transporte da energia são menores.

A redução de 0,57% das perdas técnicas do alimentador também representa um impacto financeiro positivo para a concessionária de energia, já que propicia a diminuição dos gastos com a compra de energia elétrica no mercado de comercialização de energia. A valorização das perdas técnicas com e sem GD é apresentado na Tabela 18.

Tabela 18 - Valorização dos custos de perdas técnicas com e sem GD para o ano de 2020

Perdas Técnicas	KW	(kW.h/ano)	Custo²²
Em todo alimentador com SE	382,29	3348860,40	R\$ 1.864.421,10
Em todo alimentador com SE e GD	343,24	3006782,40	R\$ 1.673.974,99
Redução	39,05	342078,00	R\$ 190.446,11

Com base na Tabela 18, observa-se que a concessionária de energia reduz o custo das perdas técnicas de energia elétrica em R\$ 190.446,11 quando há atendimento em conjunto de todo o alimentador pela SE e pela GD, se comparado com o atendimento de todo o alimentador somente pela SE.

4.1.3 Cenário para ano de 2025

Conforme Figura 17 (item 3.2), no décimo ano, o aterro tem capacidade de disponibilizar biogás para geração de 1149 kW, sendo assim foram utilizados seis módulos de microturbina com potência de 200 kW totalizando uma potência nominal ativa de 1200 kW.

4.1.3.1 Capacidade de atendimento de cargas

Com o sistema modelado e conectando-se somente a microturbina, limitada a 1.149 kW, para atendimento de todo o alimentador e desconectando-se a SE, simulou-se o fluxo de potência que pode ser visto na Figura 49. As barras na cor preta foram

²² Para o cálculo do custo das perdas técnicas, considerou-se o valor da tarifa de 0,556733 R\$/kWh cobrada aos consumidores da concessionária AES SUL, em setembro de 2015. Disponível em www.aessul.com.br

supridas pela GD e as barras em cor vermelha estão sem fornecimento de energia elétrica devido a limitação de potência do gerador.

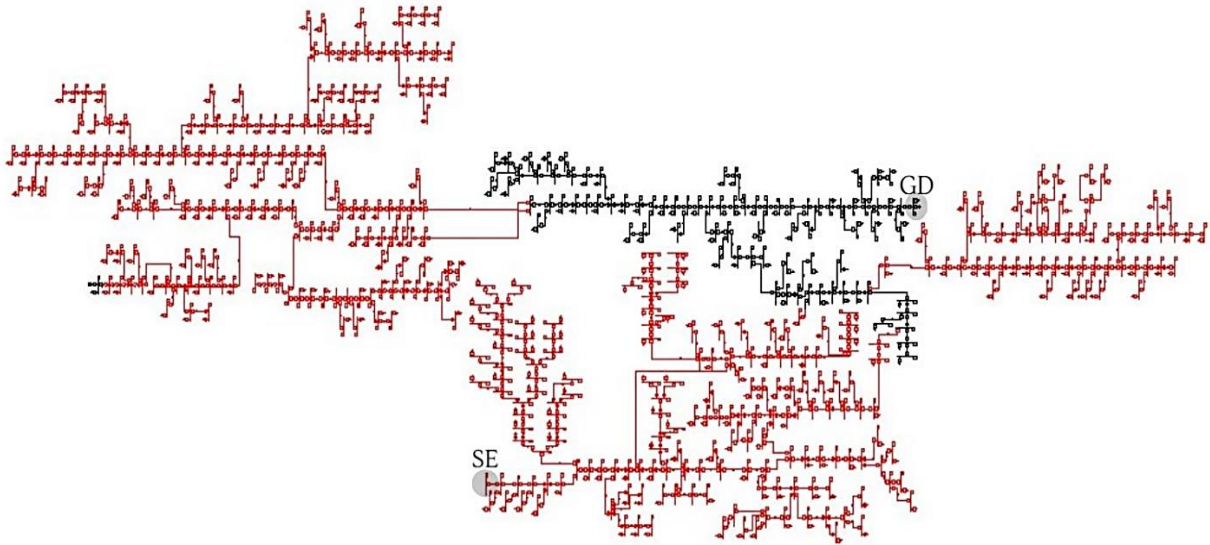


Figura 49 - Sistema de distribuição simulado para o ano de 2025 atendido pela GD

As barras atendidas pela GD (cor preta) são mostradas com maior detalhe na Figura 50. Nessa mesma figura é destacado em azul os pontos onde poderiam ser instalados três chaves de manobra NF (normalmente fechada) na rede de distribuição, pois este é o limite de capacidade de atendimento de carga da GD. Assim em caso de falha na rede de distribuição normalmente atendida pela SE, os trechos de barras em preto poderiam ser atendidos pela GD, isolando-se a região, via manobra da chave.

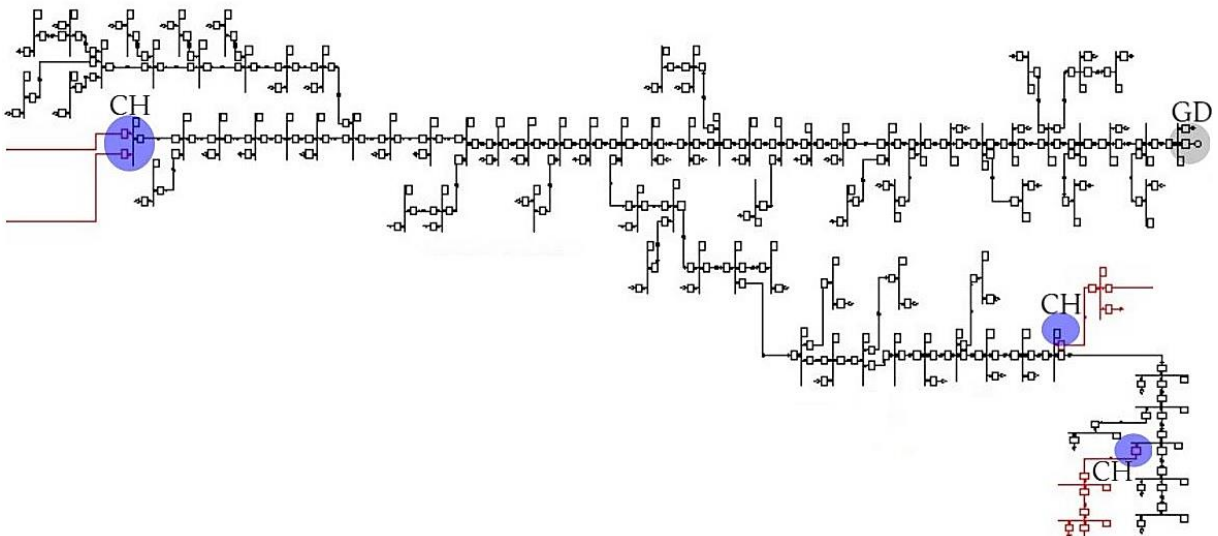


Figura 50 - Detalhe do sistema de distribuição simulado para o ano de 2025 atendido pela GD

Com base no estudo de caso, verificou-se que a GD se mostrou apta para atender o trecho destacado em preto na Figura 50, caso ele fique isolado. Esta

possibilidade, apesar de ter um custo inicial de instalação de chaves de manobra, garante maior confiabilidade da rede de distribuição local e ganho nos indicadores técnicos, já que o tempo de restabelecimento, em caso de falha de alimentação do alimentador, pode ser imediato por manobra de chaves via centro de operação da distribuidora.

Na Figura 51, é apresentado o detalhe de geração da microturbina, onde se verifica que foram gerados 1,100 MW de potência ativa e fornecidos 0,47 MVar de potência reativa, valores abaixo da nominal do gerador. A microturbina apresentou no sexto ano (2025) um carregamento de 83,53% da potência aparente da geração.

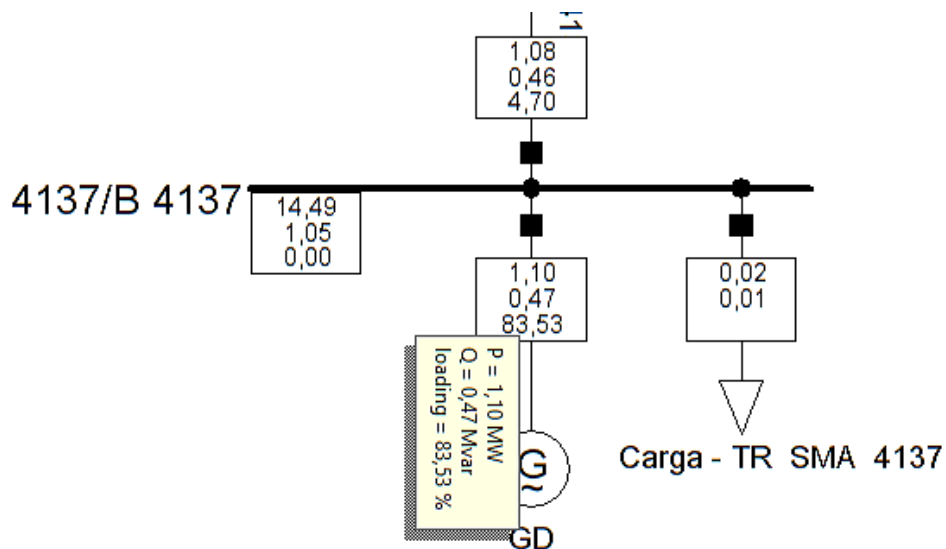


Figura 51 - Detalhe de geração

Neste cenário, foram atendidos 56 transformadores. A Figura 52 e a Figura 53 foram gerados pelo programa DigSILENT PowerFactory® e representam, respectivamente, a potência ativa e a potência reativa em parte dos transformadores atendidos pela GD.

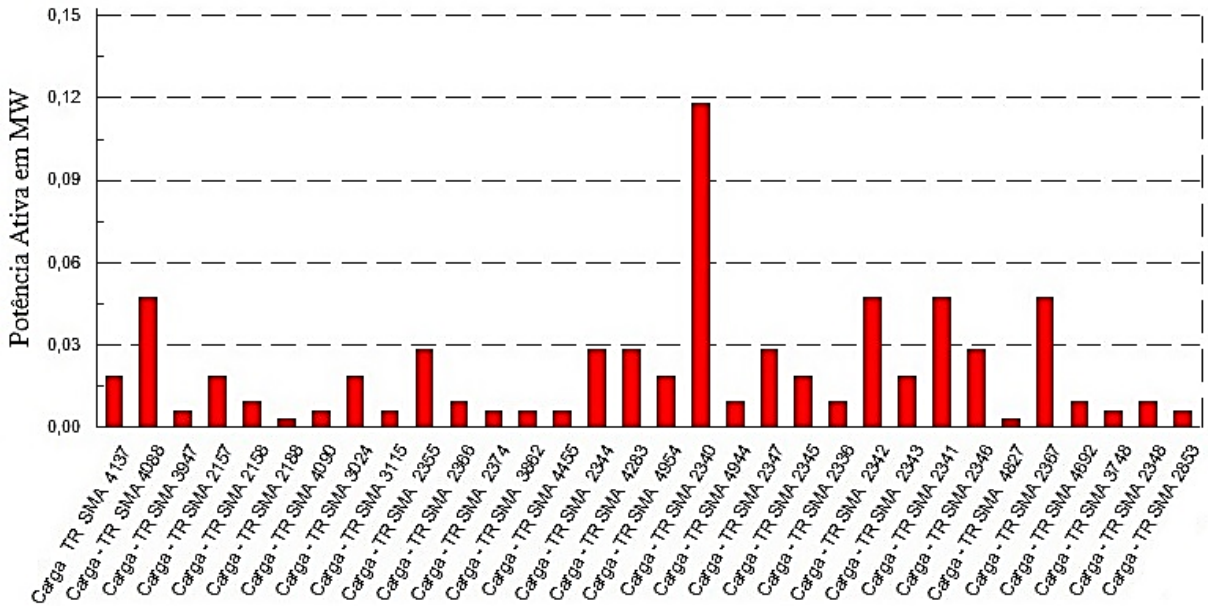


Figura 52 – Potência ativa em parte dos transformadores atendidos pela GD em MW

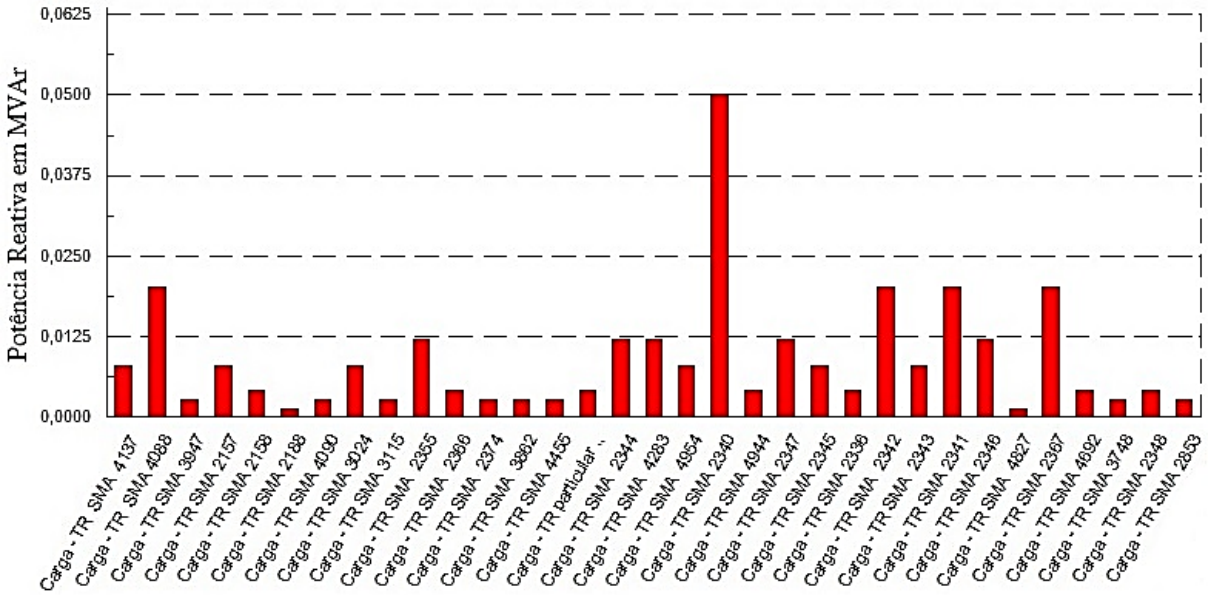


Figura 53 - Potência reativa em partes dos transformadores atendidos pela GD em MVar

4.1.3.2 Nível de tensão

Para avaliar as condições da tensão de alimentação foram feitas duas etapas para o estudo de caso: a primeira com somente a GD conectada e atendendo os 56 transformadores (item 4.1.3.1) e a segunda com a SE conectada e atendendo todo o alimentador. Ambas as análises consideraram fornecimento de 1,05 pu pela SE e pela GD.

