THIAGO CORRÊA FARQUI

Modelo para Avaliação de Oportunidades de Oferta de Geração Distribuída

São Paulo
2011

THIAGO CORRÊA FARQUI

Modelo para Avaliação de Oportunidades de Oferta de Geração Distribuída

Tese Apresentada à
Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo
para Obtenção do Título de
Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Marcos Roberto Gouvêa

São Paulo
2011

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com anuência de seu orientador.

São Paulo, 18 de maio de 2011.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Farqui, Thiago Corrêa
Modelo para avaliação de oportunidades de oferta de geração distribuída / T.C. Farqui. -- ed. rev. -- São Paulo, 2011.
185 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Distribuição de energia elétrica (Impactos; Avaliação)
I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

Dedicatória

À Lucilene, amiga e eterna companheira, pela fundamental ajuda e compreensão.
Aos meus pais e irmão que sempre acreditaram e ajudaram.

Agradecimentos

Algumas pessoas tornaram possível a realização deste trabalho e gostaria de aqui agradecê-las:

- Prof. Marcos Roberto Gouvêa, cuja ajuda, idéias e grande paciência tornaram possíveis este trabalho.

- Todos os colegas do departamento de engenharia elétrica da Pöyry Tecnologia que sempre incentivaram e contribuíram para a realização deste trabalho.

- Meu irmão e melhor amigo que sempre esteve presente em todas as etapas e que sempre estará ao meu lado quando precisar.

- Meus pais cuja contribuição foi muito além do apoio, presença e opiniões ao longo de toda minha caminhada. O exemplo por eles dado foi o maior fator motivador para atingir todos os objetivos de minha vida.

- Agradeço especialmente à minha esposa, Lucilene, cuja imensa compreensão, ajuda e carinho não podem ser descritos em simples palavras, mas foram fundamentais nos momentos mais difíceis, não apenas deste trabalho, mas sempre.

RESUMO

A geração de energia elétrica através de grandes empreendimentos, sejam hídricos, térmicos ou nucleares demandam cada vez mais, grandes investimentos e longo período de tempo para início de operação. Em contrapartida, a demanda por este insumo básico para o desenvolvimento e manutenção da sociedade cresce cada vez a um ritmo mais acelerado.

Visando atender a essa demanda, existe uma tendência global de instalar uma maior quantidade de pequenas unidades geradoras, ligadas diretamente à rede primária ou á rede secundária de distribuição. Tais unidades são usualmente denominadas de geração distribuída (GD) e dispersa (GDd), respectivamente.

Dentre as diversas vantagens obtidas por estas formas de geração poderá haver aumento da confiabilidade do sistema elétrico, a possibilidade de postergar investimentos necessários à rede de distribuição e a diversificação da matriz energética com maior possibilidade de uso de fontes renováveis de energia.

A partir deste conceito foi desenvolvida uma metodologia, fundamentada na teoria de planejamento agregado, para identificar e quantificar potenciais unidades de geração distribuída na área da concessionária de distribuição de energia elétrica, avaliando os respectivos custos e benefícios de cada oportunidade.

Por meio destes resultados é possível classificar e, conseqüentemente, priorizar as instalações com maior interesse tanto para o consumidor como, principalmente, para a concessionária local de distribuição de energia.

De forma complementar, foram desenvolvidos modelos que possibilitem considerar a geração dispersa no planejamento da expansão dos sistemas de distribuição, bem como avaliar fatores que limitem sua expansão no Brasil.

Este trabalho prioriza a análise sob ponto de vista da concessionária de energia elétrica, prática ainda não usual no Brasil, mas com grande potencial de aplicação.

ABSTRACT

The generation of electrical energy through large power plants (hydro, thermal or nuclear) demands, each time larger investments and high time to be ready for operation. In the other hand, the demand for electrical energy, that is so necessary for the development and maintenance of the society, is growing each day faster.

Looking at the attendance of this demand, there is a global tendency to install a larger quantity of small generators, connected directly to the secondary or primary distribution grid of the electrical utility company. These units are known as distributed generation (GD) and dispersed generation (GDd).

Out of the many advantages through the use of distributed generation, the reliability growth in the electrical system, possibility of postpone necessary investments in the distribution network presents high importance and diversify the energetic matrix with the possibility of use renewable resources.

From this concept, it was developed a routine, based on the theory of aggregated planning to identify and quantify potential units of distributed generation in the utility company area, evaluating the costs and benefits of each connection for the utility company.

Through the results it will be possible the classification of the most interesting units, allowing the decision in conjoint between the consumer and the utility company.

As a complement, it was developed mechanisms to make possible to consider disperse generation on the planning of distribution systems expansion. It was also made an evaluation of the factors that restrict the expansion of the disperse generation in Brazil.

This thesis focus the analysis considering the utility company impacts, what is not used in Brazil but has a large potential of application.

SUMÁRIO

RESUMO 6
ABSTRACT 7
SUMÁRIO 8
LISTA DE TABELAS 11
LISTA DE FIGURAS 12
LISTA DE ABREVIAÇÕES 13

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO 15
1.1 Introdução 15
1.2 Objetivo 18

2. ESTADO DA ARTE 19
2.1 Histórico 19
2.2 Geração Distribuída 20
2.3 Principais Tecnologias de Geração Distribuída 21
2.4 Geração Dispersa 22
2.4.1 Geração Dispersa a partir da Energia Solar 23
2.4.2 Geração Dispersa a partir de energia eólica 25
2.8 Conexão da Geração Distribuída no Sistema Elétrico 26
2.9 Custos e Benefícios Relacionados à Geração Distribuída 27
2.10 Planejamento da Distribuição de Energia Elétrica 29
2.11 Aspectos Legais e Regulatórios 31
2.11.1 Outorga da Central Geradora 32
2.11.2 Conexão à Rede 34
2.11.3 Geração Distribuída 36
2.11.4 Geração Dispersa 38
2.11.5 Licenciamento Ambiental 38
2.11.6 Comercialização de Excedentes 39
2.11.7 Legislação em Outros Países 41
2.12 Cogeração 42
2.12.1 Formas de Cogeração 44
2.12.2 Estimativa do Potencial de Cogeração por Área de Processo 47
2.13 Custo da Energia Gerada 52
2.13.1 Geração Distribuída 54
2.13.2 Geração Dispersa 57

3. MODELO PROPOSTO 60
3.1 Formulação do Problema 60
3.2 Estrutura do Modelo Proposto 61
3.3 Módulo I – Identificação de Potenciais Unidades de GD 65
3.3.1 Potenciais GDs 65
3.3.2 Potencial de Capacidade de Geração 67
3.4 Módulo II – Representação da Rede 71
3.4.1 Representação do Sistema com Geração Distribuída 71
3.4.2 Representação do Sistema com Geração Dispersa 75
3.4.2.1 Evolução da Geração Dispersa 75
3.4.2.2 Indução à Geração Dispersa 76
3.4.2.3 Custo da Energia Produzida por Geração Dispersa 78
3.5 Módulo III – Modelo de Avaliação e Determinação dos Resultados 80

3.5.1 Identificação dos Custos e Benefícios 80
3.5.3 Postergação de Investimentos 81
3.5.3.1.1 Investimentos em Subestações e Alimentadores dos Subsistemas 1 e 2 83
3.5.3.2 Investimentos nas Subestações e Alimentadores do Subsistema 3 85
3.5.3.3 Postergação de Investimentos – Sistema de Subtransmissão 88
3.5.4 Perdas 88
3.5.5 Confiabilidade 92
3.5.6 Receitas Devido ao Acesso à Rede 93
3.5.7 Aumento da Segurança Energética 93
3.5.8 Benefícios Ambientais 94
3.5.9 Custo de Conexão à Rede 94
3.5.10 Custo de Perda de Faturamento 95
3.5.11 Determinação dos Resultados 96
3.6 Mecanismos de Incentivo à GD 97
3.7 Proposição e Contratação da GD 99
3.8 Considerações Adicionais 101

4. MODELAGEM DE COGERADORES OU AUTOPRODUTORES 103
4.1 Indústria de Papel de Celulose 103
4.2 Indústria de Açúcar e Álcool 106
4.3 Indústria Siderúrgica 109
4.4 Indústria Têxtil 112
4.5 Indústria de Cerâmica 114
4.6 Indústria de Cimento 116
4.7 Aterros Sanitários 118
4.8 Estação de Tratamento de Efluente 120
4.9 Hospitais 122
4.10 Shopping Centers 125
4.11 Hotéis 127

5. EXEMPLO DE APLICAÇÃO 130

6. CONCLUSÃO 143

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 148

ANEXO A – PRINCIPAIS TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA ... 157
1 Microturbinas a Gás 157
2 Turbinas a Vapor 158
3 Turbinas a Gás 160
4 Ciclo Combinado 164
5 Motor de Combustão Interna 165
6 Motor Stirling 168
7 Células a Combustível 168
8 Energia Eólica 170
9 Energia Solar 171

ANEXO B – CARACTERÍSTICAS DE PROCESSO DOS CONSUMIDORES COM POTÊNCAL PARA GD 172
1. Indústria de Papel e Celulose 172
2. Indústria Sucroalcooleira 173
3. Indústria Siderúrgica 174
4. Indústria Têxtil 176
5. Indústria de Cimento 177

6. Aterros Sanitários 178
6.1 Geração de Energia Elétrica em Aterros Sanitários 179
ANEXO C – ASPECTOS COMPLEMENTARES À COGERAÇÃO 182
1. Ciclos Disponíveis para a Cogeração 182
2. Seleção do Ciclo de Cogeração 183

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Níveis de tensão para conexão de geração distribuída 26
Tabela 2.2 – Eficiência na geração termelétrica e cogeração 44
Tabela 2.3 – Valores típicos de α no setor industrial 48
Tabela 2.4 – Valores médios típicos de α no setor terciário 48
Tabela 2.5 – Valores típicos de β por tecnologia de cogeração 50
Tabela 2.6 – Características da cogeração por setor 51
Tabela 2.7 – Custo dos equipamentos de cogeração 54
Tabela 2.8 – Investimento e O&M em geração distribuída por tecnologia 55
Tabela 2.9 – Custo de geração de energia elétrica por combustível 56
Tabela 2.10 – Valor econômico da tarifa de aquisição de energia (PROINFA) 57
Tabela 2.11 – Custo de equipamentos para geração solar 58
Tabela 2.12 – Custo da energia por geração dispersa 58
Tabela 2.13 – Tarifa fotovoltaica na Alemanha 59
Tabela 3.1 – Potência Máxima, Energia Excedente e Custo da Energia de Cogeradores e Autoprodutores 69
Tabela 3.2 – Determinação do expoente σ em função de I_b/R 91
Tabela 4.1 – Custos de investimento por tecnologia de geração 103
Tabela 4.2 – Potência de cogeração no setor sucroalcooleiro 107
Tabela 4.3 – Custo da energia gerada – setor sucroalcooleiro 108
Tabela 4.4 – Custos de cogeração por custo de bagaço de cana 109
Tabela 4.5 – PCI dos gases de exaustão de usinas siderúrgicas 111
Tabela 4.6 – Custo de geração de energia - siderurgia 112
Tabela 4.6 – Potencial de cogeração em hospitais 123
Tabela 4.7 – Custo de cogeração em hospitais 125
Tabela 4.8 – Custo de cogeração em shopping centers 127
Tabela 4.9 – Potencial de cogeração no setor hoteleiro 128
Tabela 4.10 – Custo de cogeração em hotéis 129
Tabela 5.1 – Principais descritores de cada família de alimentadores 131
Tabela 5.2 – Vetor de potências da oportunidade OP(i,j) 131
Tabela 5.3 – Cenários 132
Tabela 5.4 – Custo de geração por tecnologia de GDd 134
Tabela 5.5 – Atributos explicativos do Fator de indução $k(m,n)$ de cada família de alimentador 135
Tabela 5.6 – Número de unidades de GDd por família a cada ano 136
Tabela 5.7 – Demandas máximas por família de alimentadores com GDd (em MW) 136
Tabela 5.8 – Características do alimentador com GD (Al_{GD}) no cenário C1 139
Tabela 5.9 – Características dos alimentadores atendidos por Al_{GD} em contingência 139
Tabela 5.10 – Capacidades de transferência pelo alimentador AL_{GD} no cenário C1 140
Tabela 5.11 – Investimentos postergados – OP(1,1) 141
Tabela A.1 – Consumo específico de turbina a gás 161
Tabela A.2 – Consumo de combustível em motores de combustão interna 166
Tabela B.1 – Valores típicos de pressão e temperatura (indústria papel e celulose) 173
Tabela B.2 – Consumo específico anual de energia no setor siderúrgico 175
Tabela C.1 – Razão potência / calor gerador em ciclos térmicos (*topping*) 184

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Curva VxI de um módulo fotovoltaico em função da radiação solar incidente 24
Figura 2.2 – Curva de potência de uma turbina eólica 25
Figura 2.3 - Síntese de opções de comercialização de energia proveniente de GD 41
Figura 2.4 – Rendimento na geração de eletricidade e calor 43
Figura 2.5 – Faixa típica de temperatura para cogeração tipo *topping* e *bottoming*. 44
Figura 2.6 – Utilidades da cogeração 46
Figura 3.1 – Diagrama de blocos do modelo proposto 64
Figura 3.2 – Cálculo da potência máxima de uma GD 68
Figura 3.3 – Sub- sistemas em estudo 72
Figura 3.4 – Exemplo de diferentes densidades de carga [4] 73
Figura 3.5 – Exemplo de evolução do custo de geração, por tecnologia 78
Figura 3.6 – Evolução do custo dos módulos fotovoltaicos 79
Figura 3.7 – Evolução do custo de geração eólica 79
Figura 3.8 – Aumento da capacidade de reserva de contingência das subestações 84
Figura 3.9 – Postergação do investimento na SE pela conexão da GD 86
Figura 3.10 – Conexão da GD no sistema de subtransmissão 88
Figura 3.11 – Exemplo de curva potência x benefício 96
Figura 4.1 – Produção de energia elétrica em indústrias de papel e celulose 104
Figura 4.2 - Produção de energia elétrica em indústrias de açúcar e álcool 107
Figura 4.3 - Produção de energia elétrica em indústrias siderúrgicas 110
Figura 4.4 – Fluxograma de GD com turbina a gás 113
Figura 4.5 – Cogeração em indústria cerâmica 115
Figura 4.6 – Cogeração em indústria cerâmica 116
Figura 4.7 – Cogeração hospitalar com integração ao sistema de climatização 123
Figura 4.8 – Cogeração em shopping center 127
Figura 4.9 – Cogeração em hotéis 129
Figura 5.1 – Rede de distribuição do caso estudado 130
Figura 5.2 – Transferência de carga na rede sem GD 137
Figura 5.3 – Transferência de carga na rede com GD 137
Figura A.1 – Ciclo de funcionamento de microturbinas 158
Figura A.2 – Cogeração com turbina a gás 162
Figura A.3 – Ciclo combinado: turbina a gás e a vapor 164
Figura A.4 – Cogeração utilizando motor de combustão interna 168
Figura A.5 – Célula a combustível tipo ácido fosfórico 169
Figura B.1 – Processo de produção de aço 176
Figura B.2 – Fluxograma da produção de cimento 178

LISTA DE ABREVIAÇÕES

– ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas;

– ABL – Área Bruta Locável;

– ACL – Ambiente de Contratação Livre;

– ACR – Ambiente de Contratação Regulada;

– ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;

– ANP – Agência Nacional de Petróleo;

– AT – Alta Tensão;

– BT – Baixa Tensão;

– CA – Corrente Alternada;

– CC – Corrente Contínua;

– CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;

– COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social;

– COGEN – Associação da Indústria de Cogeração de Energia;

– CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente;

– DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;

– DIT – Demais Instalações de Transmissão

– EUA – Estados Unidos da América;

– END – Energia Não Distribuída;

– ETE – Estação de Tratamento de Efluentes;

– FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;

– FRC – Fator de Recuperação do Capital;

– GD – Geração Distribuída;

– GDd – Geração Dispersa;

– ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços;

– II – Imposto de Importação;

– IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados;

– MACI – Motor Alternativo de Combustão Interna;

– MT – Média Tensão;

– MTBF – "*Mean Time Between Failures*";

– O & M – Operação e Manutenção;

– ONS – Operador Nacional do Sistema;

- PAC – Ponto de Acoplamento Comum;
- PCH – Pequena Central Hidroelétrica;
- PCI – Poder Calorífico Inferior;
- PCS – Poder Calorífico Superior;
- P & D – Pesquisa e Desenvolvimento;
- PF – Painel Fotovoltaico;
- PIS – Programa de Integração Social;
- PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional;
- PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica;
- SE – Subestação;
- SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede;
- SIN – Sistema Interligado Nacional;
- tab – Tonelada de Aço Bruto;
- T.G. – Turbina a Gás;
- TIR – Taxa Interna de Retorno;
- TMA – Taxa Mínima de Atratividade;
- TR – Toneladas de Refrigeração;
- T.V. – Turbina a Vapor;
- VP – Valor Presente;
- VR – Valor dos Reforços.

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO

1.1 Introdução

Em todo o mundo há fatores comuns que atuam como motivadores na utilização de geração distribuída (GD), utilizando ou não cogeração, tais como a necessidade de reduzir emissões de gases causadores do efeito estufa, melhor controle do retorno e risco financeiro dos investimentos, melhoria na confiabilidade, otimização do aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis, entre outros.

No entanto, cada país apresenta particularidades climáticas, regulatórias ou mesmo na estrutura do setor elétrico que facilitam ou dificultam a implantação de unidades de geração distribuída.

Nos EUA, segundo [1], a dependência do petróleo importado e a vulnerabilidade a atentados terroristas propiciada por grandes centrais elétricas e longas linhas de gás atuam como elementos adicionais de incentivo à descentralização da geração de energia elétrica.

A situação dos EUA pode ainda ser resumida em alguns números como, por exemplo:

a) de um total de 1300 novas unidades de geração previstas nos próximos 20 anos (maioria termoelétrica), 975 poderão ser substituídas por unidades que utilizem energia renovável, ou evitadas a partir de ações de eficiência energética e cogeração. Também permitiria o fechamento de 14 usinas nucleares e 180 térmicas a carvão;

b) as reduções de emissões equivaleriam a 720.000 tCO_2/ano;

c) as plantas dispersas poderão reduzir os custos de interrupção (END - Energia Não Distribuída) em consumidores muito sensíveis (estima-se que no Vale do Silício a END é da ordem de 16 US$/kWh, sendo que a Sun Microsystems tem potencial de perdas de 1 MUS$/min).

No Reino Unido [2] os incentivos governamentais para fontes renováveis de energia e cogeração até 2011, se alcançados, implicariam em um acréscimo de capacidade nas redes de distribuição de 20 a 25 GW.

As ações italianas [3] neste campo estão em linha com o objetivo da União Européia de atingir um total de 18 % de cogeração, como forma de cumprir a meta do protocolo de Quioto.

Em toda a Europa a utilização de geração distribuída é uma realidade crescente, motivando o desenvolvimento de uma legislação cada vez mais detalhada para o setor.

Na Alemanha o governo instituiu tarifas incentivadoras para os edifícios com geração solar fotovoltaica. As concessionárias são obrigadas a comprar toda a energia gerada a uma tarifa mais elevada, denominada tarifa prêmio. O custo deste incentivo é diluído na tarifa para todos os consumidores, representando uma alteração menor que 1% nas contas de energia [87].

A Dinamarca busca ser o país com a matriz energética mais verde do mundo e aposta nas centrais de geração eólica para atingir esta meta. Já a Espanha aposta no potencial de geração a partir da energia solar, tanto com painéis fotovoltaicos como com concentradores solares.

Portugal, país com carência de fontes de energia, incentiva a instalação de pequenos geradores residenciais a partir de fonte eólica e solar. A energia produzida pode ser exportada à rede de distribuição a um valor três vezes maior do que o praticado na compra.

No Brasil, embora os benefícios ambientais de unidades de geração distribuída também sejam reconhecidos, ainda há grande interesse por centrais de grande porte, que possam explorar o alto potencial hidro-energético do país. Entretanto, os recursos disponíveis encontram-se cada vez mais distantes dos grandes centros consumidores, exigindo maiores investimentos em linhas de transmissão, além de apresentarem crescentes dificuldades na obtenção de licenças ambientais pelo impacto que produzem. Neste cenário, a geração distribuída se desponta como alternativa competitiva por ser simples, de menor prazo de execução e requerer pouco investimento.

Dividida em seis capítulos, esta tese descreve uma metodologia para identificar possíveis unidades de GD e classificá-las visando viabilizar a priorização de investimentos em empreendimentos com maior atratividade, principalmente, para a concessionária. Também foi adaptada a teoria de planejamento agregado de investimentos em sistemas de distribuição, possibilitando considerar unidades de geração dispersa.

O capítulo 2 é dedicado à apresentação do estado da arte em geração distribuída, dispersa e cogeração. Também são apresentados os aspectos legais e regulatórios envolvendo tais modalidades de geração, bem como considerações sobre planejamento agregado e identificação de custos e benefícios associados à conexão de uma GD à rede.

O capítulo 3 apresenta a metodologia proposta, apresentada em 3 módulos, sendo o núcleo deste trabalho. O módulo I dedica-se à identificação das potenciais unidades de geração distribuída, sendo apresentada uma metodologia de cálculo das possíveis capacidades instaladas e respectivos custos de produção para cada setor identificado como potencial produtor a partir de GD.

No módulo II é exposta a forma de representação da rede adequada à metodologia, incluindo o modelo de evolução da geração dispersa na rede.

O módulo III apresenta o modelo de avaliação e determinação dos resultados. Trata-se do núcleo da metodologia, onde são quantificados os principais benefícios decorrentes da instalação de GD ou geração distribuída dispersa (GDd). Com base nestes benefícios a concessionária tem subsídios para propor as bases de um contrato bilateral de comercialização de energia de interesse a ambas as partes, guardadas as restrições regulatórias atuais e sugestões de aperfeiçoamento.

No final deste capítulo são introduzidos alguns aspectos complementares onde são discutidas algumas particularidades do modelo e propostos mecanismos de incentivo à GD e à GDd, tais como sugestões de alteração na legislação atual.

O capítulo 4 apresenta uma modelagem de cogeradores ou autoprodutores, utilizada no cálculo da máxima potência de cada unidade de GD identificada, considerando as características de processo do consumidor que a instalará.

Também são calculados os correspondentes custos de produção de energia elétrica para cada tipo de GD identificada.

O capítulo 5 apresenta uma aplicação do modelo proposto em um exemplo que visa ilustrá-lo.

O capítulo 6 apresenta a conclusão, onde também são apontadas as contribuições introduzidas por este trabalho e possíveis prosseguimentos para a linha de pesquisa desenvolvida.

Esclarecimentos complementares de algumas informações utilizadas durante o trabalho são apresentados em anexos.

1.2 Objetivo

O presente trabalho tem por objetivo propor e desenvolver um modelo de identificação e avaliação de oportunidades de geração distribuída (GD) e dispersa (GDd) para beneficiar a concessionária, contribuindo para otimizar seu planejamento da rede de distribuição buscando, sempre que possível, beneficiar também o consumidor.

O modelo deve permitir identificar, dentro de uma área geográfica específica, as potenciais unidades de geração distribuída baseando-se em seus processos industriais e estimando-se os custos e os benefícios correspondentes.

Técnicas fundamentadas ao modelo de “Planejamento Agregado de Investimentos em Redes de Distribuição” devem ser desenvolvidas para representar o impacto da geração distribuída na rede, tendo ao fundo cenários com diferentes intensidades da presença de geração dispersa.

2. ESTADO DA ARTE

2.1 Histórico

Até o final da década de 90, o Brasil apresentou uma estrutura energética cuja gestão estava centralizada no Estado, sendo este o principal responsável por todo o planejamento e investimentos no setor elétrico por meio de empresas estatais que monopolizavam o setor.

Dentro deste quadro, a maioria dos investimentos em geração era empregada na construção de grandes centrais hidroelétricas, não raro, em detrimento de impactos sociais e ambientais indesejados.

No final da década de 90, após anos de carência de investimentos no setor elétrico, houve uma razoável abertura do mercado no setor dos serviços de energia elétrica com a conseqüente concessão da exploração desses serviços ao setor privado.

Esse fato alterou o perfil dos investimentos, bem como a forma de planejar a expansão do sistema. Cresceram os agentes envolvidos no planejamento, havendo maior espaço para as demandas da sociedade, fabricantes, consumidores e também a relevância dos impactos ambientais. Conseqüentemente novas técnicas de planejamento bem como novas alternativas vêm sendo consideradas.

Neste novo contexto a geração distribuída ganhou importância, uma vez que suas características vêem ao encontro às demandas do novo ambiente, contribuindo para a solução de diversos impasses [2]. Dentre essas características está a pequena escala, o baixo nível de investimento, o curto período de retorno, a capacidade adaptação às necessidades locais, o elevado índice de industrialização, bem como a possibilidade de melhoria das condições sociais e ambientais. Por outro lado, ainda existe escassez de investimento motivado pela ausência de incentivos suficientemente efetivos para o setor, bem como riscos regulatórios.