Na Figura 54, é apresentado um comparativo de média tensão em pu quando os transformadores são atendidos pela GD e quando são atendidos pela SE.

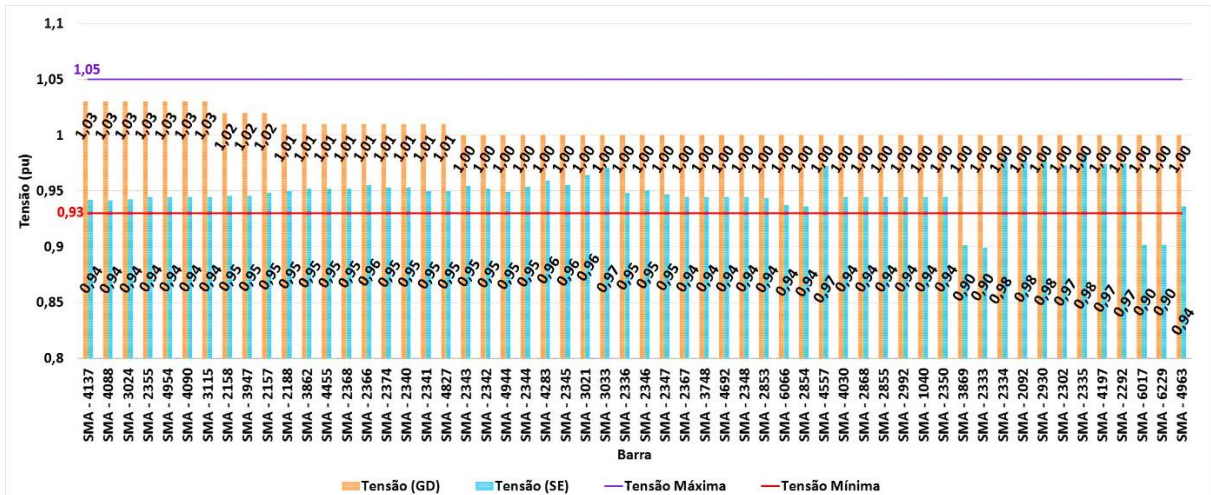


Figura 54 – Níveis de tensão em pu de todas a barras ativas do sistema

De acordo com a Figura 54, verifica-se que as tensões dos 56 transformadores atendidas pela GD se mantiveram dentro da faixa adequada de 0,93 pu a 1,05 pu. Já para o atendimento dos mesmos transformadores com a SE, se não for feita nenhuma obra de recondução ou alteração de topologia da rede de distribuição atual, alguns transformadores ficarão com tensão abaixo da faixa adequada, ou seja, inferior a 0,93 pu. A maior queda de tensão fornecida pela SE deve-se ao maior distanciamento geográfico da carga, se comparada à GD e também pelo fato da SE estar atendendo todo alimentador, inclusive o centro de carga, onde os carregamentos dos TR's são maiores a por consequência as quedas de tensão também, isso acaba refletindo para o restante do alimentador.

Também foi verificado que a limitação de atendimento de mais transformadores ocorreu pela capacidade de geração da microturbina, pois não houve restrição de tensão por parte da GD. Ainda com os resultados de tensão obtidos, conclui-se que para a SE há necessidade de reconfiguração do sistema elétrico atual, para garantir o atendimento dos 56 transformadores com tensão adequada. Além disso, no caso hipotético de transferência de alimentação permanente destes transformadores para a GD, a estrutura atual do alimentador atenderia o critério de tensão.

4.1.3.3 Perdas técnicas

Quanto às perdas técnicas, para analisar o desempenho do sistema, foram obtidos os dados das duas mesmas etapas do item (4.1.3.2), onde o próprio programa DlgSILENT PowerFactory® fornece as perdas técnicas trecho a trecho do alimentador. Nesta análise foram consideradas duas situações: toda a rede com

alimentação única da SE; os trechos dos 56 TRS atendidos pela GD e o restante do alimentador atendido pela SE.

Com os resultados das análises foi possível elaborar o comparativo de desempenho. As perdas técnicas de partes dos trechos atendidos pela GD são apresentadas na Figura 55.

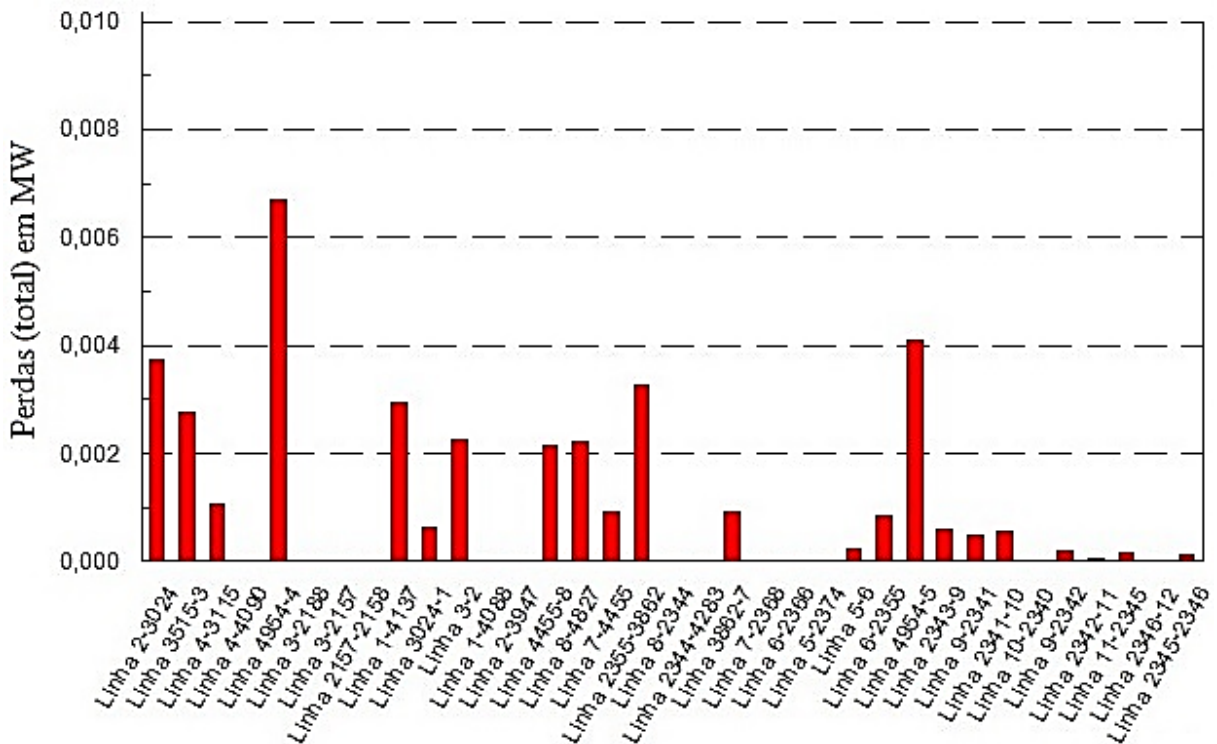


Figura 55 – Perdas nos trechos atendido pela GD em MW

A Figura 55 é um demonstrativo das perdas apresentadas em cada trecho do sistema simulado e seus dados serviram de base para o comparativo apresentado a seguir. A Tabela 19 apresenta o comparativo de perdas técnicas com e sem GD.

Tabela 19 - Comparativo de perdas técnicas com e sem GD

Dados obtidos para o Ano de 2025	
Perda técnica em todo alimentador com SE	544,11 kW
Perda técnica em todo alimentador com SE	6,54%
Perda técnica somente no trecho de 56 TRS com SE	73,63 kW
Perda técnica somente no trecho de 56 TRS com GD	37,22 kW
Ganho em redução de perda técnica somente no trecho de 56 TRS	36,41 kW
Nova perda técnica em todo alimentador (SE e GD)	6,11%

Conforme a Tabela 19, com a GD conectada na rede de distribuição o alimentador teve uma redução de 0,43% de perdas, representando uma redução de 36,41 kW. O resultado demonstra que como a microturbina está mais próxima do

centro de carga dos 56 transformadores, as perdas de transporte da energia são menores.

A redução de 0,43% das perdas técnicas do alimentador também representa um impacto financeiro positivo para a concessionária de energia, já que propicia a diminuição dos gastos com a compra de energia elétrica no mercado de comercialização de energia. A valorização das perdas técnicas com e sem GD é apresentado na Tabela 20.

Tabela 20 - Valorização dos custos de perdas técnicas com e sem GD para o ano de 2025

Perdas Técnicas	KW	(kW.h/ano)	Custo²³
Em todo alimentador com SE	544,11	4766403,60	R\$ 2.653.614,18
Em todo alimentador com SE e GD	507,7	4447452,00	R\$ 2.476.043,29
Redução	36,41	318951,60	R\$ 177.570,88

Com base na Tabela 20, observa-se que a concessionária de energia reduz o custo das perdas técnicas de energia elétrica em R\$ 177.570,88 quando há atendimento em conjunto de todo o alimentador pela SE e pela GD, se comparado com o atendimento de todo o alimentador somente pela SE.

4.1.4 Cenário para ano de 2035

Conforme Figura 17 (item 3.2), no vigésimo ano o aterro tem capacidade de disponibilizar biogás para geração de 1.753 kW, sendo assim foram utilizados nove módulos de microturbina com potência de 200 kW totalizando uma potência nominal ativa de 1.800 kW.

4.1.4.1 Capacidade de atendimento de cargas

Com o sistema modelado e conectando-se somente a microturbina, limitada a 1.753 kW, para atendimento de todo o alimentador e desconectando-se a SE, simulou-se o fluxo de potência que pode ser visto na Figura 56. As barras na cor preta foram supridas pela GD e as barras em cor vermelha estão sem fornecimento de energia elétrica devido a limitação de potência do gerador.

²³ Para o cálculo do custo das perdas técnicas, considerou-se o valor da tarifa de 0,556733 R\$/kWh cobrada aos consumidores da concessionária AES SUL, em setembro de 2015. Disponível em www.aessul.com.br

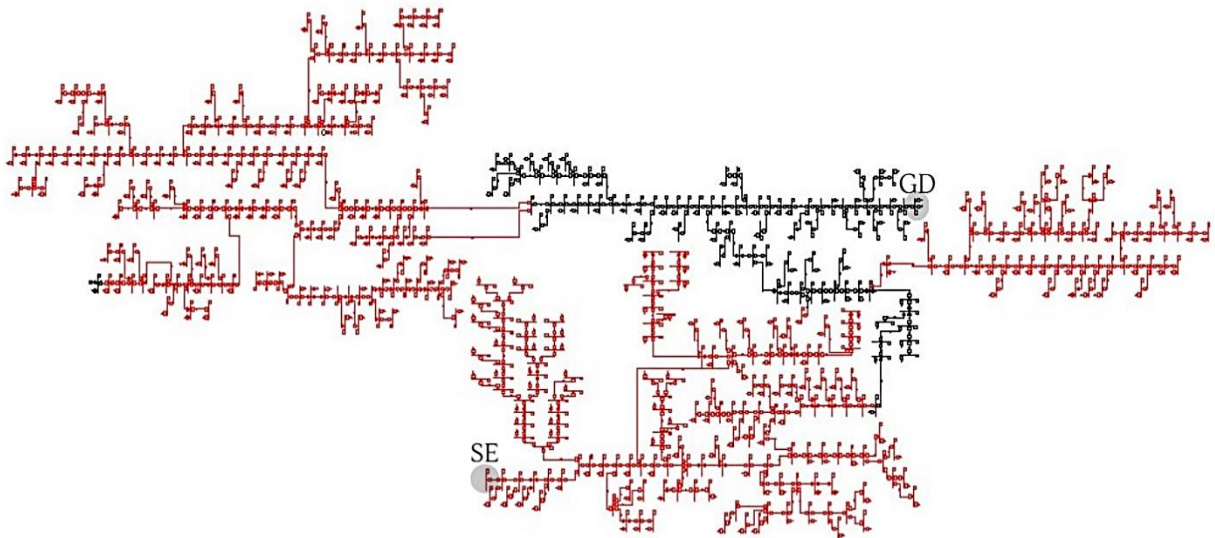


Figura 56 - Sistema de distribuição simulado para o ano de 2035 atendido pela GD

As barras atendidas pela GD (cor preta) são mostradas com maior detalhe na Figura 57. Nessa mesma figura é destacado em azul os pontos onde poderiam ser instalados três chaves de manobra NF (normalmente fechada) na rede de distribuição, pois este é o limite de capacidade de atendimento de carga da GD. Assim em caso de falha na rede de distribuição normalmente atendida pela SE, os trechos de barras em preto poderiam ser atendidos pela GD, isolando-se a região, via manobra da chave.