Vale lembrar que o interesse em usinas de grande potência persiste no Brasil, justificado pela existência de fontes primárias ainda não exploradas, além da necessidade de grandes incrementos de energia para suprir o crescimento da demanda. Não obstante, investimentos em geração distribuída surgem quando há interesse econômico de um agente, usualmente motivado por recurso energético disponível.

A viabilidade da implementação de novas unidades de geração distribuída tem sido facilitada pelos crescentes avanços tecnológicos e pelo gradual avanço da legislação Em 2002, por meio da lei federal nº 10.438, foi instituído o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Este programa incentivou projetos de geração por meio de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), térmicas a biomassa e usinas eólicas, garantindo a compra e o valor da produção. Esse Programa sinalizou uma diversificação da matriz energética brasileira, especialmente para tecnologias que utilizem recursos renováveis.

2.2 Geração Distribuída

Geração Distribuída (GD) é uma fonte de produção de energia elétrica, em geral de porte limitado e próxima ao consumidor final, que pode utilizar fontes primárias diversas e ser integrada a sistema de cogeração, no qual se desenvolve, simultaneamente, geração de energia elétrica, mecânica ou térmica (calor de processo ou frio) a partir da queima de um combustível tal como os derivados de petróleo, o gás natural, o carvão ou a biomassa.

A Agência Nacional de Energia Elétrica, por meio do PRODIST [4], define GD como sendo: *"Geração de energia elétrica, de qualquer potência, conectada diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada*".

O decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 define geração distribuída no artigo 14 como sendo "*a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles*

tratados no art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela provenientes de empreendimento:

- *Hidrelétrico com capacidade instalada não superior a 30 MW e;*
- *Termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL.*"

Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustíveis são dispensados das exigências de rendimento.

A Geração Distribuída não é despachada centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)".

2.3 Principais Tecnologias de Geração Distribuída

As principais tecnologias disponíveis para geração distribuída são listadas abaixo [3] [5] [15] e detalhadas no anexo A:

- Microturbinas a gás;
- Turbinas a vapor;
- Turbinas a gás;
- Ciclo combinado (turbina a gás + vapor);
- Motor de combustão interna;
- Motor Stirling;
- Células a combustível;
- Sistemas híbridos;
- Turbina eólica;
- Sistemas fotovoltáicos.

As tecnologias empregadas em geração distribuída, incluindo para medição, controle e comando têm evoluído, oferecendo formas "limpas" de geração, em unidades de diversos portes a custos decrescentes, aplicadas em várias

modalidades operativas como: geração na base, geração de emergência, complementação no horário de ponta e cogeração.

2.4 Geração Dispersa

A geração dispersa (GDd) é entendida neste texto como sendo pequenas centrais de geração conectadas nas redes de baixa tensão, onde a potência nominal é limitada a um determinado valor e embutida em consumidores individuais, alterando os seus requisitos de energia da rede pública. Espera-se que, futuramente, sejam eliminadas as atuais barreiras regulatórias que impossibilitam a exportação de energia para a rede de baixa tensão durante períodos de carga leve.

A prática de *net metering* (contabilização da energia consumida menos exportada diretamente nos medidores de baixa tensão) já é comum em alguns países, com maior ênfase aos EUA e Alemanha [87], viabilizando e incentivando o uso de fontes renováveis de energia de forma dispersa na rede.

Essa forma de tarifação utiliza medidores bidirecionais, permitindo um balanço entre o que foi consumido e o gerado, dentro de um período pré-definido. Países que adotaram [47] esta prática definem classes de consumidores e de tecnologias de geração que se classificam para o uso de *net metering*, limitando sua aplicação a tecnologias de geração renovável em pequenos consumidores.

Na Europa o uso de GDd como alternativa à fontes centralizadas e ambientalmente questionáveis vem apresentando cada vez mais espaço, especialmente com o crescente incentivo governamental.

No Brasil a disseminação da geração dispersa enfrenta dificuldades pelo ainda elevado custo de instalação que a torna pouco competitiva, pela ausência de regulamentação incentivadora e também pelo desinteresse das concessionárias por evidente perda de mercado no cenário regulatório vigente.

Devido a não regulamentação da conexão de unidades de geração dispersa em paralelo à rede de baixa tensão, sua aplicação é restrita à operação em ilha em pontos isolados ou quando a concessionária local assim a permite.

Dentre as diversas tecnologias possíveis para a geração dispersa, aquelas que não utilizam combustíveis fósseis, tal como a solar e eólica, apresentam maior vantagem ambiental, além de requisitarem pouca manutenção e nenhuma intervenção durante a operação favorecendo a utilização residencial ou comercial de pequeno porte. A vantagem ambiental poderia ser revertida em incentivos governamentais que facilitassem sua viabilidade (“selos verdes”).

Além destas tecnologias, a geração por microturbinas é que apresenta, atualmente maior viabilidade econômica, além de maior potência disponível. Entretanto, tal tecnologia necessita de disponibilidade de gás natural, estando o custo de geração fortemente associado ao custo desse combustível.

As microturbinas apresentam maior possibilidade de aplicação em consumidores de maior porte ou para consumidores agrupados tais como edifícios residenciais ou comerciais, respeitadas as condicionantes regulatórias.

2.4.1 Geração Dispersa a partir da Energia Solar

A geração fotovoltaica apresenta constante redução de custo, com possibilidade de ser viável em médio prazo para o atendimento a pequenos consumidores individuais. Tal sistema é conhecido por SFCR (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede) e opera com inversores comutados pela rede, permitindo o sincronismo. O usual desencontro entre produção e consumo nessa modalidade pode resultar em excedente de geração [84] sugerindo o uso de baterias para o “despacho local” de energia, ou seja, exportação em períodos de maior interesse.

Para a tecnologia solar deverão ser considerados módulos individuais ou em associação, cujas potências variam, individualmente, entre 10 e 250 W pico. Estes valores deverão ser ajustados para radiação solar do local de instalação, conforme curvas informadas pelo fornecedor dos painéis fotovoltaicos. A figura

2.1 apresenta como exemplo, a curva VxI de um módulo fotovoltaico, modelo KC130 da Kyocera de 130Wp e dimensão de 0,929 m^2. A partir de uma avaliação dos equipamentos disponíveis no mercado verifica-se que, na média, os módulos fotovoltaicos apresentam capacidade de 135 Wp/m^2.

A potência disponibilizada pelo painel fotovoltaico é função da radiação solar, que varia de forma horo-sazonal, conforme ilustrado na figura 2.1. A radiação máxima do local de instalação, bem como a média anual de insolação diária, poderá ser obtida no Atlas Solarimétrico do Brasil [106].

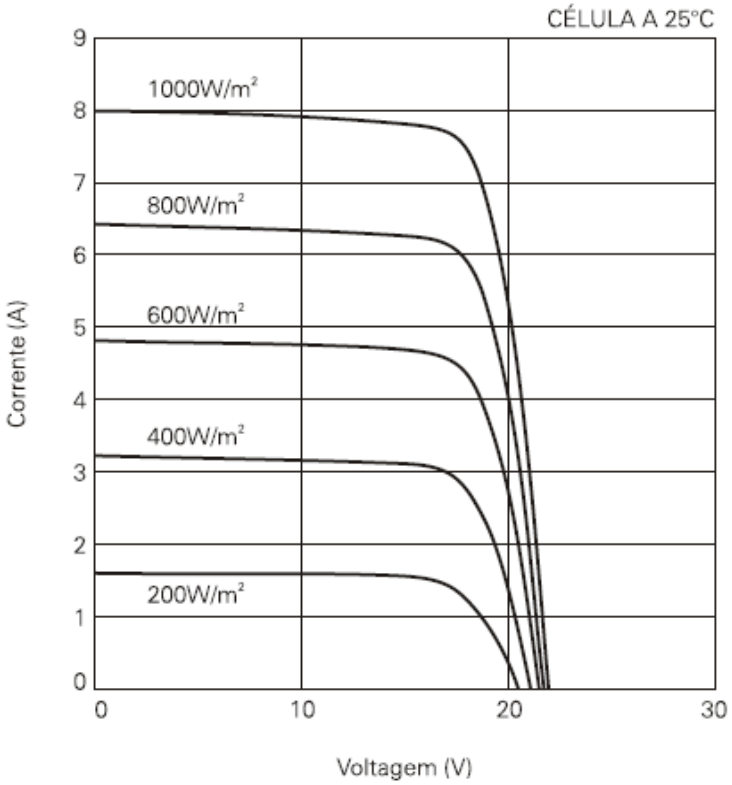


Figura 2.1 – Curva VxI de um módulo fotovoltaico em função da radiação solar incidente

Como exemplo, a cidade de São Paulo apresenta uma radiação média anual de 4,52 kWh/m^2.dia, o que equivale a 370 W/m^2. Desta forma, o painel apresentado na figura 2.1 (potência de pico de 130 Wp) disponibiliza, aproximadamente, 37 Wp. Se este mesmo módulo fosse instalado em Olinda – PE, cuja radiação média é de 450 W/m^2, o painel disponibilizaria aproximadamente 46 Wp.

2.4.2 Geração Dispersa a partir de energia eólica

As tecnologias de geração eólica possuem uma faixa maior de disponibilidades de potência sendo que as aplicações consideradas de pequeno porte, com instalação simplificada, situam-se entre 160 W e 5 kW por turbina. Os fabricantes de turbinas eólicas fornecem a curva de potência gerada em função do vento local. A título de ilustração, a figura 2.2 apresenta a curva de potência da turbina Whisper 500 (P_N = 3000 W) em função da velocidade do vento.

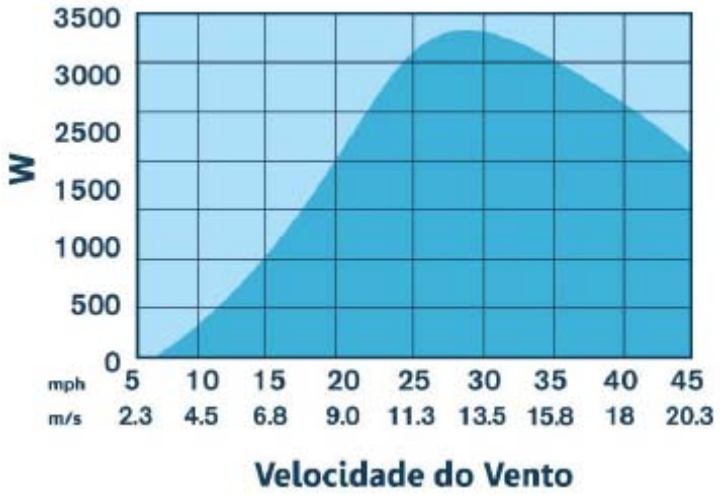


Figura 2.2 – Curva de potência de uma turbina eólica

Apesar de ser necessário realizar diversas medições de velocidade do vento antes da instalação da turbina, é possível obter um valor aproximado para um cálculo preliminar a partir do Atlas Eólico Brasileiro. As velocidades de ventos registradas neste documento estão referenciadas para uma altura de 50 m, valor correspondente a um edifício de, aproximadamente, 15 andares. A instalação de turbinas eólicas em áreas urbanas apresenta maior dificuldade devido à variação na velocidade do vento decorrente de turbulência gerada pela rugosidade do relevo.

Um cálculo mais conservador considera a potência gerada na velocidade mínima do gerador, tipicamente, entre 4 e 5 m/s, conforme verificado junto a diversos fabricantes.

Edifícios apresentam maior facilidade em instalar células fotovoltaicas ou mesmo turbinas eólicas em suas coberturas, dada a redução de obstáculos para

o vento ou sombras para as células fotovoltaicas. O fato de tratar-se de um agrupamento de consumidores contribui para a instalação de unidades maiores.

2.8 Conexão da Geração Distribuída no Sistema Elétrico

Diversos trabalhos, tais como [81] e [82], foram desenvolvidos visando determinar os impactos da conexão da geração distribuída no sistema elétrico, especialmente ao sistema de distribuição. Por outro lado as concessionárias de energia elétrica buscam adotar regras conservadoras, muitas vezes limitando os possíveis benefícios introduzidos pela conexão de unidades maiores.

A conexão de GD às redes públicas no Brasil ainda carece de regulamentação específica por parte da ANEEL, de forma que a análise em cada caso fica a cargo da concessionária distribuidora, a partir de estudo a ser realizado pelo requerente acessante [66] [67] [68]. Esta por sua vez, estabelece regras de conexão, envolvendo o sistema de proteção, o limite de curto circuito e definindo as responsabilidades. Usualmente tais regras são conservativas, limitando os possíveis benefícios introduzidos pela conexão.

Assim como há restrições de valores de demanda para conexão de consumidores em cada nível de tensão [69], há também para a capacidade de GD. A seção 5.1 do módulo 3 do PRODIST [4], [103] sugere os seguintes limites de potência para conexão a cada nível de tensão:

Tabela 2.1 – Níveis de tensão para conexão de geração distribuída

Potência	Tensão
< 10 kW	BT (monofásico)
10 a 75 kW	BT (trifásico)
76 a 150 kW	BT (trifásico) ou MT
151 a 500 kW	BT (trifásico) ou MT
501 kW a 10 MW	MT ou AT
11 a 30 MW	MT ou AT
> 30 MW	AT

Sendo MT as tensões padronizadas de 13,8 kV e 34,5 kV e AT as tensões padronizadas de 69 kV e 138 kV, podendo haver variantes conforme a concessionária.

Diversas concessionárias, tais como Eletropaulo, CPFL, COELBA, CEEE [66] [67] [68], bem como o próprio PRODIST determinam que consumidores com demanda entre 75 kW e 2.500 kW devem ser conectados ao sistema de distribuição de média tensão. Acima de 2.500 kW a concessionária pode solicitar a conexão ao sistema de sub-transmissão [69].

2.9 Custos e Benefícios Relacionados à Geração Distribuída

A avaliação dos custos e benefícios envolvidos com a conexão de unidades de geração distribuída à rede tem sido objeto de diversas discussões e estudos, concomitantes com sua crescente aplicação [23] [24] [25] [26].

A instalação de uma geração distribuída em um determinado ponto do sistema elétrico envolve diversos setores tais como produtor, concessionária, consumidores adjacentes e a sociedade. Porém, é importante reconhecer dentre os agentes, quais são os beneficiários e os onerados, especialmente num cenário onde a concessionária não detém o negócio de geração, obtendo apenas a receita pelos serviços de distribuição (“fio”), além de ser regida por uma regulação pouco abrangente no que diz respeito à GD. Poucos são os benefícios reconhecidos pela concessionária que, atualmente, enaltece os impactos negativos e os riscos para o sistema atuando de forma reativa.

De modo geral, a iniciativa da instalação de uma GD é do produtor, que a vê sob a óptica de investidor realizando estudos de viabilidade técnica-econômica e cenários de risco que incluem, atualmente, a possibilidade de venda de excedentes, ao contrário do que ocorria até a abertura de mercado do setor, quando visavam, sobretudo a auto-suficiência.

A sociedade, cujos interesses são representados pelo órgão regulador, pode obter benefícios ambientais, de melhoria na qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica pela descentralização da geração, entre outros.

Para todos os agentes envolvidos os custos e benefícios podem ser tratados qualitativamente, como na maioria das referências bibliográficas [23] [24] [25] [26], apenas identificando as variáveis envolvidas ou quantitativamente com modelos para avaliá-los, permitindo a decisões sobre investimentos e outros subsídios para o setor.

A seguir destacam-se os principais benefícios e beneficiários identificados entre parêntesis:

- redução na emissão de poluentes quando a tecnologia de GD utiliza fontes renováveis ou substitui geração com maior impacto (sociedade e investidor, por meio de créditos de carbono);
- aumento da confiabilidade do sistema de distribuição (consumidores e concessionária);
- aumento da elasticidade entre preços e demanda da energia elétrica (consumidores);
- postergação de investimentos em transmissão e distribuição (concessionária e consumidores);
- possíveis reduções das perdas no sistema em função de sua localização na rede (concessionária e consumidores);
- melhoria na regulação de tensão (concessionária e consumidores);
- redução dos terrenos necessários para implementação de centrais de geração e linhas de transmissão e distribuição (concessionária e sociedade);
- aumento da eficiência de plantas com geração de calor ou frio, no caso de aplicação de cogeração (concessionária e consumidores);
- redução da dependência em relação à concessionária (consumidores e produtor);
- provisão de serviços ancilares tais como reserva girante, regulação, reativos, entre outros (produtor);
- ganhos com a comercialização de excedentes e redução de custos, principalmente em cogeração (produtor).

Em contrapartida, os principais ônus associados são:

- redução do faturamento da concessionária no caso de cogeração;
- incentivos ou descontos para tecnologias de fontes renováveis;
- custo de implementação (produtor);
- custos de combustível (produtor);
- custos de manutenção periódica (produtor)
- seguro (produtor);
- custo de conexão (produtor);
- aumento do nível de curto circuito e possíveis efeitos associados (concessionária);
- manutenção da confiabilidade e controle do sistema para GD de grande porte (concessionária);
- aumento na emissão de ruídos (sociedade).

Estudos realizados em [81] e [82] apresentam uma metodologia de dimensionamento e localização de unidades de geração distribuída visando a otimização das perdas no sistema, utilizando equações de fluxo de carga distribuído, sem preocupação com os limites operacionais de tensão.

Entretanto esta metodologia não é aplicável em cogeração, que é a forma mais freqüentes de GD, porque a localização é determinada por fatores independentes da rede elétrica, vinculados ao sítio de produção e do processo que permite a cogeração.

A potência da instalação e a energia a ser gerada raramente é aquela que apresenta maior vantagem à concessionária estando limitada às características de processo industrial associado, não obstante vantagens de venda de excedentes possam ensejar instalações de maior capacidade que sejam compatíveis com a disponibilidade de insumos energéticos primários.

2.10 Planejamento da Distribuição de Energia Elétrica

A abertura do mercado do setor de energia elétrica, sobretudo no segmento de distribuição de energia motivou evoluções no planejamento de sua expansão, ensejando o desenvolvimento de modelos para atender as novas demandas. O

avanço da informática possibilitou a consideração de cenários no planejamento com grande número de variáveis externas e também viabilizou o enfoque probabilístico, originalmente determinístico, oferecendo resultados sobre risco.

O processo de planejamento de um sistema de distribuição consiste basicamente em propor e analisar quais alternativas de evolução do sistema que atendam o mercado, bem como selecionar, a de menor custo, que respeite critérios técnicos e regulatórios, os quais incluem a qualidade de fornecimento.

O planejamento convencional apresenta, fundamentalmente, três etapas principais: planejamento estratégico, de médio prazo e operacional [70] [71].

O planejamento estratégico, ou de longo prazo, define as linhas estruturais do sistema, que devem persistir por um longo prazo e estão de acordo com o planejamento urbanístico regional. Assim, são estabelecidos os níveis de tensão, os terminais de suprimento, os principais troncos de distribuição, os padrões básicos de subestações e de rede aérea e subterrâneos, dentre outros.

O planejamento de médio prazo, usualmente de 3 a 5 anos, ou planejamento tático, elabora o Plano de Obras para atendimento do mercado, o qual identifica e especifica as características técnicas gerais das novas instalações e ampliações ou reforços das existentes, abrangendo as linhas de subtransmissão, as subestações, a rede primária e a rede secundária.

Por fim, o planejamento operacional ou de curto prazo, identifica e caracteriza obras que ajustam o rumo definido pelo plano de obras de médio prazo e trata das outras emergenciais ou provisórias.

A par dessas modalidades de planejamento, havia carência no setor de uma ferramenta que pudesse planejar de forma expedita, os investimentos necessários para se garantir um determinado nível de qualidade e, com a recente regulação tarifária, também a necessidade de cálculo de custos marginais de expansão de médio e de longo prazo. O planejamento agregado de investimentos veio atender essas lacunas.

Trata-se de um modelo de planejamento em que a rede é representada de forma estatística por meio de seus atributos, onde são aplicadas obras

constantes de um portfólio pré-estabelecido, gerando desta forma um conjunto de alternativas de expansão. A seleção da melhor alternativa é realizada por cálculos estatísticos que atribuem um grau de mérito correspondente ao custo/benefício de cada alternativa, possibilitando identificar a melhor trajetória. Também são considerados cenários que contemplam aspectos sócio-econôicos, tecnológicos e financeiros.

Do planejamento agregado de investimento resulta um plano de desembolsos correspondente às obras visando atingir determinado nível de qualidade durante um determinado período identificando a natureza e a quantidade das instalações, negligenciando, no entanto, a localização geográfica.

A evolução da presença de geração distribuída ou dispersa no sistema de distribuição pode alterar significativamente os resultados previstos no planejamento convencional, não obstante, nota-se que a representação desses agentes nos atuais modelos de planejamento de expansão ainda não é suficientemente satisfatória, recomendando o desenvolvimento de modelo adequado, o que motivou uma das vertentes da presente pesquisa.

2.11 Aspectos Legais e Regulatórios

A legislação do setor elétrico brasileiro apresentou profunda alteração nos últimos anos, visando criar um ambiente de concorrência com modicidade tarifária e qualidade adequada, não obstante, a regulação que trata de geração distribuída ainda não contempla todos os aspectos de sua problemática, destacando-se a:

- Inexistência de ampla diferenciação de valor de compra, por tecnologia nas chamadas públicas;

- Impossibilidade de participação da concessionária de distribuição de energia elétrica como investidor em geração distribuída e dispersa, incluindo manutenção e operação de cada unidade;

- Carência de regras que a conexão de geração distribuída à rede de distribuição de baixa ou média tensão;

- Impossibilidade de conexão de unidades geradoras de pequeno porte (geração dispersa) em paralelo com a rede de baixa tensão;

- Inexistência de tarifas horo-sazonais para consumidores de baixa tensão, que poderiam representar benefícios para a geração dispersa;

- Inexistência de subsídios fiscais para tecnologias de fontes limpas e renováveis utilizadas em geração dispersa.

A seguir é apresentada uma visão geral dos principais dispositivos legais que tratam do assunto com o objetivo de situar a geração distribuída no contexto do arcabouço legal e regulatório atual.

2.11.1 Outorga da Central Geradora

Segundo o artigo 21 da Constituição Federal de 1988, é de competência da União, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos.

Desta forma, cabe ao Estado, sempre que não tiver interesse ou recursos, terceirizar a exploração energética, seja ela a geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica.

A lei n^{o} 8.987/95 define as regras para a concessão ou permissão de qualquer serviço público, onde a geração de energia elétrica está inclusa. Em seu artigo 2º, a referida lei define:

II - concessão de serviço público: a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado;

IV - permissão de serviço público: a delegação, a título precário, mediante licitação, da prestação de serviços públicos, feita pelo poder concedente à pessoa física ou jurídica que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco.

Na lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995 são estabelecidas as normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos. O Capítulo II desta lei refere-se apenas aos serviços de energia elétrica, onde se destacam os seguintes tópicos:

Art. 5º São objeto de concessão, mediante licitação:

I - o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW e a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 5.000 kW, destinados a execução de serviço público;

II - o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW, destinados à produção independente de energia elétrica;

III - de uso de bem público, o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 10.000 kW, destinados ao uso exclusivo de autoprodutor, resguardado direito adquirido relativo às concessões existentes.

Art. 6º As usinas termelétricas destinadas à produção independente poderão ser objeto de concessão mediante licitação ou autorização.

Art. 7º São objeto de autorização:

I - a implantação de usinas termelétricas, de potência superior a 5.000 kW, destinada a uso exclusivo do autoprodutor;

II - o aproveitamento de potenciais hidráulicos, de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 10.000 kW, destinados a uso exclusivo do autoprodutor.

Parágrafo único. As usinas termelétricas referidas neste e nos arts. 5º e 6º não compreendem aquelas cuja fonte primária de energia é a nuclear.

Art. 8º O aproveitamento de potenciais hidráulicos, iguais ou inferiores a 1.000 kW, e a implantação de usinas termelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW, estão dispensadas de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente.

A lei 10.848, através do artigo 8, parágrafo 5º determina que empresas de distribuição de energia elétrica não podem desenvolver atividades de geração, com exceção para o atendimento de sistemas isolados ou mercado próprio, quando o mesmo for menor que 500 GWh/ano.

2.11.2 Conexão à Rede

A conexão de uma unidade de geração distribuída ao sistema elétrico poderá ocorrer no sistema de transmissão ou ao sistema de distribuição, dependendo do ponto de conexão e tamanho da unidade.

Conforme estabelecido na lei 9.047, art. 15, §6º "*É assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso ao sistema de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente*."