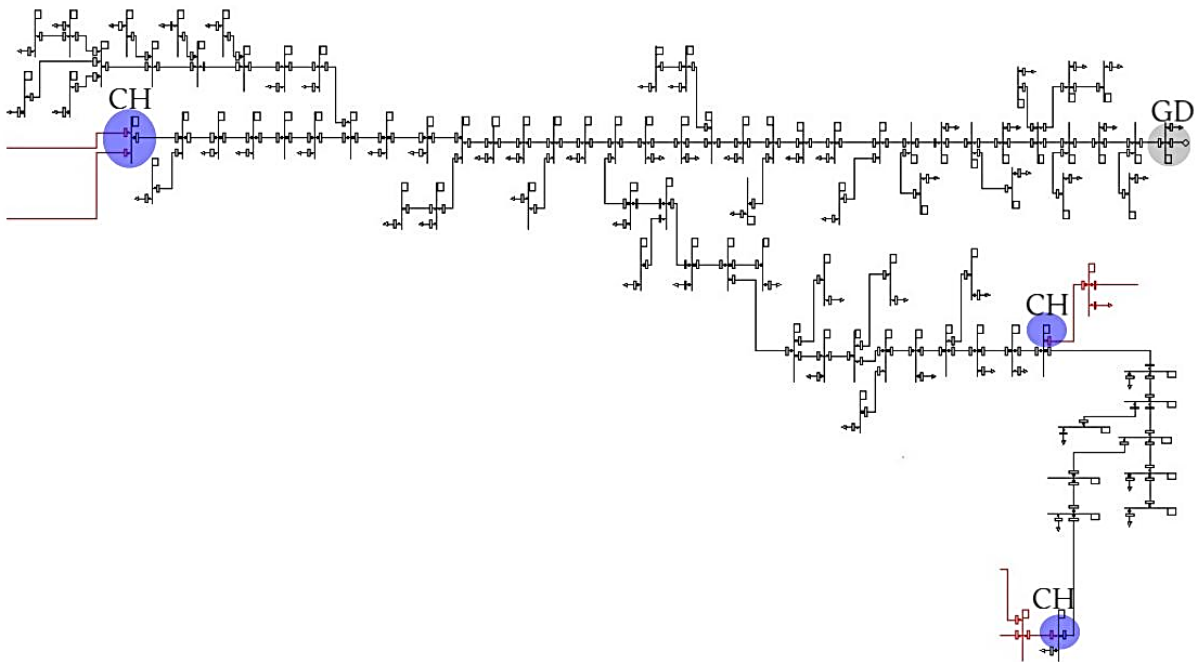


Figura 57 - Detalhe do sistema de distribuição simulado para o ano de 2035 atendido pela GD

Com base no estudo de caso, verificou-se que a GD se mostrou apta para atender o trecho destacado em preto na Figura 57, caso ele fique isolado. Esta

possibilidade, apesar de ter um custo inicial de instalação de chaves de manobra, garante maior confiabilidade da rede de distribuição local e ganho nos indicadores técnicos, já que o tempo de restabelecimento, em caso de falha de alimentação do alimentador, pode ser imediato por manobra de chaves via centro de operação da distribuidora.

Na Figura 58, é apresentado o detalhe de geração da microturbina, onde se verifica que foram gerados 1,70 MW de potência ativa e fornecidos 0,37 MVar de potência reativa, valores abaixo da nominal do gerador. A microturbina apresentou no sexto ano (2025) um carregamento de 84,35% da potência aparente da geração.

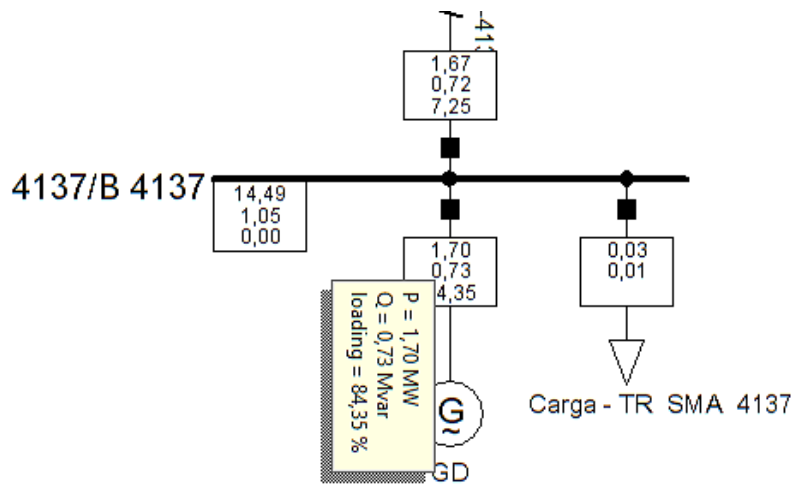


Figura 58 – Detalhes de Geração

Neste cenário, foram atendidos 58 transformadores. As Figuras 59 e Figura 60 foram gerados pelo programa DlgSILENT PowerFactory® e representam, respectivamente, a potência ativa e a potência reativa em parte dos transformadores atendidos pela GD.

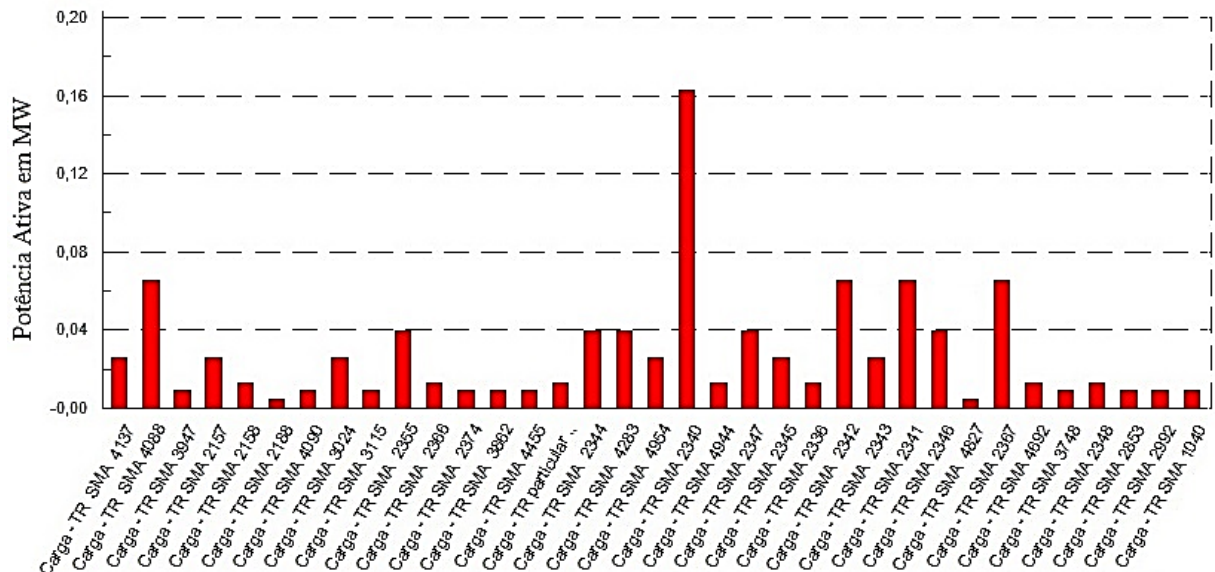


Figura 59 – Potência ativa nos transformadores atendidos pela GD em MW

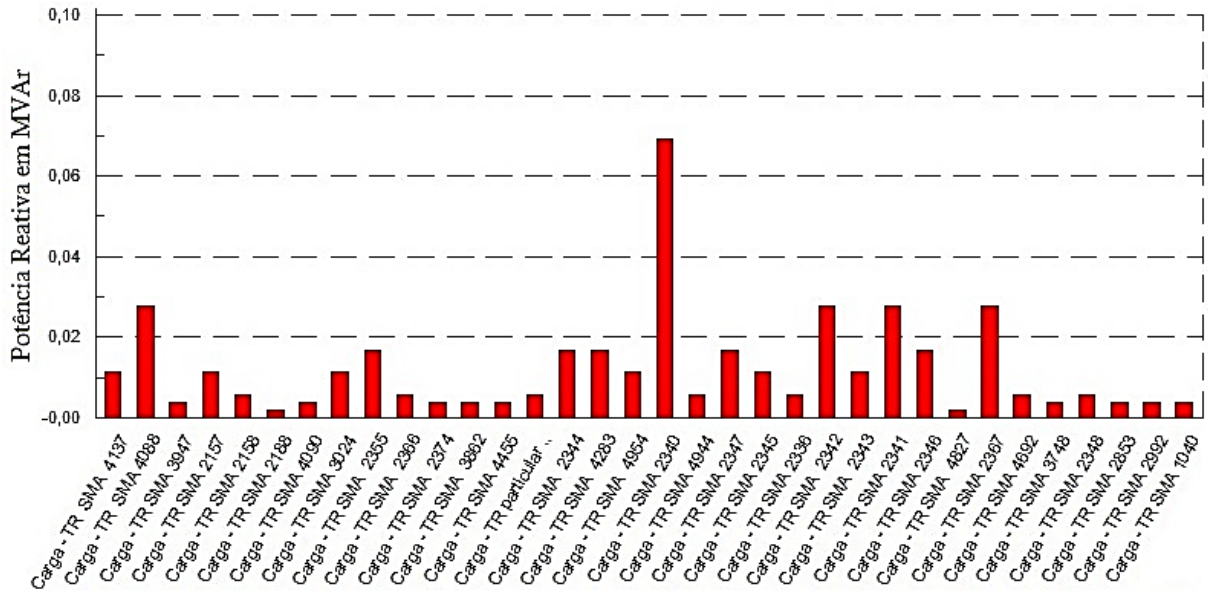


Figura 60 - Potência reativa nos transformadores atendidos pela GD em MVar

Percebe-se que em 2035, a GD atendeu apenas duas cargas a mais em relação ao período anterior, isso ocorreu porque o aumento da demanda para este ano foi maior que a disponibilidade de potência da microturbina, mesmo sendo este o período em que o aterro terá maior capacidade de disponibilizar biogás.

4.1.4.2 Nível de tensão

Para avaliar as condições da tensão de alimentação foram feitas duas etapas para o estudo de caso: a primeira com somente a GD conectada e atendendo os 58 transformadores (item 4.1.4.1) e a segunda com a SE conectada e atendendo todo o alimentador. Ambas as análises consideraram fornecimento de 1,05 pu pela SE e pela GD.

Na Figura 61, é apresentado um comparativo de média tensão em pu quando os transformadores são atendidos pela GD e quando são atendidos pela SE.

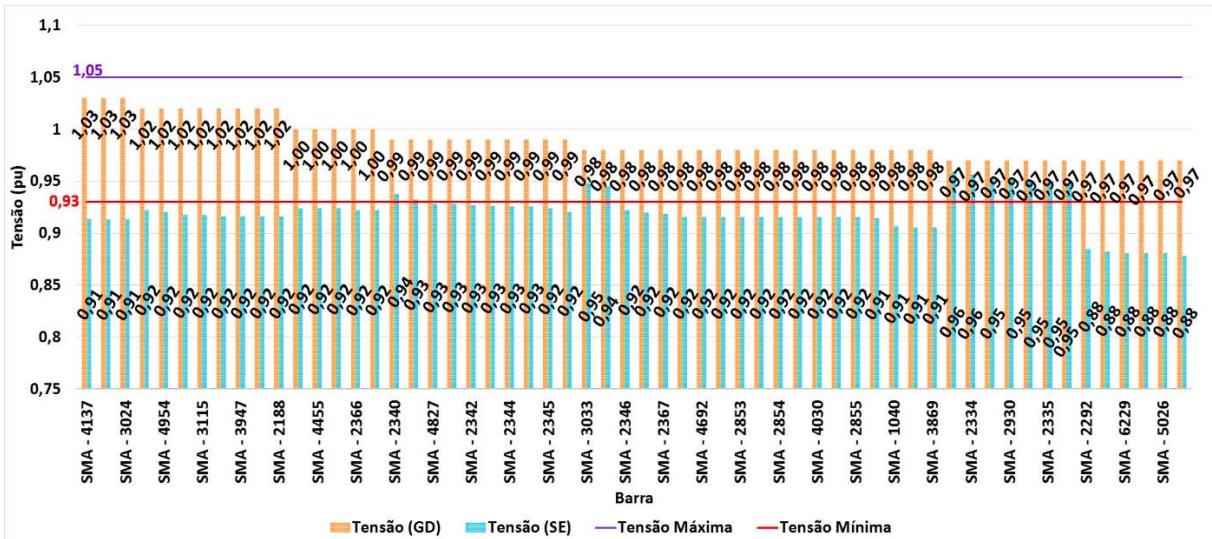


Figura 61 - Nível de tensão em pu nos transformadores ativos do sistema

De acordo com a Figura 61, verifica-se que semelhantemente ocorrido no cenário de 2025 e no cenário de 2035, as tensões dos 58 transformadores atendidas pela GD se mantiveram dentro da faixa adequada de 0,93 pu a 1,05 pu. Já para o atendimento dos mesmos transformadores com a SE, se não for feita nenhuma obra de recondução ou alteração de topologia da rede de distribuição atual, a maioria dos transformadores ficarão com tensão abaixo da faixa adequada, ou seja, inferior a 0,93 pu.

Também foi verificado que a limitação de atendimento de mais transformadores ocorreu pela capacidade de geração da microturbina, pois não houve restrição de tensão por parte da GD. Ainda com os resultados de tensão obtidos, conclui-se que para a SE há necessidade de reconfiguração do sistema elétrico atual, para garantir o atendimento dos 58 transformadores com tensão adequada. Além disso, no caso hipotético de transferência de alimentação permanente destes transformadores para a GD, a estrutura atual do alimentador atenderia o critério de tensão.

4.1.4.3 Perdas técnicas

Quanto às perdas técnicas, para analisar o desempenho do sistema, foram obtidos os dados das duas mesmas etapas do item (4.1.4.2), onde o próprio programa DlgSILENT PowerFactory® fornece as perdas técnicas trecho a trecho do alimentador. Nesta análise foram consideradas duas situações: toda a rede com alimentação única da SE; os trechos dos 58 TRS atendidos pela GD e o restante do alimentador atendido pela SE.