Os "custos de transporte" referenciados nesta lei são representados pela TUST na transmissão e TUSD na distribuição. Ambas possuem estrutura e regramento definido pela ANEEL. O cálculo da tarifa leva em conta a localização do barramento de conexão do acessante, bem como o carregamento da rede até o ponto de conexão. Desta forma, a localização da geração distribuída pode influenciar no cálculo da "tarifa-fio" na medida em que altera o carregamento da rede.

O PRODIST [4] prevê que a TUSD deve ser arrecadada pela concessionária mensalmente, com base de cálculo na demanda ou potência instalada, cabendo 50 % do ônus ao gerador e 50 % aos consumidores.

A resolução ANEEL nº 166 de 10 de outubro de 2005 complementa que a TUSDg (paga pelas unidades geradoras), deverá ser a menor TUSD da concessionária, enquanto que a resolução ANEEL nº 77 de 18 de agosto de 2004

estabelece um desconto de 50 % na TUSD para geração hídrica, solar, eólica e biomassa conectada à rede de distribuição. Em muitos casos, a contratação da energia gerada pela unidade de GD é feita por terceiros, sendo que a contratante repassa à concessionária o valor referente à TUSD ou TUST.

Cabe ao ONS, pela Lei nº 9648/98, Decreto 2655/98 e res. ANEEL nº 281/99, a definição das condições de acesso à Rede Básica e a contratação do seu uso. O acesso deve ser solicitado ao ONS ou à concessionária de transmissão fisicamente acessada, caso a conexão pretendida seja à Rede Básica ou à distribuidora para conexão à rede de distribuição ou nas DITs – Demais Instalações de Transmissão.

A resolução nº 067 de 8 de junho de 2004, em seu artigo 4º define DITs como instalações de transmissão que não constituem a rede básica e que atendam aos seguintes critérios:

I – linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo;

II – interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica; e,

III – linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.

Já a resolução ANEEL 281 de 1º de outubro de 1999 diz respeito a "*condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição*", incluindo:

§ 2º. Artigo 10 "*Para acesso aos sistemas de distribuição, os usuários deverão firmar os contratos de uso dos sistemas de distribuição e conexão com a concessionária ou permissionária local*".

§ 1º. Artigo 18 "*Os encargos de conexão serão objeto de negociação entre as partes e deverão cobrir os custos incorridos com o projeto, a construção, os equipamentos, a medição, a operação e a manutenção do ponto de conexão*".

O módulo 3, seção 3.2, item 5 do PRODIST [4] determina os critérios técnicos para a "Conexão de Unidades da Categoria de Produção aos Sistemas de Distribuição". Nesta seção são determinadas as características técnicas a serem seguidas, bem como os estudos que a acessante deverá apresentar.

Uma vez definidos os aspectos técnicos da conexão, a concessionária ou o ONS, dependendo do caso, emite o "Parecer de Acesso", que é a base para a elaboração do contrato de uso e conexão do sistema elétrico. O contrato será diferente para acesso ao sistema de distribuição e transmissão, bem como para centrais que se qualifiquem para o despacho centralizado do ONS.

O "contrato de uso" deve especificar a potência máxima a ser exportada ou importada no ponto de conexão, estabelecendo penalidades para a ultrapassagem deste valor. A "tarifa de uso" é aplicada a essa potencia especificada.

2.11.3 Geração Distribuída

Desde 2003 tramita no congresso nacional o projeto de lei nº 630/2003 [107] que visa, fundamentalmente, incentivar a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, criando um fundo nacional para este fim. Esta lei alterará as leis nº 9.427, de 26/12/1996, nº 9.478, de 06/08/1997, nº 9.249 e nº 9.250, de 26/12/1995 e nº 10.848, de 15/03/2004. A sua aprovação representará um dos maiores avanços a fim de facilitar o crescimento de unidades de geração distribuída uma vez que facilita sua viabilidade e comercialização da energia excedente.

Neste é proposto que as distribuidoras cujos mercados são atendidos pelo Sistema Interligado Nacional contratem anualmente, a partir de 2011, através de leilões e por um período de 10 anos, 200 MW médios de energia elétrica provenientes de fontes eólicas, de biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas, individualmente, desde que o empreendimento tenha capacidade

instalada superior a 1.000 kW. Da mesma forma, propõe que ocorram chamadas públicas, pelas mesmas distribuidoras, para a aquisição de energia elétrica produzida a partir de fontes alternativas renováveis de plantas com capacidade de geração superior a 50 kW e igual ou inferior a 1.000 kW (geração distribuída) por um período de 20 anos, de modo que atendam, no mínimo, a 5% do incremento anual da energia elétrica a ser fornecida ao respectivo mercado consumidor; adicionalmente, propõe que tais chamadas públicas priorizem empreendimentos de pequenos produtores, que terão isenção do pagamento de tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição por um período de 10 anos, devendo ser conectados aos sistemas elétricos em um prazo de até 18 meses com base no critério de “conexão rasa”, no qual o acessante é responsável pela implantação das instalações de conexão e a acessada pelos reforços e ampliações necessários em seu sistema.

Adicionalmente, propõe que as distribuidoras adquiram, a partir de 2011, toda a energia elétrica produzida por centrais de microgeração distribuída (até 50 kW de capacidade instalada, a partir de fontes alternativas renováveis), que estarão isentas do pagamento das tarifas de uso da distribuição e deverão ser conectadas em até 90 dias, utilizando-se o mesmo ponto de entrega de energia ao consumidor, sendo que a acessada deverá assumir os reforços e ampliações em seu sistema elétrico, bem como o custo da medição; propõe, também, que a partir de 2011, anualmente (na base de 100 MW médios) e durante o período de dez anos, deverão ser celebrados contratos de fornecimento de energia elétrica proveniente de fontes alternativas renováveis entre as empresas de geração controladas direta ou indiretamente pela União e as distribuidoras.

Também é proposta a instituição de Certificados Comercializáveis de Energia Alternativa Renovável, a ser registrado junto à Câmara de Comercialização de Energia elétrica – CCEE e o incentivo ao aproveitamento da energia solar para o aquecimento de água em residências e comércio, com uma redução de, pelo menos, 20% em suas tarifas de energia elétrica.

2.11.4 Geração Dispersa

No Brasil não existe uma legislação específica para a geração dispersa conectada em paralelo à rede.

A resolução normativa nº 83 da ANEEL, de 20 de setembro de 2004, estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por intermédio de Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI). Entretanto não é prevista a conexão de tais fontes alternativas em paralelo com a rede.

Nesse contexto, as concessionárias de distribuição de energia elétrica publicaram normas próprias que impedem a conexão de geradores operando em paralelismo permanente com a rede de baixa tensão.

Entretanto através da portaria nº 36, de 28 de novembro de 2008, foi criado o Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltáicos (GT-GDSF) com finalidade de elaborar estudos, propor condições e sugerir critérios destinados contribuir na proposição de uma política de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede.

A ANEEL, por meio da nota técnica nº 043, de 8 de setembro de 2010, instalou uma Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte (GDd), a partir de fontes renováveis, conectada em tensão de distribuição.

2.11.5 Licenciamento Ambiental

Todos os empreendimentos de geração de energia elétrica necessitam de licenciamento ambiental. Os empreendimentos de cogeração em particular são considerados “potencialmente poluidores”, pois na maioria dos casos, estão associados à queima de um combustível primário. Também é levado em consideração o consumo de água para resfriamento e geração de vapor já que há desvio de curso natural de água que poderá ser poluído se não houver utilização e tratamento adequados.

De uma forma geral, os empreendimentos de geração de energia elétrica deverão seguir à resolução CONAMA nº 006 de 1987 [30], que exige três fases de licenciamento (licença prévia, licença de instalação e licença de operação).

Entretanto, empreendimentos com pequeno potencial de impacto ambiental poderão seguir o que ficou estabelecido como licenciamento ambiental simplificado, estabelecido pela resolução CONAMA nº 279 de 2001 [31]. As centrais termelétricas e suas respectivas linhas de transmissão ou distribuição estão enquadradas nesta legislação simplificada desde a crise energética de 2001, que motivou a elaboração desta resolução.

As unidades de geração distribuída do Brasil podem, desde 2007, participar de leilões de crédito de carbono, conforme estabelecido pelo protocolo de Kyoto.

O Brasil não é um dos países desenvolvidos do Anexo I deste Protocolo, que são obrigados à reduzir a emissão de gases de efeito estufa, podendo oferecer créditos de carbono aos países incluídos nesse anexo.

2.11.6 Comercialização de Excedentes

A comercialização da energia produzida por uma geração distribuída poderá se realizar de cinco formas: através de chamada pública da concessionária de distribuição, venda no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), contratos bilaterais no Ambiente de Contratação Livre (ACL), chamada pública do PROINFA e GD existente no contrato de concessão. A legislação para tal comercialização fundamenta-se, principalmente, na lei 10.848/04, no decreto 5.163/04 e resolução normativa ANEEL 167/05.

O processo de chamada pública possibilita à concessionária comprar até 10% de seu mercado consumidor em energia proveniente de geração distribuída, sem necessidade de recorrer aos leilões do ACR. Entretanto, conforme apresentado em [103], entre jan/06 e jul/10 apenas 8 concessionárias realizaram tais chamadas públicas, com um total de 95,9 MW médios. Tais valores estão aquém do que poderia ser considerado como ideal para incentivar a geração distribuída, indicando que esse modelo precisa ser aperfeiçoado, já que não tem sido suficientemente atraente para os pequenos geradores e para as distribuidoras.

O maior obstáculo para a realização de chamadas públicas de GD é o valor de referência praticado [102], valor considerado baixo para a contração de GD (145,41 R$/MWh em 2010). O valor de referência é obtido pela média ponderada dos valores obtidos nos leilões A-5 e A-3 (leilões realizados 5 e 3 anos antes do início de suprimento de energia elétrica, respectivamente) e representa o limite de repasse à tarifa da energia adquirida por GD e leilões de ajuste.

A comercialização de GD existente no contrato de concessão da distribuidora somente é possível para empreendimentos existentes até 2004, ficando vetado para novos empreendimentos.

As três formas mais viáveis de comercialização de energia proveniente de empreendimentos de geração distribuída são a venda no ACR, PROINFA e ACL. No caso de venda no ACR, o produtor estará sujeito às regras dos leilões de energia elaborados pela CCEE. A grande vantagem está no prazo dos contratos (30 anos) que garantem baixo risco de variações de mercado. Poderão participar do ACR unidades cogeradora qualificadas conforme requisitos estabelecidos na resolução normativa nº 228/06.

No caso de chamada pública do PROINFA, além da vantagem de contratos de longo prazo (20 anos), a compra da energia é assegurada pela Eletrobrás, a preços vantajosos. Entretanto, as chamadas públicas não ocorrem com regularidade, o que introduz incertezas no planejamento do empreendimento. Para comercialização por meio do PROINFA, o produtor deverá estar classificado como produtor independente autônomo (PIA).

Por fim, a comercialização de energia proveniente de geração distribuída por livre negociação (ACL) é possível para fontes incentivadas, definidas como PCH (potência entre 1 a 30 MW), energia eólica, solar ou biomassa com potência instalada inferior a 30 MW. Tais produtores poderão comercializar diretamente com consumidores que possuam carga igual ou superior a 500 kW. Neste caso, o valor da tarifa e período de duração do contrato são negociados entre ambas as partes, sem limites regulatórios, devendo apenas registrar o contrato na CCEE.

A figura abaixo, desenvolvida por Polizel [92], ilustra as alternativas de comercialização de energia elétrica proveniente de geração distribuída.