Com os resultados das análises foi possível elaborar o comparativo de desempenho. As perdas técnicas de partes dos trechos atendidos pela GD são apresentadas na Figura 62.

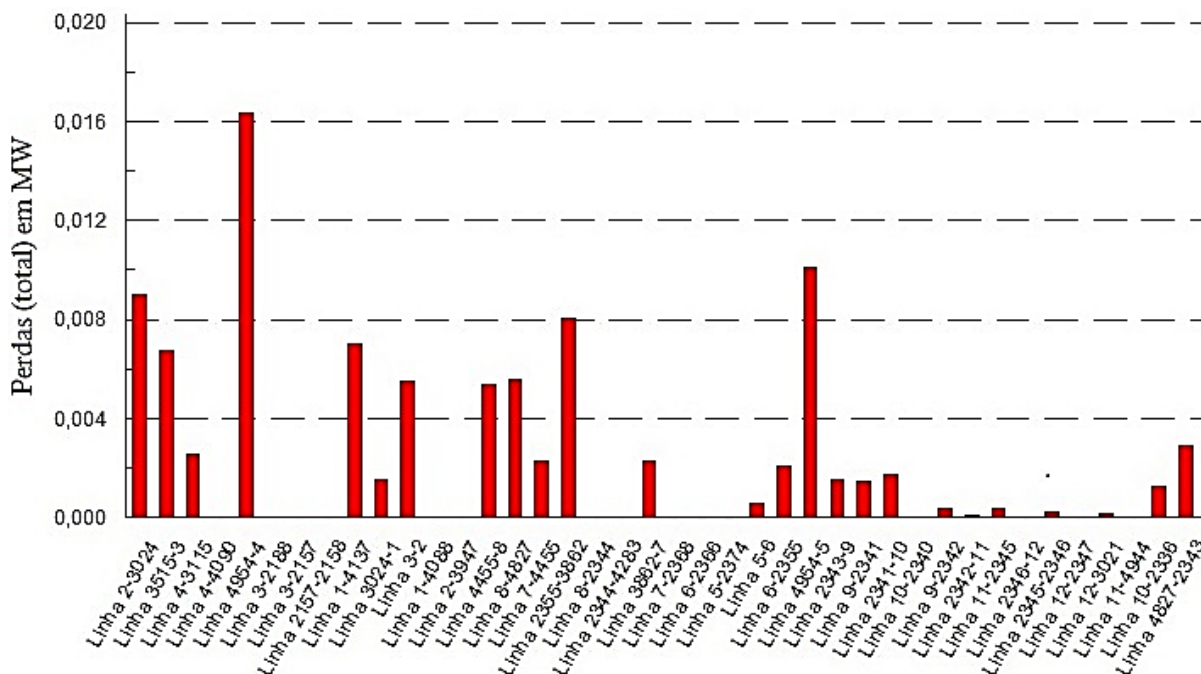


Figura 62 – Perdas nos trechos atendido pela GD em MW

A Figura 62 é um demonstrativo das perdas em cada trecho do sistema simulado e seus dados serviram de base para o comparativo apresentado a seguir. A Tabela 21 apresenta o comparativo de perdas técnicas com e sem GD.

Tabela 21 - Comparativo de perdas técnicas com e sem GD

Dados obtidos para o Ano de 2035	
Perda técnica em todo alimentador com SE	720,70 kW
Perda técnica em todo alimentador com SE	7,85%
Perda técnica somente no trecho de 58 TRS com SE	182,77 kW
Perda técnica somente no trecho de 58 TRS com GD	95,45 kW
Ganho em redução de perda técnica somente no trecho de 58 TRS	87,32 kW
Nova perda técnica em todo alimentador (SE e GD)	6,89%

Conforme a Tabela 21, com a GD conectada na rede de distribuição o alimentador teve uma redução de 0,95% de perdas, representando uma redução de 87,32 kW. O resultado demonstra que como a microturbina está mais próxima do centro de carga dos 58 transformadores, as perdas de transporte da energia são menores.

A redução de 0,95% das perdas técnicas do alimentador também representa um impacto financeiro positivo para a concessionária de energia, já que propicia a diminuição dos gastos com a compra de energia elétrica no mercado de

comercialização de energia. A valorização das perdas técnicas com e sem GD é apresentado na Tabela 22.

Tabela 22 - Valorização dos custos de perdas técnicas com e sem GD para o ano de 2035

Perdas Técnicas	KW	(kW.h/ano)	Custo²⁴
Em todo alimentador com SE	720,7	6313332,00	R\$ 3.514.840,26
Em todo alimentador com SE e GD	633,38	5548408,80	R\$ 3.088.982,28
Redução	87,32	764923,20	R\$ 425.857,99

Com base na Tabela 22, observa-se que a concessionária de energia reduz o custo das perdas técnicas de energia elétrica em R\$ 425.857,99 quando há atendimento em conjunto de todo o alimentador pela SE e pela GD, se comparado com o atendimento de todo o alimentador somente pela SE.

4.1.5 Desempenho técnico do sistema

Devido à inviabilidade de apresentar todos os cenários referentes aos 40 anos de ciclo da GD, a seguir, na Figura 63, é apresentado o gráfico da curva de geração da microturbina versus demanda das cargas atendidas, para todos os anos do estudo.

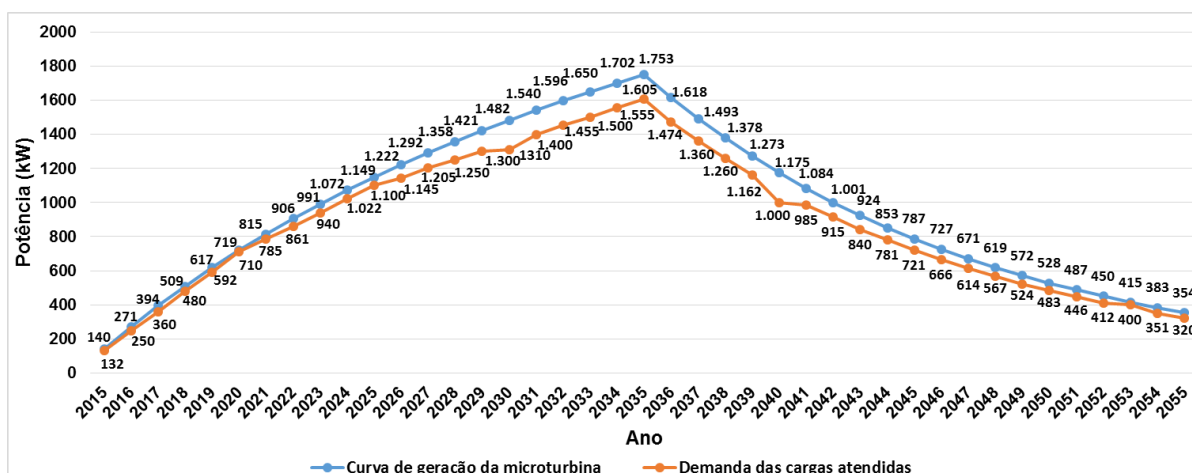


Figura 63 - Gráfico da curva de geração da microturbina versus demanda das cargas atendidas

A curva de percentual de carga atendida do AL SMA4 – 46 pela GD no decorrer dos 40 anos pode ser vista na Figura 64.

²⁴ Para o cálculo do custo das perdas técnicas, considerou-se o valor da tarifa de 0,556733 R\$/kWh cobrada aos consumidores da concessionária AES SUL, em setembro de 2015. Disponível em www.aessul.com.br

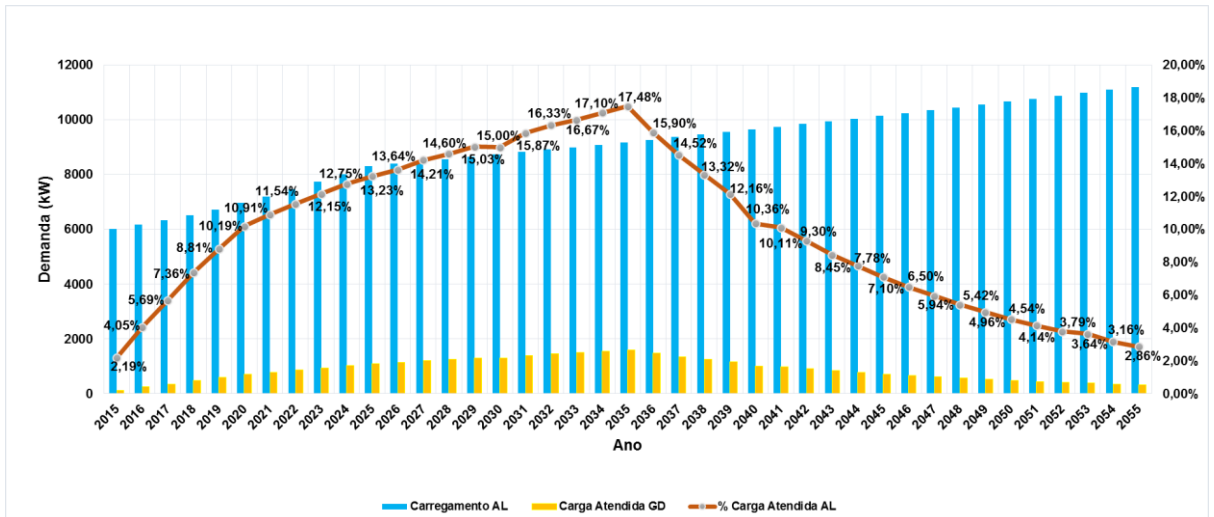


Figura 64 – Percentual de carga atendida do AL SMA4 – 46

Conforme a Figura 64, o percentual de aumento da carga atendida do alimentador apresenta uma maior elevação nos primeiros cinco anos (de 2015 a 2020), pois a taxa de crescimento do carregamento do alimentador é baixa para os primeiros anos e o aumento de disponibilidade de geração do aterro apresenta um crescimento mais acentuado. Para o período de 2020 a 2035, o percentual de aumento da carga atendida do alimentador continua crescendo, porém com menor intensidade. Já para o período de 2035 a 2055 o percentual de aumento da carga atendida do alimentador começa a decair, em função da taxa de crescimento do carregamento do alimentador mante-se crescendo e a disponibilidade de geração do aterro decrescer para o mesmo período.

Com relação aos quatro cenários apresentados (cenário para o ano de 2015, 2020, 2025 e 2035), observou-se que a microturbina atendeu os transformadores, dentro da sua capacidade de geração de energia elétrica, sem que houvesse violações de tensão, pois elas se mantiveram dentro dos limites especificados por norma. Já nos cenários de 2025 e 2035 o atendimento pela SE mostrou-se deficiente quanto à tensão, ficando, em muitos, transformadores abaixo da faixa adequada. Isso demonstra que a conexão da GD, quando adequadamente projetada, afeta de forma positiva a qualidade dos níveis de tensão da rede de distribuição que atende a região do aterro sanitário.

Quanto às perdas, plotou-se o gráfico da evolução das perdas técnicas no alimentador nos quatro cenários analisados, conforme apresentado na Figura 65.

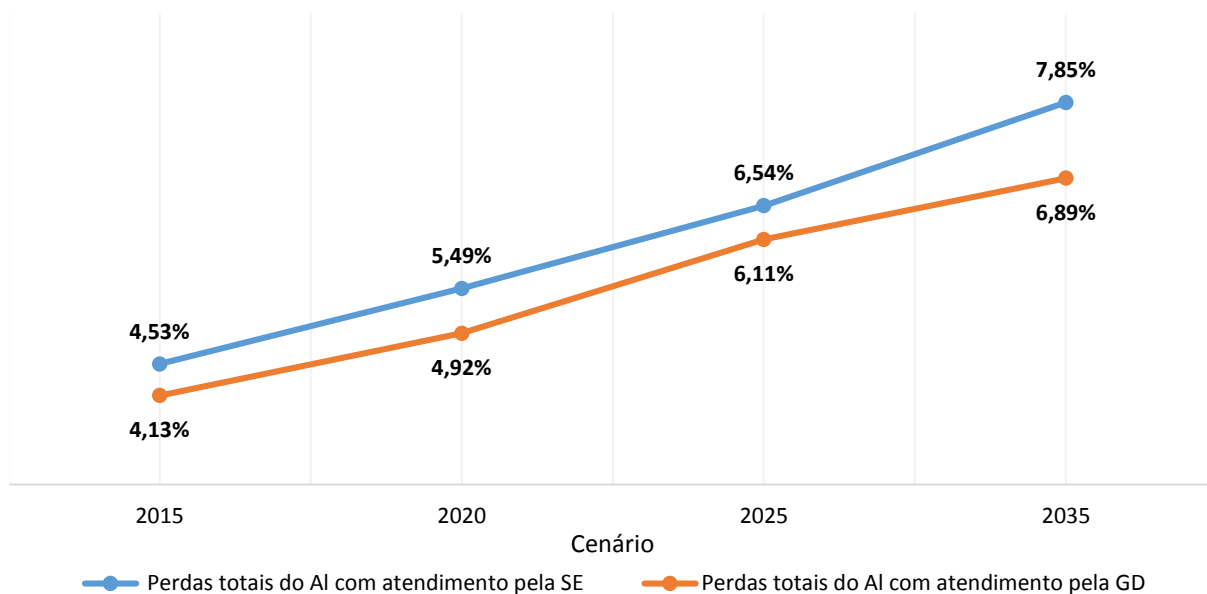


Figura 65 – Evolução das perdas técnicas nos quatro cenários analisados

A partir da Figura 65, observa-se que o percentual de redução de perdas técnicas em todo alimentador quando a rede simulada é atendida pela GD é significativo, em comparação com as perdas na rede quando atendidas somente pela SE. O principal fator relevante do resultado, deve-se a maior proximidade da GD com o centro de carga simulado, quando comparado com a SE, que apresenta um maior distanciamento para o atendimento das mesmas cargas e conseqüentemente maiores perdas de condução de corrente, já que as perdas são diretamente proporcional a resistência elétrica dos condutores.