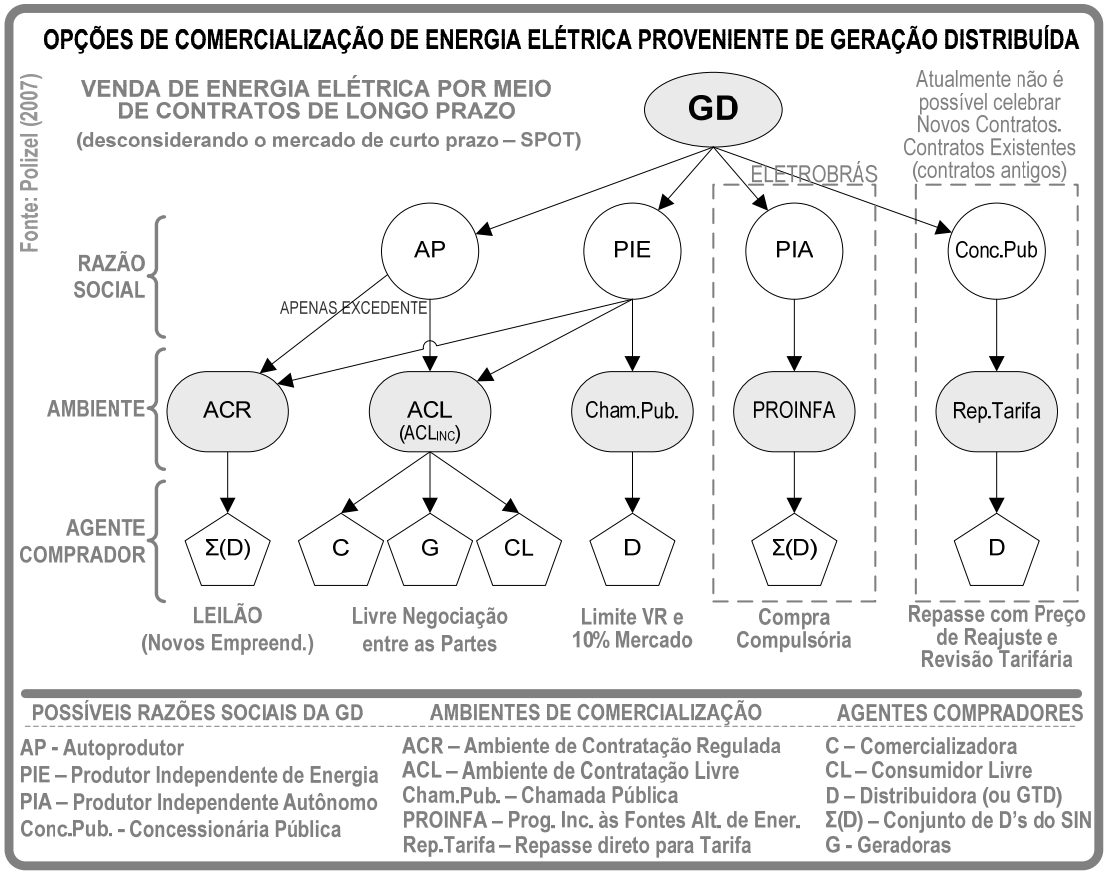


Figura 2.3 - Síntese de opções de comercialização de energia proveniente de GD

2.11.7 Legislação em Outros Países

Também no âmbito internacional a regulação referente à GD é freqüentemente apontada como insuficiente ou em fase de elaboração, sendo uma das principais barreiras para o seu desenvolvimento.

Na Itália [19], citam-se aspectos como a proibição do ilhamento não intencional, por questão de segurança, além da falta de definição precisa de GD.

No Reino Unido [21] há a preocupação de facilitar as conexões de GD à rede. Atualmente, os microgeradores (geração dispersa) não precisam de uma autorização para conectar-se à rede de distribuição, podendo simplesmente ser ligados e informar o operador da rede (Distribution Network Operator, DNO). Esta abordagem é aplicável até uma capacidade de geração de 4 kW.

A estrutura das tarifas aplicadas por todos os DNO para geradores distribuídos tem agora dois elementos. O primeiro é a ligação inicial, encargos

relacionados com novos ativos necessários para fazer a conexão. O segundo elemento é a cobrança pelo uso contínuo do sistema. A metodologia utilizada pelo DNO para definir estes encargos tem de ser aprovada pela OFGEM (agente regulador). Esta tarifação foi introduzida pela primeira vez em abril de 2005.

Ainda no Reino Unido, existem alguns questionamentos sobre a prática de net *metering*. Esta é defendida em alguns estados norte-americanos, tratando-se de um medidor de energia que desconta o valor exportado para a rede do comprado. Em última instância tal prática implica em considerar o preço de venda igual ao de compra, sem considerar os custos de cada caso.

Quanto à conexão, vários países europeus apresentam restrições bem claras, como na Bélgica, onde o ponto de conexão da GD deverá ser determinado pela dimensão do gerador que deve ser menor que a potência nominal do transformador MT/BT ou AT/MT da concessionária. Na Itália a potência da GD é limitada à 65% da potência do transformador. Já no caso da Espanha a GD deverá ter potência de até 50% da capacidade da subestação de baixa ou média tensão ou de 50% da linha de alta tensão.

2.12 Cogeração

Dentre as opções de geração distribuída, aquelas provenientes de cogeração apresentam maior viabilidade econômica, além das vantagens técnicas.

A definição usual de cogeração é a produção combinada de energia elétrica (ou mecânica) e calor a partir da mesma fonte de energia primária [6]. A qualificação de centrais cogeradoras de energia é definida através da resolução nº 235 da ANEEL, de 14 de novembro de 2006.

A energia mecânica gerada pode ser utilizada para acionar bombas ou compressores, apesar de normalmente, ser inteiramente aplicada no acionamento de um gerador elétrico. A energia térmica produzida pode ser utilizada para gerar calor, frio ou ambos, no que é conhecido como trigeração (geração de energia elétrica, calor e frio).

Conforme [7], em um processo convencional, onde a energia elétrica é inteiramente adquirida da concessionária e o calor obtido a partir de uma caldeira, a eficiência global não é superior a 60%. No caso do uso de cogeração esta eficiência torna-se superior a 80%, com possibilidade de redução de mais de 15% no consumo de combustível.

Uma cogeração economicamente viável promove substancial redução nos custos operacionais da empresa que a implementa, não obstante se torne parte de seu processo produtivo, causando conseqüências negativas em caso de indisponibilidade de energia elétrica, dado que na maioria das vezes, há formas alternativas de geração de vapor ou de calor, mas não há outras formas de produzir energia elétrica. Essas conseqüências são agravadas pelo fato do custo da energia elétrica fornecida pela concessionária ser maior do que o obtido de cogeração, havendo portanto, um incremento nos custos operacionais durante o período de indisponibilidade da cogeração.

Para que os custos decorrentes da indisponibilidade da GD viabilizem o empreendimento, esta deve operar durante o maior tempo possível, usualmente de 6.000 a 8.000 horas por ano [14].

A figura abaixo ilustra o rendimento da uma unidade com cogeração com produção separada de calor e eletricidade [8]. Tal como é possível verificar, no caso de produção separada dos dois insumos as perdas podem alcançar 63% do poder energético do combustível primário. Esse valor pode ser reduzido á 15% com o uso de cogeração.

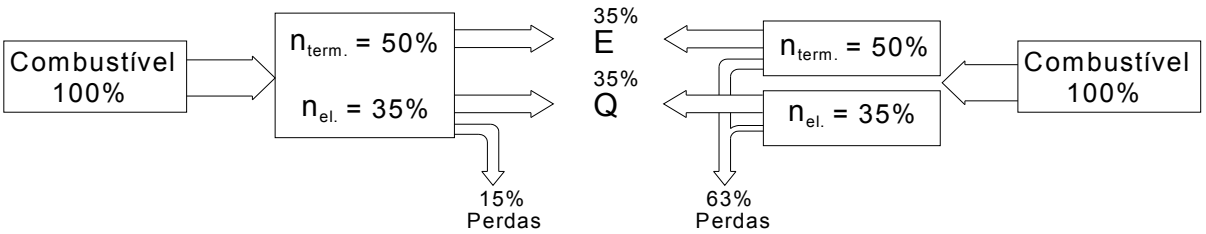


Figura 2.4 – Rendimento na geração de eletricidade e calor

A eficiência energética obtida pela cogeração é verificada pela tabela 2.2 abaixo [8]:

Tabela 2.2 – Eficiência na geração termelétrica e cogeração

Ciclo	Otto ou diesel	Rankine	Brayton	Combinado
Termelétrico	40 a 46%	30 a 45%	35 a 45%	57%
Cogeração	62%	50%	70 a 75%	70 a 75%

Conforme [7] o rendimento de uma central de cogeração é dado por:

$$\eta = \eta_e + \eta_t = \frac{W_e + Q}{H_f}$$

Sendo:

W_e: energia elétrica disponibilizada para a rede;
Q: potência térmica útil gerada;
H_f: poder calorífero do combustível;
η_e: rendimento elétrico;
η_t: rendimento térmico.

2.12.1 Formas de Cogeração

A cogeração pode ocorrer, basicamente, de duas formas: geração de energia elétrica antes (*topping*) ou depois (*bottoming*) da energia térmica. A figura 2.5 ilustra estas duas tecnologias [3], onde:

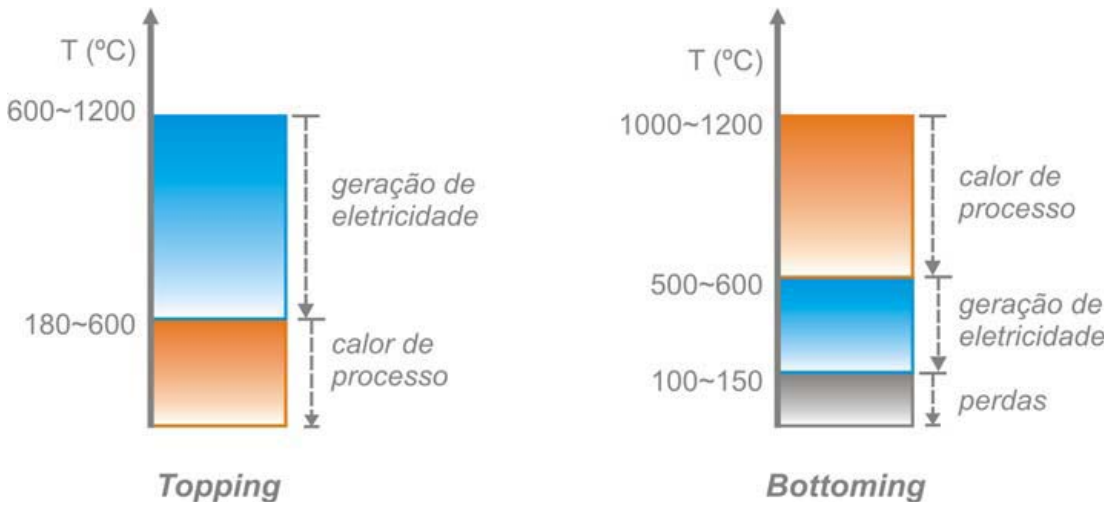


Figura 2.5 – Faixa típica de temperatura para cogeração tipo *topping* e *bottoming*.

a) ***Topping***: a partir da energia disponibilizada pelo combustível, extrai-se primeiramente a energia elétrica (altas temperaturas) para posteriormente obter-se a energia mecânica através de calor e;

b) ***Bottoming***: a partir da energia disponibilizada pelo combustível, extrai-se primeiramente a energia mecânica (calor) para posteriormente obter-se a energia elétrica.

Na maioria dos processos industriais, a utilização do calor para processo acontece entre 120 e 200^{o}C, tal como em processos de secagem, cozimento, evaporação, entre outros. Por outro lado, a geração de energia elétrica necessita de níveis mais elevados de temperatura (400 a 950^{o}C). Desta forma, torna-se mais viável a utilização de cogeração por sistema *topping*.

Em contrapartida, sistemas *bottoming* são menos frequentes, uma vez que necessita que o calor derivado do processo industrial apresente temperatura mais elevada que a necessária para gerar energia elétrica. Tal característica é encontrada em alguns processos industriais de alta temperatura tal como siderúrgicas, fornos cerâmicos, cimenteiras e refinarias de petróleo, onde a temperatura de saída do vapor oscila entre 1.000 e 1.200^{o}C.

Segundo o COGEN Europe [6], a demanda por calor pode ser classificada em quatro grupos, conforme critério abaixo:

- Processos de baixa temperatura (abaixo de 100 ^{o}C) – exemplo: uso doméstico e secagem agrícola;
- Processos de média temperatura (100 a 300 ^{o}C) – exemplo: indústrias sucro-alcooleiras, de papel e celulose, têxtil e química, onde calor é fornecido na forma de vapor;
- Processos de alta temperatura (300 – 700 ^{o}C) – exemplo: alguns tipos de indústrias químicas;
- Processos de altíssima temperatura (acima de 700 ^{o}C) – exemplo: indústrias siderúrgicas, cerâmicas, vidro e cimento.

Dentre as configurações de cogeração, a produção de energia térmica de baixa temperatura, simplesmente denominada de “frio”, por máquinas de

refrigeração por absorção de calor, merecem destaque como integrantes da planta de cogeração pela importância do papel que usualmente tem em alavancar a viabilidade da cogeração de pequeno porte.

Sob esse ponto de vista, há duas formas de se enxergar a participação da produção de frio numa central de cogeração. A primeira enfoca o fato de que o sistema de refrigeração é um processo apenas consumidor do calor gerado na cogeração, não fazendo parte deste. A segunda forma considera a produção de frio como uma das utilidades da central de cogeração, ou seja, o sistema de refrigeração por absorção fazendo parte da central de cogeração. Esta visão poderá ser alterada à medida que o proprietário da central cogeradora seja o próprio consumidor do frio ou o forneça a terceiros, ou se o frio é produzido por um usuário externo consumidor de vapor.