Por fim, a microturbinas mostrou-se plenamente viável tecnicamente quanto à manutenção da tensão adequada e quanto às perdas técnicas para conexão na rede local onde o aterro se encontra instalado, possibilitando, com a instalação de algumas chaves de manobra, o atendimento temporário de cargas quando de interrupções de fornecimento pela SE SMA 4. As chaves seriam NF e quando da ocorrência de um evento onde a alimentação do alimentador fosse suspensa e o defeito não fosse no trecho a ser atendido pela GD, a microturbina poderia assumir o atendimento de uma parcela de cargas dentro dos padrões adequados, agregando em confiabilidade do sistema, melhora nos indicadores técnicos e até mesmo redução nas compensações por transgressão dos indicadores técnicos pagos pela concessionária aos seus clientes.

4.2 Análise de viabilidade econômica através da criação de cenários para estudos de caso

Para analisar o investimento, foram montados 12 cenários considerando a variação do preço da energia elétrica e do crédito de carbono ao longo dos 40 anos do estudo, tendo como referência os valores apresentados nos itens 3.6.2.1 e 3.6.2.2.

Com relação a variação histórica do R\$/MWh, no Brasil, de modo geral, nos últimos 12 anos (exceto o ano de 2015), a energia elétrica teve um reajuste médio anual de 6,5%, conforme disponível em ANEEL (2015). Já com relação ao histórico do crédito de carbono, nos últimos três anos, período recente, o valor aumentou em média 27% ao ano, valor obtido em INVESTING (2015).

De forma conservadora para análise do fluxo de caixa (demostrado no Apêndice A para um dos cenários analisados) foram criados cenários para estudos de caso com aumentos de preço de 1% a 4% ao ano nas duas receitas de forma alternada para ver a atratividade do empreendimento. Este valor conservador foi adotado, pois a projeção é de longo prazo, para 40 anos, e valores de reajustes maiores poderiam distorcer as análises. Na Tabela 23, são apresentados os 12 cenários.

Tabela 23 - Cenários considerando a variação do preço da energia elétrica (EE) e do crédito de carbono (CER)

Cenário	Crescimento ao ano Preço CER ²⁵ (R\$)	Crescimento ao ano Preço EE (R\$)	TIR %	VPL (TMA de 8%)
1	1%	1%	6,0%	-R\$ 6.465.967,97
2	2%	1%	6,6%	-R\$ 4.833.616,19
3	1%	2%	7,2%	-R\$ 3.047.495,47
4	3%	1%	7,2%	-R\$ 2.882.034,90
5	2%	2%	7,6%	-R\$ 1.417.251,03
6	3%	2%	8,1%	R\$ 534.330,26
7	1%	3%	8,3%	R\$ 1.042.273,49
8	2%	3%	8,7%	R\$ 2.672.517,93
9	3%	3%	9,1%	R\$ 4.635.060,25
10	4%	3%	9,6%	R\$ 6.974.503,48
11	3%	4%	10,1%	R\$ 9.537.648,24
12	4%	4%	10,5%	R\$ 11.877.091,47

A Figura 66 é apresenta a tendência dos 12 cenários.

²⁵ Cada tonelada de CO₂e (dióxido de carbono equivalente) reduzida ou removida da atmosfera corresponde a uma unidade denominada de Certificado de Emissão Reduzida (CER), equivalente a 1 crédito de carbono.

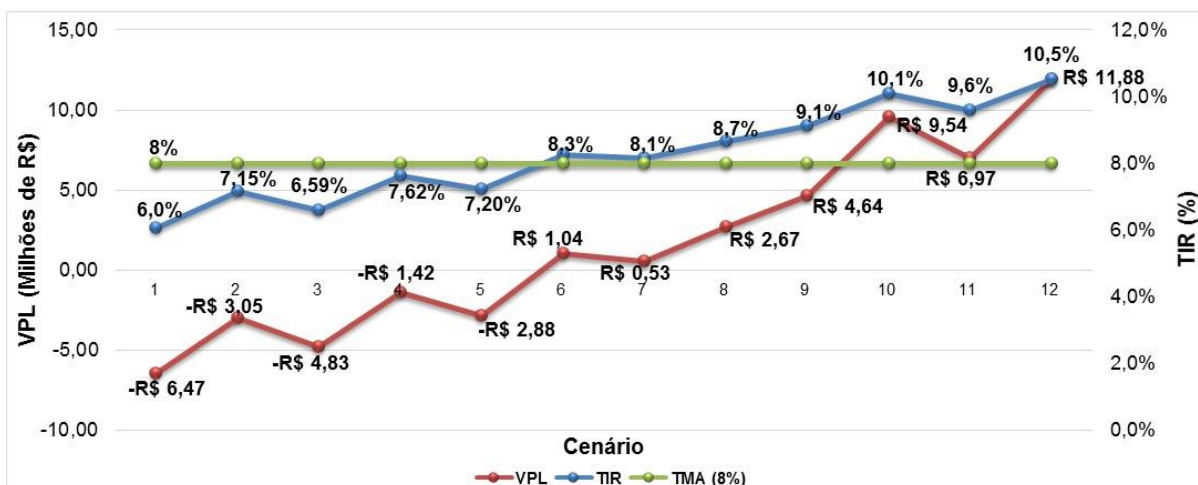


Figura 66 – Tendência dos 12 cenários

No primeiro cenário, foi considerado um aumento do valor de crédito de carbono – CER de 1% ao ano para os 40 anos, referenciados ao valor de R\$ 30,15 t CO₂eq/ano em 2015. O valor da venda de energia elétrica (EE) também foi incrementado 1% ao ano no preço de 2015, que é de R\$ 300,00/MWh. Obteve-se uma taxa interna de retorno de 6%, valor abaixo da taxa mínima de atratividade de 8%, tornando o investimento não atrativo, pois o VPL ficou negativo em R\$ 6.465.967,97. Para os outros 11 cenários, foram feitas as mesmas análises, porém para outras variações percentuais de aumento de preço da EE e CER. O resultado pode ser visto na Tabela 23 e na Figura 66.

Observa-se que, como foi estipulada taxa mínima de atratividade de 8% para os casos em que foram obtidas taxas internas de retorno igual ou acima de 8%, o investimento tornou-se rentável, já que o valor presente líquido foi positivo. Portanto, a combinação mínima de crescimento ao ano dos preços de CER em 3% e EE em 2% ou CER em 1% e EE em 3% garantem que o investimento seja economicamente atrativo. Os cenários 6 a 12 mostraram resultados positivos. Crescimentos de reajustes acima de 4% tornam o investimento com elevado retorno financeiro.

Além do CER e EE, outro elemento extremamente sensível para análise de viabilidade é o preço inicial do R\$/MWh, em que variações de algumas dezenas de reais podem viabilizar ou inviabilizar o estudo. No caso de necessidade de importação de tecnologia, o fator de preço do dólar também interfere significativamente no custo inicial de implementação.

Após a análise dos cenários, observa-se que o cadastramento do estudo de caso no MDL é indispensável para a viabilização econômica do empreendimento, pois para dispensá-lo o aumento do valor da EE ao ano deveria ser de no mínimo 5% para

os próximos 40 anos, um valor um pouco abaixo da média histórica dos últimos 12 anos de 6,5%, mas considerado otimista no projeto para um ciclo de 40 anos.

Por fim, cabe ressaltar que, no estudo foi considerado como investimento inicial (soma dos gastos com a usina de geração de energia elétrica e com os gastos do sistema de coleta e captação de gás) o ápice de geração de metano, ou seja, máxima potência de geração. Na prática os investimentos iniciais seriam diluídos gradativamente nos primeiros 20 anos, acompanhando o crescimento da disponibilidade de metano do aterro. Assim, estima-se que, num cenário real, o fluxo de caixa seria mais positivo do que o apresentado.

5 CONCLUSÕES

Após concluir o percurso proposto, cumpre fazer um balanço do trabalho desenvolvido e avaliar a sua pertinência. Este estudo teve como objetivo geral analisar o impacto técnico e econômico da conexão de microturbinas no sistema de distribuição, gerando energia a partir do aproveitamento do biogás de aterros sanitários.

Para que fosse feita a análise técnica, o sistema da microturbina e o sistema de distribuição foram modelados no software DlgSILENT PowerFactory®. A estimativa de capacidade de produção de biogás do aterro foi simulada no *software* Biogás®.

Inicialmente estimou-se a produção de biogás no aterro sanitário de Santa Maria – RS. Logo, foi feita a definição da potência gerada pela microturbina, a modelagem da microturbina e, então, efetuou-se a modelagem do sistema de distribuição. Estas etapas permitiram a construção dos cenários de análise de desempenho.

Com relação ao desempenho técnico, a GD mostrou-se plenamente capaz de atender aos transformadores com tensão adequada e com perdas técnicas aceitáveis para o sistema se comparadas às tensões e perdas técnicas da rede atualmente atendidas pela SE. Com o passar dos anos, verificou-se que as quedas de tensão continuaram sendo menores no atendimento pela GD, pelo fato da mesma estar localizada mais próxima do consumo do que a SE, essa é uma das vantagens da GD. Além disso, verificou-se que, a partir do ano de 2025, a SE já não conseguiu manter a tensão em um nível adequado, diferente da GD que se mantém dentro da faixa adequada.

Observou-se redução das perdas técnicas nos trechos da rede, melhorias no perfil de tensão e maior confiabilidade no sistema, possibilitando inclusive a conexão da GD nos horários mais críticos para redução dos picos de carga da SE.

Portanto, observaram-se impactos positivos no sistema de distribuição quando a GD forneceu energia à rede, porém há necessidade de investimento em chaves de manobra para atendimento dos casos de isolamento de trecho e avanço em estudos de comportamento do sistema paralelo.

Com relação à viabilidade econômica, após a análise dos resultados do fluxo de caixa, percebeu-se que o investimento de longa duração (40 anos) se mostrou atrativo, pois os investimentos iniciais são elevados e o tempo de financiamento para

amortização da dívida deve ser longo, a fim de se obter, já nos primeiros anos, um fluxo de caixa positivo. Caso o cenário fosse de curta duração (20 anos, 10 anos, etc.), o investimento se tornaria pouco atrativo, pois as despesas iniciais seriam significativamente maiores que as receitas.

O crescimento de potência instalada aumentou significativamente o valor das receitas tanto de energia elétrica como de comercialização de créditos de carbono, portanto, quanto mais eficiente for o sistema de captação, maiores serão os rendimentos do empreendimento. Também foi possível verificar que as receitas do MDL favoreceram significativamente o estudo, sendo diretamente proporcional ao aumento de disponibilidade de metano pelo aterro ao longo dos anos. Somente valores otimistas de aumento do preço da energia elétrica podem dispensar este retorno de receita.

O fluxo de caixa mostrou-se bastante sensível às variações de preço do kWh e do valor de comercialização dos créditos de carbono, devendo esses elementos serem amplamente estudados, caso haja interesse de verificar a viabilização do empreendimento. Outros fatores como valor do dólar em possível aquisição de equipamentos importados e os valores das taxas de juros de financiamentos também foram muito relevantes no estudo.

Do ponto de vista da matriz energética, a diversificação de fontes geradas de energia é estratégica, pois possibilita a geração de energia em locais próximos aos centros de consumo e colabora com capacidade de potência instalada no país. Além disso, um estudo de geração de biogás a partir de aterros sanitários traz ganhos ambientais significativos para a comunidade local e para o meio ambiente de uma forma geral.

5.1 Principais contribuições

Atualmente, no Brasil, há uma carência de estudos que avaliem conjuntamente o impacto técnico e econômico do uso de microturbinas para geração de energia elétrica em aterros sanitários sobre os sistemas de distribuição. Nesse sentido, este trabalho realizou uma análise dos impactos no perfil de tensão, nas perdas elétricas e a capacidade de atendimento de uma microturbina através de cenários de planejamento que considerem todo o ciclo de 40 anos produção de biogás do Aterro Sanitário de Santa Maria, localizado no Rio Grande do Sul, bem como foi realizada

uma análise de viabilidade econômica da geração de energia elétrica no aterro, através da criação de cenários que contemplem a variação do preço da energia elétrica e a variação do preço do crédito de carbono ao longo dos 40 anos do estudo, para verificar a atratividade do investimento.

5.2 Sugestões para trabalhos futuros

Com relação a metodologia proposta nesta dissertação, há uma série de aspectos que poderiam ser estudados e implementados, recomenda-se alguns desses:

- realizar uma análise técnica da microturbina no sistema de distribuição para diferentes horários do dia, inclusive nos horários de menor carregamento do sistema;
- utilizar o histórico de carregamento de cada transformador da concessionária e estimar fatores de demanda individuais em cada transformador analisado;
- aprofundar o estudo de planejamento de expansão do sistema de distribuição, propondo modificações na rede no decorrer dos 40 anos de análise do estudo, com possíveis interligações com outros alimentadores, ajustes de reguladores de tensão, troca de transformadores, adição ou troca de bancos de capacitores, entre outras modificações no sistema;
- analisar o comportamento do sistema de distribuição como uma *microgrid*, considerando diferentes fontes de GD conectadas ao sistema;
- avaliar benefícios socioambientais do empreendimento, que além de reduzir a poluição local traria rentabilidade financeira à comunidade em geral.

REFERÊNCIAS

ABRELPE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE EMPRESAS DE LIMPEZA PÚBLICA E RESÍDUOS ESPECIAIS. **Panorama de resíduos sólidos no Brasil- 2010**. São Paulo: Abrelpe, 2010. Disponível em <http://www.abrelpe.org.br/Panorama/panorama2010.pdf>. Acesso em: 02 fev de 2015.

ABRELPE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE EMPRESAS DE LIMPEZA PÚBLICA E RESÍDUOS ESPECIAIS. **Panorama de resíduos sólidos no Brasil- 2013**. São Paulo: Abrelpe; 2013. Disponível em: <http://www.abrelpe.org.br/Panorama/panorama2013.pdf>. Acesso em: 16 mar. de 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL (BRASIL). **Panorama de potencial de biomassa no Brasil**. Projeto BRA/00/029- Capacitação do setor elétrico brasileiro em relação à mudança global do clima. Brasil, 1999. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res1999281.pdf>. Acesso em: 12 de jun de 2015.

DECRETO Nº 5.163 DE 30 DE JULHO DE 2004. Brasil, 2004. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM. Acesso em: 10 de ago de 2015.

_____. **Panorama de potencial de biomassa no Brasil**. Projeto BRA/00/029- Capacitação do setor elétrico brasileiro em relação à mudança global do clima. Brasília, 2002.

_____. **Resolução Normativa 433**. Relatório Técnico. Brasil, 2003. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003433.pdf>. Acesso em: 12 de jun de 2015.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica**. Relatório Técnico. Brasil, 2010.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 4 do PRODIST - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição**. Relatório técnico. Brasil, 2010.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Relatório Técnico. Relatório técnico. Brasil, 2012.

Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição. Relatório técnico. Brasil, 2015.

_____. **Resolução Normativa 482**. Relatório Técnico. Brasil, 2012. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 12 de jun de 2015.

_____. **Nota Técnica nº 086/2014-SRG-SRD/ANEEL**. Brasil, 2014. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003433.pdf>. Acesso em: 12 de jun de 2015.

_____. **Minuta de resolução de Geração Própria**. Brasil, 2015. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/012/documento/minuta_de_resolucao_geracao_propria.pdf. Acesso em: 2 jul 2015.

AGENCY FOR TOXIC SUBSTANCES AND DISEASE REGISTRY –ATSDR (EUA). **Landfill Gas Primer - An Overview for Environmental Health Professionals** – Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf>> Acesso em 29 de mar. de 2015.

AGHELI, A. et al. Reducing the impact of DG in distribution networks protection using fault current limiters. In: **Conference International On Power Engineering And Optimization**, 4., 2010, Malaysia. Proceeding. Piscataway: IEEE, 2010. p. 298 – 303.

AL-HINAI, A.; FELIACHI. A. **Dynamic Model of a Microturbine Used as a Distributed Generator**, System Theory, Proceedings of the 34th southeastern symposium, pp. 209213, 2002.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 15.849**: Resíduos sólidos urbanos – Aterros sanitários de pequeno porte – Diretrizes para localização, projeto, implantação, operação e encerramento. Rio de Janeiro: ABNT, 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf>>. Acesso em: 29 abr. de 2015.

BAGHERI, A.; MONSEF, H.; LESANI, H. **Integrated distribution network expansion planning incorporating distributed generation considering uncertainties, reliability, and operational conditions**. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061515001453> >. Acesso em: 7 out. 2014.

BARKER, P. P.; DE MELLO, R.W. **Determining the impact of distributed generation on power systems**. In.: Radial Distributed Systems. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2000.

BANCO MUNDIAL. **Estudos de pré-viabilidade. 2005**. Landfill Gas. Disponível em: http://www.bancomundial.org.ar/lfg/gas_estudios_prefac_po.htm Acesso em: 2 jul 2005.

BANCO MUNDIAL. **The World Bank handbook for the preparation of landfill gas to energy projects in Latin America and the Caribbean**. Waterloo: Ontario, 2004.

BITTENCOURT, A. A. **Proteção adaptativa de alimentadores de distribuição de energia elétrica considerando geração distribuída**. Florianópolis: UFSC, 2011. Dissertação (mestrado em Engenharia elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina, 2011.

BNDES. Banco Nacional do Desenvolvimento – **Linhas de Financiamento para Projetos Resíduos Sólidos Urbanos**. 2014. Disponível em: http://www.abrelpe.org.br/palestras_rsu/linhas_de_financiamento_para_projetos_residuos_solidos_urbanos.pdf Acesso em: 2 jul 2015.

BORGES, C.L.T.; FALCÃO, D.M. **Impact of distributed generation allocation and sizing on reliability, losses and voltage profile**, IEEE Bologna PowerTech Conference, 2003.

BORGES, C.L.T.; FALCÃO, D.M. **Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2006.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2015 – **Ano base 2014: Relatório síntese**. Rio de Janeiro: EPE, 2015.

_____. **Lei nº. 12.305, de 2 de agosto de 2010**. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12305.htm. Acesso em: 23 de mai. de 2015.

CALDON, R.; STOCCO, A.; TURRI, R. Feasibility of adaptive intentional islanding operation of electric utility systems with distributed generation. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 78, p. 2017-2023, 2018. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/ijepes>>. Acesso em: 9 out. 2013.

CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. **An approach to quantify the technical benefits of distributed generation**. IEEE Trans on Energy Conservation, v.19, n.4, p.764-773, 2004.

CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. Voltage profile improvement with distributed wind turbine generation: a case study. **Power Engineering Society General Meeting**, Miami, v. 4, p. 2331–2336, 2003.

CHOWDHURY, S. P.; CHOWDHURY, S.; CROSSLEY, P.A. Islanding protection of active distribution networks with renewable distributed generator: a comprehensive survey. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 79, p.1251-1255, 2009.

COSTA. D. M. **Aspectos técnicos e operacionais do uso de microturbinas conectadas aos sistemas elétricos para a geração distribuída de energia elétrica**. Santa Maria: UFSM, 2010. Dissertação (mestrado em Energia Elétrica). Universidade Federal de Santa Maria, 2010.

EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M.M.A. **Distributed Generation Technologies, Definitions and Benefits**. Electric Power Systems Research, v. 71, n 2, 2004.

DOYLE, M. T. Impacts of distributed generation on power system transient stability. In: **Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, International Conference On Intelligent Computation Technology And Automation**, 2002, Chicago. Proceeding Piscataway: IEEE, 2002. p. 862-867.

GONZALEZ-LONGATT, F. M. **PowerFactory Applications for Power System Analysis**. UK: Springer International Publishing Switzerland, 2014.

HAMILTON, S. L. **Microturbine Generator Handbook**. Oklahoma: Penn Well Corporation, 2003.

IVESTING – Site de investimento em créditos de carbono. Disponível em: <http://br.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data> Acesso em jul 2015.

Análise das Diversas Tecnologias de Tratamento e Disposição Final de Resíduos Sólidos Urbanos no Brasil, Europa, Estados Unidos e Japão. Grupo de resíduos Sólidos - UFPE. 2014.

LATHEEF et al. Present understanding of the impact of distributed generation on power quality. In: **Conference Power Engineering**, 2008, Australasian. Proceeding. Piscataway: IEEE, 2004. p. 1 - 6.

LE, A. D. T. et al. Control Strategy of Distributed Generation for Voltage Support in Distribution Systems. In: **Conference International On Power Electronics, Drives And Energy Systems**, 2006, New Delhi. Proceedings Piscataway: IEEE, 2006. p. 1 - 6.

LFG ENERGY PROJECT DEVELOPMENT HANDBOOK. **LFG Energy Project Development Handbook**. EUA: 2009. Disponível em: <http://www.epa.gov/lmop/publications-tools/handbook.html> Acesso em: 10 de Jul de 2015.

LORA, E. E. S.; HADDAD, J. **Geração distribuída: aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais**. Rio de Janeiro, 2006.

LUIZA, A. FERREIRA, P. AZEVEDO, L P. de. **O Aproveitamento Energético do Biogás em Aterros Sanitários: Unindo o inútil ao Sustentável**. 2006. Disponível http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/set2704.pdf. Acesso em: 8 de Jul de 2015.

MADINEHI, N. et al. Loss reduction allocation to distributed generation units in distribution systems. In: **Conference On Electrical Power Distribution Networks**, 2011. Canada. Proceedings Piscataway: IEEE, 2011. p. 1 - 5.

MOHAMAD, H.; MAZAHER KARIMI, H. M.; MOKHLIS, H.; Islanding Control Strategy for a Distribution Network. In: **International Power Engineering and Optimization Conference**, 7., 2013. Langkawi. Proceeding. Langkawi: IEEE, 2013.

OCHOA, L. F.; PADILHA, A.; HARRISON, G. P. Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 21, n. 3, p. 1452–1458, Jul. 2006.

OCHOA, L. F.; PADILHA, A.; HARRISON, G. P. Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 21, n. 3, p. 1452–1458, Jul. 2008.

ROWEN, W. I. **Simplified mathematical representations of heavy-duty gas turbines**, *Journal of engineering for power*. *Transactions ASME*, Vol 105, nº4, 1983.

SCOTT, G. W. “**Microturbine generators for distribution system**,” IEEE industry applications magazine, 1998.

RUEDA, A. C. M. **Valoração de Serviços Ancilares de Geradores Distribuídos**. 2012. 169 f. (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2012.

SOARES, C. **Microturbines**: applications for distributed energy system. Londres: Butterworth-Heinemann, 2007.

UNITED STATES ENVIRONMENT PROTECTION AGENCY (EPA). **Landfill Methane Outreach Program. EUA [s.a]**. Disponível em <http://www.epa.gov/lmop/faq/landfill-gas.html>> Acesso em: 12 abr de 2015.

VANZIN, E. **Procedimento para análise da viabilidade econômica do uso do biogás de aterros sanitários para geração de energia elétrica: aplicação no aterro Santa Tecla**. 2006. Dissertação (mestrado) - Faculdade de Engenharia e Arquitetura. Universidade de Passo Fundo, Passo Fundo, 2006.

WALLING R. A.; SAINT R.; DUGAN R. C.; BURKE J.; AND KOJOVIC L. A. **Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery System**. IEEE Trans. Power Del., vol. 23, no. 3, pp. 1636–1644, Jul. 2008.

YUAN, Y.; QIAN, K.; ZHOU, C. The effect of distributed generation on distribution system reliability. In: **Conference International Universities Power Engineering**. UK: Proceeding. Piscataway: IEEE, 2007. p. 911-916.

APÊNDICE A – FLUXO DE CAIXA

	2015	2016	2017	2018	2019
Capacidade bruta da usina MW	0,14	0,27	0,39	0,51	0,62
Taxa de venda de energia fora aterro (\$/kwh)	R\$ 0,30	R\$ 0,30	R\$ 0,31	R\$ 0,32	R\$ 0,33
Venda de energia fora do aterro (MWh/ano)	R\$ 1.226,40	R\$ 2.373,96	R\$ 3.451,44	R\$ 4.458,84	R\$ 5.404,92
Receitas de energia fora do aterro	R\$ 367.920,00	R\$ 719.309,88	R\$ 1.077.159,91	R\$ 1.433.306,16	R\$ 1.789.548,91
Redução de emissões de metano (t/ano)	291,264	563,504	819,344	1058,784	1283,792
CER das reduções de metano (t CO2eq/ano)	5825,28	11270,08	16386,88	21175,68	25675,84
Taxa de venda do CER (\$/t co2eq)	30,15	30,45	31,06	31,68	32,32
Receitas de CER (\$/ano)	R\$ 175.632,19	R\$ 343.190,84	R\$ 508.985,18	R\$ 670.882,40	R\$ 829.724,41
RECEITA TOTAL	R\$ 543.552,19	R\$ 1.062.500,72	R\$ 1.586.145,09	R\$ 2.104.188,56	R\$ 2.619.273,32
Taxa de O&M para usina (\$/kwh)	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Custo anual de O&M	R\$ 122.640,00	R\$ 237.396,00	R\$ 345.144,00	R\$ 445.884,00	R\$ 540.492,00
Custo de O&M anual (coleta e captação)	R\$ 39.556,40	R\$ 76.569,90	R\$ 111.323,02	R\$ 143.815,78	R\$ 174.330,72
Registro e monitorização	R\$ 14.180,21	R\$ 27.448,84	R\$ 39.907,17	R\$ 51.555,20	R\$ 62.494,22
Serviço de debito anual (financiamento)	R\$ -	R\$ 1.753.061,03	R\$ 1.716.673,40	R\$ 1.680.285,77	R\$ 1.643.898,14
Tributos (PIS e COFINS)	R\$ 19.839,66	R\$ 38.781,28	R\$ 57.894,30	R\$ 76.802,88	R\$ 95.603,48
Total de custos	R\$ 196.216,27	R\$ 2.133.257,04	R\$ 2.270.941,88	R\$ 2.398.343,63	R\$ 2.516.818,55
Lucro Bruto	R\$ 347.335,92	-R\$ 1.070.756,32	-R\$ 684.796,79	-R\$ 294.155,07	R\$ 102.454,77
Depreciação	R\$ -	R\$ 508.582,33	R\$ 523.839,80	R\$ 539.554,99	R\$ 555.741,64
Lucro antes do IR	R\$ 347.335,92	-R\$ 1.579.338,65	-R\$ 1.208.636,59	-R\$ 833.710,07	-R\$ 453.286,88
Imposto de renda	R\$ 62.833,98	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
CSLL	R\$ 5.655,06	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Lucro liquido	R\$ 278.846,88	-R\$ 1.579.338,65	-R\$ 1.208.636,59	-R\$ 833.710,07	-R\$ 453.286,88
Depreciação	R\$ -	R\$ 508.582,33	R\$ 523.839,80	R\$ 539.554,99	R\$ 555.741,64
Fluxo de caixa	R\$ 278.846,88	-R\$ 1.070.756,32	-R\$ 684.796,79	-R\$ 294.155,07	R\$ 102.454,77
	TMA = 8%	VPL= -R\$ 6.465.967	TIR = 6%		

Figura A1 – Fluxo de Caixa para o Cenário 1 (item 4.2; Tabela 23)