Tomando a segunda visão como referência, observa-se na figura 2.6 a seguir [3] o suprimento de três utilidades a um consumidor comercial (*shopping center*, por exemplo): eletricidade, frio (água gelada) e calor (água quente). Neste caso há dois cenários distintos: o primeiro “antes da cogeração” e o segundo “pós-cogeração”.

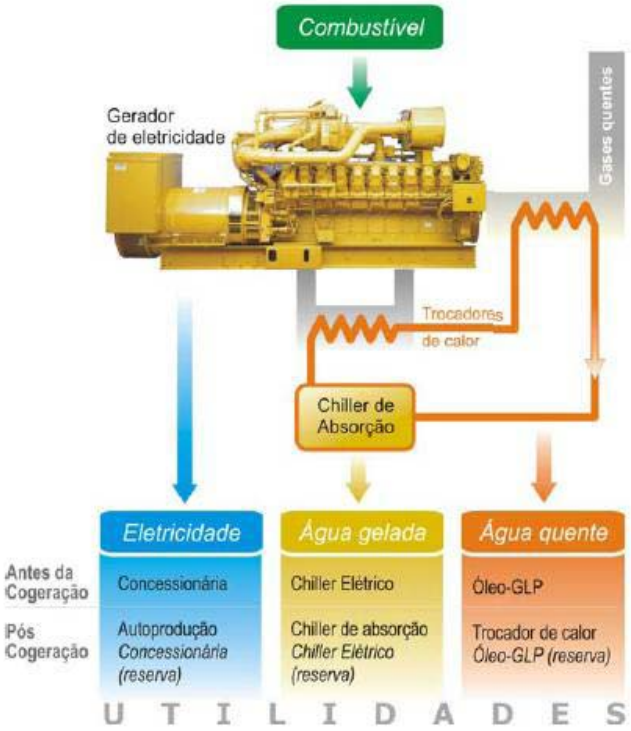


Figura 2.6 – Utilidades da cogeração

2.12.2 Estimativa do Potencial de Cogeração por Área de Processo

O dimensionamento de uma central de cogeração envolve o conhecimento detalhado das demandas térmicas e elétricas da unidade onde a cogeração será implantada, além do conhecimento dos principais equipamentos disponíveis para o ciclo térmico selecionado.

Na ausência de tais informações é possível identificar o potencial aproximado de geração a partir de poucos dados, conforme será apresentado a seguir [12].

Inicialmente serão definidos os fatores adimensionais α e β conforme abaixo:

$$\alpha = \frac{Energia\ Elétrica\ Consumida}{Calor\ Útil\ Consumido} = \frac{E_c}{Q_c}$$

$$\beta = \frac{Energia\ Elétrica\ Produzida}{Calor\ Útil\ Produzido} = \frac{E_p}{Q_p}$$

O valor de α depende exclusivamente das características do processo do consumidor, seja industrial ou do setor terciário. Quanto maior for o valor de α maior será a dependência do consumidor pela energia elétrica.

O valor de β está associado ao calor recuperável para utilização, não representando, necessariamente, o total de calor rejeitado por um ciclo térmico de potência.

As faixas de valores típicos de α por setor são apresentadas nas tabelas 2.3 e 2.4 [12] [10] [74].

Tabela 2.3 – Valores típicos de α no setor industrial

Setor	α
Açúcar e álcool	0,09 – 0,11
Papel e celulose	0,18 – 0,23
Têxtil	0,40 – 0,44
Petroquímica	0,21 – 0,25
Alimentos e bebidas	0,05 – 0,10
Cimento	0,08 – 0,14
Ferro gusa	0,05 – 0,10
Ferro liga	0,65 – 1,63
Outros metais	2,75 – 5,00
Mineração	0,17 – 0,82
Cerâmica	0,05 – 0,27
Química	0,23 – 0,50

Tabela 2.4 – Valores médios típicos de α no setor terciário

Setor	α
Hospitais	0,50
Hotéis	0,60
Restaurantes	0,60
Universidades	0,60
Lojas de varejo	4,30

É possível obter-se o valor de β a partir de curvas encontradas em referências bibliográficas [12] ou por equações [73], função da tecnologia utilizada e condições de operação. A seguir são apresentadas tais equações, sendo *t* a temperatura do vapor ou dos gases de escape em ^{o}C:

Rankine – 105 bar – t_{lim} =287 ^{o}C:

$$\beta = 0{,}54 - \frac{1{,}87 \times t}{1000}$$

Rankine – 82 bar – t_{lim} =271 °C:

$$\beta = 0{,}51 - \frac{1{,}87 \times t}{1000}$$

Rankine – 60 bar – t_{lim} =287 °C:

$$\beta = 0{,}42 - \frac{1{,}60 \times t}{1000}$$

Rankine – 42 bar – t_{lim} =287 °C:

$$\beta = 0{,}40 - \frac{1{,}75 \times t}{1000}$$

Turbina a gás:

$$\beta = 2{,}388 - \frac{3{,}88 \times t}{1000}$$

Temperatura limite de escape: 500 °C.

Motor Alternativo a Gás:

$$\beta = 2{,}928 - \frac{4{,}29 \times t}{1000}$$

Temperatura limite de escape: 450 °C.

Conforme apresentado em [73], para utilizar o valor de β diretamente no cálculo do potencial de geração em turbinas ou motores alternativos a gás, sem considerar a queima suplementar deve ser aplicada uma correção, onde o processo é dividido em duas etapas:

- Aquecimento do fluido térmico da temperatura ambiente (t_{amb}) até a temperatura de escape limite (t_{lim});
- Aquecimento a partir da temperatura de escape limite (t_{lim}) até a temperatura de uso no processo (t_{proc}).

A correção deverá ser feita seguindo a formulação abaixo:

$$\beta' = \beta \cdot \frac{(t_{lim} - t_{amb})}{(t_{proc} - t_{amb})}$$

As faixas de valores típicos de β por tecnologia são apresentadas na tabela 2.5 [12] sendo T_P a temperatura de processo.

Tabela 2.5 – Valores típicos de β por tecnologia de cogeração

Tecnologia	β
Turbina a vapor em contrapressão	0,10 – 0,45
Turbina a gás	0,25 – 0,80
Motor alternativo (ciclo diesel), T_p = 540 °C	0,50 – 1,60
Motor alternativo (ciclo diesel), T_p = 285 °C	2,20 – 4,50
Ciclo combinado	0,75 – 2,00

O cálculo da energia excedente anual é realizado a partir da demanda anual de calor – Q em [kW], conforme abaixo.

$$E_{exc} = Q_{anual} \cdot (\beta' - \alpha) \text{ [kWh]}$$

Sendo a potência em [kW] calculada conforme abaixo, considerando operação por 8.760 horas por ano:

$$P_{exc} = \frac{E_{exc}}{8760 \cdot FC}$$

Onde:

$$FC = \frac{demanda\ elétrica\ máxima}{demanda\ elétrica\ média}$$

Conhecendo a curva da demanda elétrica é possível determinar o valor exato do fator de capacidade (FC).

Valores de E_{exc} negativos (α > β') indicarão que não existe possibilidade de auto-suficiência em energia elétrica por meio da cogeração.

A tabela 2.6 foi desenvolvida em [73] e possibilita o cálculo da energia excedente a partir de dados típicos de cada setor.

Essa metodologia não é aplicável nos setores sucroalcooleiro e de celulose devido ao uso de biomassa para a produção de energia elétrica.

Tabela 2.6 – Características da cogeração por setor

Setor	Temp. Proc. [^{o}C]	FC	Efic. Proc.	Tecnologia	α	β	β'
Cerâmica	979	0,40	0,77	T. G.	0,06	0,45	0,22
Vidro	1022	0,55	0,95	T. G.	0,01	0,45	0,21
Bebidas	148	0,45	0,99	M. C. I.	0,01	2,29	2,29
Calçados	140	0,55	0,60	T. V. (42)	0,20	0,16	0,16
Cimento	674	0,55	0,81	T. G.	0,10	0,45	0,33
Fumo	100	0,45	0,60	T. V. (82)	0,35	0,32	0,32
Madeira	100	0,55	0,50	T. V. (82)	0,42	0,32	0,32
Papel	235	0,56	0,74	T. G.	0,20	1,48	1,48
Alimentos	148	0,45	0,99	T. G.	0,01	1,81	1,81
Farmacêutica	350	0,40	0,75	T. G.	0,38	1,03	1,03
Vestuários	100	0,40	0,50	T. V. (42)	0,47	0,23	0,23
Editorial	100	0,40	0,60	M. C. I.	0,30	2,50	2,50
Metalúrgica	1390	0,55	0,60	T. G.	0,13	0,45	0,16
Química	354	0,38	0,76	T. G.	0,16	1,02	1,02
Têxtil	107	0,55	0,65	M. C. I.	0,28	2,47	2,47
Mineração	1390	0,45	0,61	M. C. I.	0,32	1,00	0,31
Refino petróleo	350	0,45	0,75	T. G.	0,16	1,03	1,03
Siderurgia	800	0,52	0,99	T. G.	0,08	0,45	0,28
Supermercados	140	0,45	0,60	T. G.	8,00	1,85	1,85
Comércio	100	0,40	0,60	M. C. I.	8,00	2,50	2,50
Serviços saúde	140	0,45	0,60	M. C. I.	8,00	2,33	2,33

TG – Turbina a gás;

M. C. I. – Motor de combustão interna (alternativo);

T. V. (x) – Turbina a vapor com pressão *x* na entrada.

2.13 Custo da Energia Gerada

O custo de geração de energia elétrica, imprescindível para o cálculo de viabilidade de uma geração distribuída, é composto por três parcelas: custo do capital, custo do combustível e custo de operação e manutenção [83].

$$C_e = C_i + C_{comb} + C_{O\&M}$$

Sendo:

C_e – Custo da energia elétrica gerada [R$/MWh];

C_i – Custo do investimento [R$/MWh];

C_{comb} – Custo do combustível [R$/MWh];

$C_{O\&M}$ – Custo de operação e manutenção [R$/MWh].

A seguir são apresentadas as equações para cálculo de cada parcela, considerando operação da GD por 8.760 h por ano:

$$C_i = \frac{I \cdot FRC}{P_N \cdot 8760 \cdot FC}$$

$$C_{COMB} = \frac{PEC}{\eta \cdot \frac{PCI}{835}}$$

$$C_{O\&M} = \frac{f \cdot I}{P_N \cdot 8760 \cdot FC}$$

Onde:

I – investimento para o sistema de geração de energia elétrica [R$];

P_N – potência nominal da GD [kW];

FRC – fator de recuperação do capital;

FC – fator de carga (tipicamente 80%);

PEC – preço específico do combustível [R$/kg]; (*)

PCI – poder calorífico inferior do combustível [kcal/kg]; (*)

835 – conversão de kcal para kWh;

η – rendimento global ($\eta = \eta_{caldeira} \times \eta_{turbina} \times \eta_{gerador}$);

f – porcentagem do investimento (tipicamente 1%).

(*) cada tipo de combustível apresenta, usualmente, unidades de medida específicas como R$/kg, R$/l ou R$/$m^3$.

O valor do FRC deve ser calculado conforme abaixo:

$$FRC = \frac{i}{1-(1+i)^{-n}}$$

Onde *i* é a taxa de atualização anual do capital, em geral considerada como sendo a taxa mínima de atratividade (TMA) estabelecida pelo investidor, e *n* é o tempo (em anos) da vida útil do equipamento.

Em sistemas de cogeração o custo do sistema de recuperação de calor deve ser descontado do investimento total, sendo que este inclui os custos de equipamentos, seguro, projeto, gerenciamento, construção e montagem.

Quando indisponível, o custo de equipamento pode ser calculado, aproximadamente, a partir de outro similar de capacidade nominal diferente, utilizando a expressão [12]:

$$P = P_0 \cdot \left(\frac{C}{C_0}\right)^{\alpha}$$

Sendo:

P – custo do equipamento a ser instalado na cogeração;

P_0 – custo FOB do equipamento de referência, sem impostos e frete;

C - capacidade do equipamento a ser instalado na cogeração;

C_0 – capacidade do equipamento de referência;

a – fator de conversão.

A tabela 2.7 [12] apresenta valores típicos de referência que permitem determinar o custo dos equipamentos, excluídos impostos, frete e montagem.