	2020	2021	2022	2023	2024
Capacidade bruta da usina MW	0,72	0,82	0,91	0,99	1,07
Taxa de venda de energia fora aterro (\$/kwh)	R\$ 0,34	R\$ 0,35	R\$ 0,36	R\$ 0,37	R\$ 0,38
Venda de energia fora do aterro (MWh/ano)	R\$ 6.298,44	R\$ 7.139,40	R\$ 7.936,56	R\$ 8.681,16	R\$ 9.390,72
Receitas de energia fora do aterro	R\$ 2.147.951,76	R\$ 2.507.785,96	R\$ 2.871.430,31	R\$ 3.235.049,74	R\$ 3.604.452,59
Redução de emissões de metano (t/ano)	1495,68	1695,104	1883,376	2061,808	2229,744
CER das reduções de metano (t CO2eq/ano)	29913,60	33902,08	37667,52	41236,16	44594,88
Taxa de venda do CER (\$/t co2eq)	32,96	33,62	34,29	34,98	35,68
Receitas de CER (\$/ano)	R\$ 986.002,60	R\$ 1.139.819,00	R\$ 1.291.744,88	R\$ 1.442.407,95	R\$ 1.591.091,16
RECEITA TOTAL	R\$ 3.133.954,36	R\$ 3.647.604,97	R\$ 4.163.175,19	R\$ 4.677.457,69	R\$ 5.195.543,76
Taxa de O&M para usina (\$/kwh)	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Custo anual de O&M	R\$ 629.844,00	R\$ 713.940,00	R\$ 793.656,00	R\$ 868.116,00	R\$ 939.072,00
Custo de O&M anual (coleta e captação)	R\$ 203.150,39	R\$ 230.274,78	R\$ 255.986,44	R\$ 280.002,83	R\$ 302.889,03
Registro e monitorização	R\$ 72.825,51	R\$ 82.549,09	R\$ 91.766,22	R\$ 100.375,64	R\$ 108.579,90
Serviço de debito anual (financiamento)	1.607.510,50	1.571.122,87	1.534.735,24	1.498.347,60	1.461.959,97
Tributos (PIS e COFINS)	R\$ 114.389,33	R\$ 133.137,58	R\$ 151.955,89	R\$ 170.727,21	R\$ 189.637,35
Total de custos	R\$ 2.627.719,73	R\$ 2.731.024,31	R\$ 2.828.099,80	R\$ 2.917.569,27	R\$ 3.002.138,25
Lucro Bruto	R\$ 506.234,63	R\$ 916.580,65	R\$ 1.335.075,39	R\$ 1.759.888,42	R\$ 2.193.405,50
Depreciação	R\$ 572.413,89	R\$ 589.586,31	R\$ 607.273,90	R\$ 625.492,12	R\$ 644.256,88
Lucro antes do IR	-R\$ 66.179,27	R\$ 326.994,34	R\$ 727.801,49	R\$ 1.134.396,30	R\$ 1.549.148,62
Imposto de renda	R\$ -	R\$ 57.748,59	R\$ 157.950,37	R\$ 259.599,08	R\$ 363.287,16
CSLL	R\$ -	R\$ 5.197,37	R\$ 14.215,53	R\$ 23.363,92	R\$ 32.695,84
Lucro líquido	-R\$ 66.179,27	R\$ 264.048,38	R\$ 555.635,59	R\$ 851.433,31	R\$ 1.153.165,62
Depreciação	R\$ 572.413,89	R\$ 589.586,31	R\$ 607.273,90	R\$ 625.492,12	R\$ 644.256,88
Fluxo de caixa	R\$ 506.234,63	R\$ 853.634,69	R\$ 1.162.909,49	R\$ 1.476.925,43	R\$ 1.797.422,50

Figura A2 – Continuação do fluxo de caixa da Figura A1

	2025	2026	2027	2028	2029
Capacidade bruta da usina MW	1,15	1,22	1,29	1,36	1,42
Taxa de venda de energia fora aterro (\$/kwh)	R\$ 0,40	R\$ 0,41	R\$ 0,42	R\$ 0,43	R\$ 0,44
Venda de energia fora do aterro (MWh/ano)	R\$ 10.065,24	R\$ 10.704,72	R\$ 11.317,92	R\$ 11.896,08	R\$ 12.447,96
Receitas de energia fora do aterro	R\$ 3.979.255,14	R\$ 4.359.033,31	R\$ 4.746.994,41	R\$ 5.139.172,57	R\$ 5.538.915,42
Redução de emissões de metano (t/ano)	2389,808	2541,344	2686,32	2824,08	2955,936
CER das reduções de metano (t CO2eq/ano)	47796,16	50826,88	53726,40	56481,60	59118,72
Taxa de venda do CER (\$/t co2eq)	36,39	37,12	37,86	38,62	39,39
Receitas de CER (\$/ano)	R\$ 1.739.415,13	R\$ 1.886.704,39	R\$ 2.034.221,88	R\$ 2.181.311,77	R\$ 2.328.820,13
RECEITA TOTAL	R\$ 5.718.670,26	R\$ 6.245.737,70	R\$ 6.781.216,29	R\$ 7.320.484,34	R\$ 7.867.735,55
Taxa de O&M para usina (\$/kwh)	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Custo anual de O&M	R\$ 1.006.524,00	R\$ 1.070.472,00	R\$ 1.131.792,00	R\$ 1.189.608,00	R\$ 1.244.796,00
Custo de O&M anual (coleta e captação)	R\$ 324.645,05	R\$ 345.270,89	R\$ 365.049,09	R\$ 383.697,11	R\$ 401.497,50
Registro e monitorização	R\$ 116.379,02	R\$ 123.772,99	R\$ 130.863,09	R\$ 137.548,05	R\$ 143.929,14
Serviço de debito anual (financiamento)	1.425.572,34	1.389.184,71	1.352.797,07	1.316.409,44	1.280.021,81
Tributos (PIS e COFINS)	R\$ 208.731,46	R\$ 227.969,43	R\$ 247.514,39	R\$ 267.197,68	R\$ 287.172,35
Total de custos	R\$ 3.081.851,88	R\$ 3.156.670,01	R\$ 3.228.015,65	R\$ 3.294.460,28	R\$ 3.357.416,80
Lucro Bruto	R\$ 2.636.818,39	R\$ 3.089.067,68	R\$ 3.553.200,64	R\$ 4.026.024,06	R\$ 4.510.318,75
Depreciação	R\$ 663.584,59	R\$ 683.492,12	R\$ 703.996,89	R\$ 725.116,79	R\$ 746.870,30
Lucro antes do IR	R\$ 1.973.233,80	R\$ 2.405.575,56	R\$ 2.849.203,75	R\$ 3.300.907,26	R\$ 3.763.448,46
Imposto de renda	R\$ 469.308,45	R\$ 577.393,89	R\$ 688.300,94	R\$ 801.226,82	R\$ 916.862,11
CSLL	R\$ 42.237,76	R\$ 51.965,45	R\$ 61.947,08	R\$ 72.110,41	R\$ 82.517,59
Lucro líquido	R\$ 1.461.687,59	R\$ 1.776.216,22	R\$ 2.098.955,73	R\$ 2.427.570,03	R\$ 2.764.068,75
Depreciação	R\$ 663.584,59	R\$ 683.492,12	R\$ 703.996,89	R\$ 725.116,79	R\$ 746.870,30
Fluxo de caixa	R\$ 2.125.272,18	R\$ 2.459.708,34	R\$ 2.802.952,61	R\$ 3.152.686,83	R\$ 3.510.939,05

Figura A3 – Continuação do fluxo de caixa da Figura A2

	2030	2031	2032	2033	2034
Capacidade bruta da usina MW	1,48	1,54	1,60	1,65	1,70
Taxa de venda de energia fora aterro (\$/kwh)	R\$ 0,46	R\$ 0,47	R\$ 0,49	R\$ 0,50	R\$ 0,52
Venda de energia fora do aterro (MWh/ano)	R\$ 12.982,32	R\$ 13.490,40	R\$ 13.980,96	R\$ 14.454,00	R\$ 14.909,52
Receitas de energia fora do aterro	R\$ 5.949.987,92	R\$ 6.368.333,90	R\$ 6.797.906,97	R\$ 7.238.748,68	R\$ 7.690.885,31
Redução de emissões de metano (t/ano)	3081,888	3202,592	3319,36	3431,536	3539,776
CER das reduções de metano (t CO2eq/ano)	61637,76	64051,84	66387,20	68630,72	70795,52
Taxa de venda do CER (\$/t co2eq)	40,18	40,98	41,80	42,64	43,49
Receitas de CER (\$/ano)	R\$ 2.476.611,83	R\$ 2.625.082,02	R\$ 2.775.209,61	R\$ 2.926.376,26	R\$ 3.079.055,79
RECEITA TOTAL	R\$ 8.426.599,75	R\$ 8.993.415,92	R\$ 9.573.116,58	R\$ 10.165.124,94	R\$ 10.769.941,10
Taxa de O&M para usina (\$/kwh)	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Custo anual de O&M	R\$ 1.298.232,00	R\$ 1.349.040,00	R\$ 1.398.096,00	R\$ 1.445.400,00	R\$ 1.490.952,00
Custo de O&M anual (coleta e captação)	R\$ 418.732,79	R\$ 435.120,44	R\$ 450.943,00	R\$ 466.200,47	R\$ 480.892,85
Registro e monitorização	R\$ 150.107,66	R\$ 155.982,32	R\$ 161.654,41	R\$ 167.123,92	R\$ 172.390,85
Serviço de debito anual (financiamento)	1.243.634,18	1.207.246,53	1.170.858,91	1.134.471,28	1.098.083,64
Tributos (PIS e COFINS)	R\$ 307.570,89	R\$ 328.259,68	R\$ 349.418,76	R\$ 371.027,06	R\$ 393.102,85
Total de custos	R\$ 3.418.277,52	R\$ 3.475.648,97	R\$ 3.530.971,07	R\$ 3.584.222,73	R\$ 3.635.422,19
Lucro Bruto	R\$ 5.008.322,23	R\$ 5.517.766,95	R\$ 6.042.145,51	R\$ 6.580.902,22	R\$ 7.134.518,91
Depreciação	R\$ 769.276,41	R\$ 792.354,70	R\$ 816.125,34	R\$ 840.609,10	R\$ 865.827,37
Lucro antes do IR	R\$ 4.239.045,82	R\$ 4.725.412,25	R\$ 5.226.020,17	R\$ 5.740.293,12	R\$ 6.268.691,54
Imposto de renda	R\$ 1.035.761,46	R\$ 1.157.353,06	R\$ 1.282.505,04	R\$ 1.411.073,28	R\$ 1.543.172,88
CSLL	R\$ 93.218,53	R\$ 104.161,78	R\$ 115.425,45	R\$ 126.996,60	R\$ 138.885,56
Lucro liquido	R\$ 3.110.065,84	R\$ 3.463.897,41	R\$ 3.828.089,67	R\$ 4.202.223,24	R\$ 4.586.633,09
Depreciação	R\$ 769.276,41	R\$ 792.354,70	R\$ 816.125,34	R\$ 840.609,10	R\$ 865.827,37
Fluxo de caixa	R\$ 3.879.342,24	R\$ 4.256.252,11	R\$ 4.644.215,01	R\$ 5.042.832,34	R\$ 5.452.460,47

Figura A4 – Continuação do fluxo de caixa da Figura A3

	2035	2036	2037	2038	2039
Capacidade bruta da usina MW	1,75	1,62	1,49	1,38	1,27
Taxa de venda de energia fora aterro (\$/kwh)	R\$ 0,53	R\$ 0,55	R\$ 0,56	R\$ 0,58	R\$ 0,60
Venda de energia fora do aterro (MWh/ano)	R\$ 15.356,28	R\$ 14.173,68	R\$ 13.078,68	R\$ 12.071,28	R\$ 11.151,48
Receitas de energia fora do aterro	R\$ 8.158.980,97	R\$ 7.756.570,53	R\$ 7.372.049,81	R\$ 7.008.335,69	R\$ 6.668.548,38
Redução de emissões de metano (t/ano)	3644,08	3363,968	3105,504	2866,72	2646,304
CER das reduções de metano (t CO2eq/ano)	72881,60	67279,36	62110,08	57334,40	52926,08
Taxa de venda do CER (\$/t co2eq)	44,36	45,25	46,15	47,08	48,02
Receitas de CER (\$/ano)	R\$ 3.233.179,76	R\$ 3.044.345,77	R\$ 2.866.648,11	R\$ 2.699.154,48	R\$ 2.541.454,68
RECEITA TOTAL	R\$ 11.392.160,73	R\$ 10.800.916,30	R\$ 10.238.697,93	R\$ 9.707.490,17	R\$ 9.210.003,06
Taxa de O&M para usina (\$/kwh)	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Custo anual de O&M	R\$ 1.535.628,00	R\$ 1.417.368,00	R\$ 1.307.868,00	R\$ 1.207.128,00	R\$ 1.115.148,00
Custo de O&M anual (coleta e captação)	R\$ 495.302,68	R\$ 457.159,01	R\$ 421.840,79	R\$ 389.348,03	R\$ 359.680,73
Registro e monitorização	R\$ 177.556,50	R\$ 163.882,73	R\$ 151.221,82	R\$ 139.573,79	R\$ 128.938,63
Serviço de debito anual (financiamento)	1.061.696,01	1.025.308,38	988.920,75	952.533,11	916.145,47
Tributos (PIS e COFINS)	R\$ 415.813,87	R\$ 394.233,45	R\$ 373.712,47	R\$ 354.323,39	R\$ 336.165,11
Total de custos	R\$ 3.685.997,06	R\$ 3.457.951,56	R\$ 3.243.563,84	R\$ 3.042.906,32	R\$ 2.856.077,94
Lucro Bruto	R\$ 7.706.163,68	R\$ 7.342.964,75	R\$ 6.995.134,09	R\$ 6.664.583,85	R\$ 6.353.925,12
Depreciação	R\$ 891.802,19	R\$ 918.556,26	R\$ 946.112,95	R\$ 974.496,34	R\$ 1.003.731,23
Lucro antes do IR	R\$ 6.814.361,48	R\$ 6.424.408,49	R\$ 6.049.021,15	R\$ 5.690.087,51	R\$ 5.350.193,90
Imposto de renda	R\$ 1.679.590,37	R\$ 1.582.102,12	R\$ 1.488.255,29	R\$ 1.398.521,88	R\$ 1.313.548,47
CSLL	R\$ 151.163,13	R\$ 142.389,19	R\$ 133.942,98	R\$ 125.866,97	R\$ 118.219,36
Lucro líquido	R\$ 4.983.607,98	R\$ 4.699.917,17	R\$ 4.426.822,88	R\$ 4.165.698,66	R\$ 3.918.426,06
Depreciação	R\$ 891.802,19	R\$ 918.556,26	R\$ 946.112,95	R\$ 974.496,34	R\$ 1.003.731,23
Fluxo de caixa	R\$ 5.875.410,17	R\$ 5.618.473,43	R\$ 5.372.935,83	R\$ 5.140.195,00	R\$ 4.922.157,29

Figura A5 – Continuação do fluxo de caixa da Figura A4

	2040	2041	2042	2043	2044
Capacidade bruta da usina MW	1,18	1,08	1,00	0,92	0,85
Taxa de venda de energia fora aterro (\$/kwh)	R\$ 0,62	R\$ 0,63	R\$ 0,65	R\$ 0,67	R\$ 0,69
Venda de energia fora do aterro (MWh/ano)	R\$ 10.293,00	R\$ 9.495,84	R\$ 8.768,76	R\$ 8.094,24	R\$ 7.472,28
Receitas de energia fora do aterro	R\$ 6.339.835,57	R\$ 6.024.300,61	R\$ 5.729.921,27	R\$ 5.447.832,84	R\$ 5.180.098,97
Redução de emissões de metano (t/ano)	2442,944	2255,328	2081,488	1921,424	1773,824
CER das reduções de metano (t CO2eq/ano)	48858,88	45106,56	41629,76	38428,48	35476,48
Taxa de venda do CER (\$/t co2eq)	48,98	49,96	50,96	51,98	53,02
Receitas de CER (\$/ano)	R\$ 2.393.075,06	R\$ 2.253.474,73	R\$ 2.121.373,13	R\$ 1.997.406,85	R\$ 1.880.849,40
RECEITA TOTAL	R\$ 8.732.910,63	R\$ 8.277.775,33	R\$ 7.851.294,39	R\$ 7.445.239,68	R\$ 7.060.948,37
Taxa de O&M para usina (\$/kwh)	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Custo anual de O&M	R\$ 1.029.300,00	R\$ 949.584,00	R\$ 876.876,00	R\$ 809.424,00	R\$ 747.228,00
Custo de O&M anual (coleta e captação)	R\$ 331.991,24	R\$ 306.279,58	R\$ 282.828,28	R\$ 261.072,26	R\$ 241.011,52
Registro e monitorização	R\$ 119.012,49	R\$ 109.795,35	R\$ 101.388,51	R\$ 93.589,39	R\$ 86.398,00
Serviço de debito anual (financiamento)	879.757,85	843.370,22	806.982,57	770.594,95	734.207,31
Tributos (PIS e COFINS)	R\$ 318.751,24	R\$ 302.138,80	R\$ 286.572,25	R\$ 271.751,25	R\$ 257.724,62
Total de custos	R\$ 2.678.812,82	R\$ 2.511.167,95	R\$ 2.354.647,61	R\$ 2.206.431,85	R\$ 2.066.569,44
Lucro Bruto	R\$ 6.054.097,81	R\$ 5.766.607,38	R\$ 5.496.646,79	R\$ 5.238.807,83	R\$ 4.994.378,93
Depreciação	R\$ 1.033.843,16	R\$ 1.064.858,46	R\$ 1.096.804,21	R\$ 1.129.708,34	R\$ 1.163.599,59
Lucro antes do IR	R\$ 5.020.254,65	R\$ 4.701.748,92	R\$ 4.399.842,57	R\$ 4.109.099,49	R\$ 3.830.779,34
Imposto de renda	R\$ 1.231.063,66	R\$ 1.151.437,23	R\$ 1.075.960,64	R\$ 1.003.274,87	R\$ 933.694,83
CSLL	R\$ 110.795,73	R\$ 103.629,35	R\$ 96.836,46	R\$ 90.294,74	R\$ 84.032,54
Lucro líquido	R\$ 3.678.395,25	R\$ 3.446.682,34	R\$ 3.227.045,47	R\$ 3.015.529,88	R\$ 2.813.051,97
Depreciação	R\$ 1.033.843,16	R\$ 1.064.858,46	R\$ 1.096.804,21	R\$ 1.129.708,34	R\$ 1.163.599,59
Fluxo de caixa	R\$ 4.712.238,42	R\$ 4.511.540,80	R\$ 4.323.849,68	R\$ 4.145.238,22	R\$ 3.976.651,56

Figura A5 – Continuação do fluxo de caixa da Figura A4

	2045	2046	2047	2048	2049
Capacidade bruta da usina MW	0,79	0,73	0,67	0,62	0,57
Taxa de venda de energia fora aterro (\$/kwh)	R\$ 0,71	R\$ 0,74	R\$ 0,76	R\$ 0,78	R\$ 0,80
Venda de energia fora do aterro (MWh/ano)	R\$ 6.894,12	R\$ 6.368,52	R\$ 5.877,96	R\$ 5.422,44	R\$ 5.010,72
Receitas de energia fora do aterro	R\$ 4.922.672,95	R\$ 4.683.795,09	R\$ 4.452.697,80	R\$ 4.230.859,22	R\$ 4.026.903,10
Redução de emissões de metano (t/ano)	1637,376	1511,424	1395,312	1288,384	1189,328
CER das reduções de metano (t CO2eq/ano)	32747,52	30228,48	27906,24	25767,68	23786,56
Taxa de venda do CER (\$/t co2eq)	54,08	55,16	56,26	57,39	58,53
Receitas de CER (\$/ano)	R\$ 1.770.892,05	R\$ 1.667.362,97	R\$ 1.570.056,71	R\$ 1.478.732,12	R\$ 1.392.342,24
RECEITA TOTAL	R\$ 6.693.565,00	R\$ 6.351.158,06	R\$ 6.022.754,51	R\$ 5.709.591,33	R\$ 5.419.245,33
Taxa de O&M para usina (\$/kwh)	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Custo anual de O&M	R\$ 689.412,00	R\$ 636.852,00	R\$ 587.796,00	R\$ 542.244,00	R\$ 501.072,00
Custo de O&M anual (coleta e captação)	R\$ 222.363,50	R\$ 205.410,75	R\$ 189.588,19	R\$ 174.895,81	R\$ 161.616,16
Registro e monitorização	R\$ 79.713,04	R\$ 73.635,81	R\$ 67.963,73	R\$ 62.696,79	R\$ 57.936,29
Serviço de debito anual (financiamento)	697.819,68				
Tributos (PIS e COFINS)	R\$ 244.315,12	R\$ 231.817,27	R\$ 219.830,54	R\$ 208.400,08	R\$ 197.802,45
Total de custos	R\$ 1.933.623,34	R\$ 1.147.715,83	R\$ 1.065.178,46	R\$ 988.236,69	R\$ 918.426,91
Lucro Bruto	R\$ 4.759.941,66	R\$ 5.203.442,23	R\$ 4.957.576,05	R\$ 4.721.354,65	R\$ 4.500.818,42
Depreciação	R\$ 1.198.507,58	R\$ 1.234.462,80	R\$ 1.271.496,69	R\$ 1.309.641,59	R\$ 1.348.930,84
Lucro antes do IR	R\$ 3.561.434,08	R\$ 3.968.979,42	R\$ 3.686.079,36	R\$ 3.411.713,06	R\$ 3.151.887,59
Imposto de renda	R\$ 866.358,52	R\$ 968.244,86	R\$ 897.519,84	R\$ 828.928,26	R\$ 763.971,90
CSLL	R\$ 77.972,27	R\$ 87.142,04	R\$ 80.776,79	R\$ 74.603,54	R\$ 68.757,47
Lucro líquido	R\$ 2.617.103,29	R\$ 2.913.592,53	R\$ 2.707.782,74	R\$ 2.508.181,25	R\$ 2.319.158,22
Depreciação	R\$ 1.198.507,58	R\$ 1.234.462,80	R\$ 1.271.496,69	R\$ 1.309.641,59	R\$ 1.348.930,84
Fluxo de caixa	R\$ 3.815.610,87	R\$ 4.148.055,33	R\$ 3.979.279,43	R\$ 3.817.822,84	R\$ 3.668.089,06

Figura A6 – Continuação do fluxo de caixa da Figura A5

	2050	2051	2052
Capacidade bruta da usina MW	0,53	0,49	0,45
Taxa de venda de energia fora aterro (\$/kwh)	R\$ 0,83	R\$ 0,85	R\$ 0,88
Venda de energia fora do aterro (MWh/ano)	R\$ 4.625,28	R\$ 4.266,12	R\$ 3.942,00
Receitas de energia fora do aterro	R\$ 3.828.655,56	R\$ 3.637.295,29	R\$ 3.461.778,99
Redução de emissões de metano (t/ano)	1097,488	1013,52	935,456
CER das reduções de metano (t CO2eq/ano)	21949,76	20270,40	18709,12
Taxa de venda do CER (\$/t co2eq)	59,71	60,90	62,12
Receitas de CER (\$/ano)	R\$ 1.310.521,97	R\$ 1.234.460,00	R\$ 1.162.166,18
RECEITA TOTAL	R\$ 5.139.177,53	R\$ 4.871.755,29	R\$ 4.623.945,17
Taxa de O&M para usina (\$/kwh)	0,10	0,10	0,10
Custo anual de O&M	R\$ 462.528,00	R\$ 426.612,00	R\$ 394.200,00
Custo de O&M anual (coleta e captação)	R\$ 149.184,15	R\$ 137.599,77	R\$ 127.145,58
Registro e monitorização	R\$ 53.479,65	R\$ 49.326,88	R\$ 45.579,25
Serviço de debito anual (financiamento)			
Tributos (PIS e COFINS)	R\$ 187.579,98	R\$ 177.819,07	R\$ 168.774,00
Total de custos	R\$ 852.771,78	R\$ 791.357,72	R\$ 735.698,83
Lucro Bruto	R\$ 4.286.405,75	R\$ 4.080.397,57	R\$ 3.888.246,34
Depreciação	R\$ 1.389.398,76	R\$ 1.431.080,72	R\$ 1.474.013,15
Lucro antes do IR	R\$ 2.897.006,98	R\$ 2.649.316,85	R\$ 2.414.233,20
Imposto de renda	R\$ 700.251,75	R\$ 638.329,21	R\$ 579.558,30
CSLL	R\$ 63.022,66	R\$ 57.449,63	R\$ 52.160,25
Lucro liquido	R\$ 2.133.732,58	R\$ 1.953.538,00	R\$ 1.782.514,65
Depreciação	R\$ 1.389.398,76	R\$ 1.431.080,72	R\$ 1.474.013,15
Fluxo de caixa	R\$ 3.523.131,34	R\$ 3.384.618,73	R\$ 3.256.527,80

Figura A7 – Continuação do fluxo de caixa da Figura A6

	2053	2054	2055
Capacidade bruta da usina MW	0,42	0,38	0,35
Taxa de venda de energia fora aterro (\$/kwh)	R\$ 0,90	R\$ 0,93	R\$ 0,96
Venda de energia fora do aterro (MWh/ano)	R\$ 3.635,40	R\$ 3.355,08	R\$ 3.101,04
Receitas de energia fora do aterro	R\$ 3.288.305,40	R\$ 3.125.791,80	R\$ 2.975.786,44
Redução de emissões de metano (t/ano)	863,296	797,04	736,032
CER das reduções de metano (t CO2eq/ano)	17265,92	15940,80	14720,64
Taxa de venda do CER (\$/t co2eq)	63,36	64,63	65,92
Receitas de CER (\$/ano)	R\$ 1.093.968,38	R\$ 1.030.208,98	R\$ 970.380,55
RECEITA TOTAL	R\$ 4.382.273,78	R\$ 4.156.000,78	R\$ 3.946.166,98
Taxa de O&M para usina (\$/kwh)	0,10	0,10	0,10
Custo anual de O&M	R\$ 363.540,00	R\$ 335.508,00	R\$ 310.104,00
Custo de O&M anual (coleta e captação)	R\$ 117.256,48	R\$ 108.215,02	R\$ 100.021,19
Registro e monitorização	R\$ 42.034,20	R\$ 38.793,01	R\$ 35.855,68
Serviço de debito anual (financiamento)			
Tributos (PIS e COFINS)	R\$ 159.952,99	R\$ 151.694,03	R\$ 144.035,09
Total de custos	R\$ 682.783,67	R\$ 634.210,05	R\$ 590.015,96
Lucro Bruto	R\$ 3.699.490,11	R\$ 3.521.790,72	R\$ 3.356.151,02
Depreciação	R\$ 1.518.233,54	R\$ 1.563.780,55	R\$ 1.610.693,96
Lucro antes do IR	R\$ 2.181.256,57	R\$ 1.958.010,18	R\$ 1.745.457,06
Imposto de renda	R\$ 521.314,14	R\$ 465.502,54	R\$ 412.364,26
CSLL	R\$ 46.918,27	R\$ 41.895,23	R\$ 37.112,78
Lucro líquido	R\$ 1.613.024,15	R\$ 1.450.612,40	R\$ 1.295.980,01
Depreciação	R\$ 1.518.233,54	R\$ 1.563.780,55	R\$ 1.610.693,96
Fluxo de caixa	R\$ 3.131.257,69	R\$ 3.014.392,95	R\$ 2.906.673,97

Figura A8 – Continuação do fluxo de caixa da Figura A7