Tabela 2.7 – Custo dos equipamentos de cogeração

Equipamento	Característica	Faixa de validade	Ref. C_0	Un.	P_0 (10^3 US$)	Fator "a"
T. V.	-	0,1 - 2	1,6	MW	567	0,50
		2 – 60	1,8	MW	2.650	0,68
T. G. c/ gerador	-	0,5 – 1	1,1	MW	910	0,54
		10 – 40	39	MW	58.000	1,00
Caldeiras	Flamotubular	0,2 – 10	1	ton/h	20	0,64
	Aquotubular	14 – 32	20	ton/h	470	0,57
		32 – 82	60	ton/h	1.600	0,59
	de recuperação	1,5 – 2,0	3	ton/h	160	0,75
condensadores	resfr. a água	0,5 – 100	10	MW	2.000	0,55
	resfr. a ar	5 – 10	10	MW	2.000	0,80
Superaq.	-	20 – 140	110	Mcal/h	120	0,75
Desaeradores	-	5 – 2.000	100	ton/h	67	0,78
Desmineraliz.	-	0,02 – 8	0,1	m^3/s	2.200	1,00
Compressor de G.N.	0 – 70 bar	2 – 2.000	1000	kW	450	0,90
Torre de Resfriamento	-	4 – 60	10	m^3/min	70	1,00
		60 – 700	100	m^3/min	560	0,64
Geradores Elétricos	-	0,1 – 2	1,6	MW	340	0,66
		2 – 250	18	MW	1.253	0,95

2.13.1 Geração Distribuída

A tabela 2.8 [12] apresenta o investimento e custo de O&M total necessário para uma unidade de geração distribuída por tecnologia empregada.

O custo indicado considera um empreendimento que inclui o investimento em equipamentos para a cogeração mais os custos de construção, montagem e equipamentos adicionais (tubulação, cabos, painéis, etc), modalidade usualmente denominada por "*turn key*" ou EPC.

Tabela 2.8 – Investimento e O&M em geração distribuída por tecnologia

Tecnologia	**Motor diesel**	**Motor Otto**	**T. G.**	**Micro T.G.**	**Célula comb.**	**Motor Stirling**
Potência [kW]	20 – 10.000 +	50 – 50.000 +	1.100 +	10 - 300	50 – 1.000 +	0,5 – 1.000
Custo (US$/kW)	350 – 500	600 – 1.000	650 - 900	600 – 1.100 +	1.900 – 3500 +	2.000 – 5.000
Custo adic. rec. calor (US$/kW)	N. A.	75 - 150	100 - 200	75 - 350	incluído	N. A.
Eficiência	36 – 43%	28 – 42%	21 – 40%	25 – 30%	35 – 54%	30 – 40%
Custo O&M (US$/MWh)	0,005 – 0,010	0,007 – 0,015	0,003 – 0,008	0,005 – 0,010	0,005 – 0,010	0,005 – 0,010

Aos custos identificados, deverão ser incluídos impostos e taxas tais como PIS/COFINS, taxa de fiscalização ANEEL, imposto de importação (II) e taxas alfandegárias. Dependendo das condições o empreendimento pode ser beneficiado com isenção de alguns impostos sobre os equipamentos como IPI, ICMS e II. Outros custos incidentes sobre o investimento são: transporte, engenharia, gerenciamento, seguro e custo de conexão.

O custo de conexão tem forte dependência da tensão e, principalmente, localização do empreendimento, sendo composto por reforços necessários à rede, sistemas adicionais de proteção exigidos pela concessionária ou se houver necessidade de conexão a um nível de tensão acima da ligação existente.

A tabela 2.9 apresenta os custos de geração de energia elétrica, classificados por combustível primário, conforme Atlas de Energia Elétrica do Brasil (3ª edição, 2008), desenvolvido pela ANEEL.

Tabela 2.9 – Custo de geração de energia elétrica por combustível

Combustível	Custo (R$/MWh)
Óleo diesel	491,61
Óleo combustível	330,11
Eólica	197,95
Gás natural	140,60
Nuclear	138,75
Carvão nacional	135,05
Carvão importado	127,65
Gás natural liquefeito (GNL)	125,80
Hidroelétrica	118,40
PCH	116,55
Bagaço de cana	101,75

Os valores apresentados na tabela 2.9 para geração eólica são válidos para centrais de geração de grande porte e não para geração dispersa.

Tecnologias de geração por sistemas fotovoltaicos apresentam um custo total de geração aproximado entre US$ 480 a US$ 980,00/ MWh [84], mostrando-se ainda não competitivo com as demais tecnologias.

A tabela 2.10 apresenta os valores de piso da tarifa estabelecidos pela portaria nº 45 de 30 de março de 2004 do MME para as fontes incentivadas pelo PROINFA. Os valores são referenciados à março de 2004 e corrigidos conforme índice IGP-M FGV, conforme definido na própria portaria [47].

É importante ressaltar que os valores de tarifa de aquisição são muito influenciados pela conjuntura de mercado podendo sofrer variações significativas a cada leilão promovido pela ANEEL.

Tabela 2.10 – Valor econômico da tarifa de aquisição de energia (PROINFA)

Tecnologia	**Fonte**	**Piso original -2004 (R$/MWh)**	**Piso atualizado – jul/2009 (R$/MWh)**
PCH	-	117,02	161,56
Eólica	Valor mínimo	204,35	282,14
	Valor máximo	180,18	248,77
Biomassa	Bagaço de cana	93,77	129,46
	Casca de arroz	103,20	142,48
	Madeira	101,35	139,93
	Biogás de aterro	169,08	233,44

2.13.2 Geração Dispersa

O custo da energia gerada por GDd é nulo se a fonte for solar ou eólica e o custo de manutenção varia com o equipamento utilizado, sendo geralmente próximo de 1% do investimento.

A tabela 2.11 apresenta custos de tecnologias de alguns equipamentos utilizados na geração dispersa, obtidos junto à empresas especializadas no ano de 2010 [93] [94].

A tabela 2.12 foi calculada tendo como referência um módulo fotovoltaico da Kyocera de 205 Wp, modelo KD 205GX-P, a turbina eólica da Southwest Windpower, controlador de carga Morningstar (TS-60), inversor DC-AC Duracel (modelo DC1500) e bateria Moura de 220 Ah. Foram aplicadas as seguintes considerações na metodologia de cálculo descrita em 2.13:

- Taxa de atualização do capital: 12%;
- Vida útil dos equipamentos: 20 anos;
- Rendimento fotovoltaico: 16%;
- Período de geração solar: 6 horas/dia;
- Fator de carga para eólica (FC): 0,5;
- Rendimento eólica: 40%.

Nota-se que o fator de capacidade da geração eólica permite considerar as variações do vento ao longo do dia.

Tabela 2.11 – Custo de equipamentos para geração solar

Descrição	Fabricante / Modelo	Caract. nominal	Custo [R$]
Placa fotovoltaica	Kyocera (KD 205GX-P)	205 [W]	3.490,00
Placa fotovoltaica	Kyocera (KC-130TM)	130 [W]	2.035,00
Placa fotovoltaica	Sunlab (SC-125)	125 [W]	2.570,00
Placa fotovoltaica	Sunlab (S50)	50 [W]	1.160,00
Turbina eólica	Cintrax (EL1000)	1000 [W]	8.200,00
Turbina eólica	Southwest Windpower (Air Breeze)	160 [W]	2.490,00
Turbina eólica	Southwest Windpower (Skystream 3.7)	1900 [W]	23.990,00
Turbina eólica	ZK Energy (FD1kW)	1000 [W]	5.390,00
Controlador de carga	Morningstar (TS-60)	60 [A]	1.363,00
Inversor DC-AC	Duracel (DC1500)	1500 [W]	1.166,00
Inversor DC-AC	Genius Power (GP24300127)	300 [W]	225,00
Bateria estacionária	Moura (Clean)	150 [Ah]	699,00
Bateria estacionária	Moura (Clean)	220 [Ah]	990,00

Tabela 2.12 – Custo da energia por geração dispersa

Tecnologia	Custo [R$/kWh]
Fotovoltaica	1,59
Eólica	0,53

Os valores da tabela 2.12 indicam a falta de competitividade da geração dispersa frente às tarifas praticadas no Brasil (aproximadamente R$ 0,40/kWh), a menos que existam subsídios.

Além de subsídios tarifários (tarifa *feed-in*) e da adequação da regulamentação para admitir a compra de excedente de energia produzido por geração dispersa de energia, a disponibilidade de elementos de armazenamento a baixo custo combinado com a implementação de estrutura tarifária horo-sazonal poderiam trazer benefícios à geração dispersa, uma vez que a produção

solar não ocorre em horário de ponta e a eólica é aleatória. Entretanto, as tecnologias de armazenamento ainda apresentam custos elevados e, embora a tendência seja uma estrutura tarifária horo-sazonal, ainda no Brasil vige tarifa fixa para a baixa tensão.

A Espanha, através do decreto real nº 2818/98, define duas categorias de subsídios para a geração fotovoltaica [95]:

- Pagamento de € 0,36/kWh para sistemas com P ≤ 5 kW;
- Pagamento de € 0,18/kWh para sistemas com P > 5 kW.

Em contrapartida, na Alemanha, país considerado como o mais bem sucedido em mecanismos de incentivo a energias renováveis, as tarifas pagas à geração fotovoltaica são conforme tabela 2.13 (valores de 2004), sendo a concessionária obrigada a comprar a totalidade da energia produzida [95].

Tabela 2.13 – Tarifa fotovoltaica na Alemanha

Tarifa por kWh de produção fotovoltaica	**€/kWh**
Tarifa base (FV sobre terreno livre)	0,457
Telhado FV < 30 kW	0,574
Telhado FV (parte sistema) > 30 kW	0,546
Telhado FV (parte sistema) > 100 kW	0,540
Fachada FV < 30 kW	0,624
Fachada FV (parte sistema) > 30 kW	0,596
Fachada FV (parte sistema) > 100 kW	0,590

3. MODELO PROPOSTO

3.1 Formulação do Problema

Potencialmente um estudo de instalação de uma unidade de GD pode ser uma iniciativa do produtor ou da concessionária de energia elétrica, havendo, entretanto, raras oportunidades onde a iniciativa seja da concessionária e mesmo que haja integração adequada entre esses dois agentes.

De um lado, o potencial produtor busca a viabilidade do empreendimento desconsiderando, em uma primeira abordagem, os impactos na rede e de outro, a concessionária tem posição passiva, quando não reativa, limitando-se na avaliação do impacto de sua conexão à rede e impondo regras à esta conexão.

Uma sistematização que identifique os pontos comuns de interesse entre o possível produtor e a concessionária poderia viabilizar investimentos com maior benefício mútuo, tornando a concessionária um importante agente indutor do crescimento da oferta de energia por geração distribuída.

Há que se considerar que a implementação de uma potencial geração distribuída com iniciativa do investidor (produtor) pode resultar de um processo de cogeração numa indústria ou de produção independente. Em ambos os casos, a efetivação do empreendimento de geração com exportação para a rede pública é na maioria das vezes independente do interesse da concessionária.

Com efeito, no caso que a produção de energia é resultado de processo de cogeração em uma indústria, salvo raras exceções, haverá a efetiva implantação da indústria, cuja viabilidade é suportada pelo seu próprio negócio, independentemente da exportação de energia que poderia ser um benefício complementar ou mesmo acessório.

No caso de uma produção independente de uma central geradora, em geral a viabilidade do empreendimento decorre do custo do kWh gerado nos terminais da usina, a menos que a produção seja em local muito distante do sistema de elétrico existente e o seu porte seja insuficiente.

Por outro lado, como a concessionária naturalmente tem foco em seu negócio, que é a utilização do “fio” para distribuição de energia, não há uma prospecção sistemática de oportunidades de geração distribuída, que, aliás, é corroborada pela postura habitualmente reativa a essas instalações.

Neste contexto, há reconhecida oportunidade de melhoria no processo de identificação de situações onde há potenciais gerações distribuídas que podem vir a se conectar à rede pública trazendo benefícios tanto para o produtor como para a concessionário e por conseqüência para a sociedade, e sobretudo que, *o sucesso dessas oportunidades são mais dependentes de esforços da concessionária do que do produtor (investidor).*

O problema a ser resolvido pode ser formulado por:

> *Propor metodologia que permita a concessionária distribuidora identificar oportunidades de aumentar a oferta de energia elétrica na rede pública, produzida por agregação de gerações distribuídas e avaliar essa viabilidade de forma expedita a partir de informações de fácil obtenção.*

Este trabalho oferece uma contribuição para solução da questão proposta, considerando principalmente consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte, que apresentam maior potencial de cogeração com significativo impacto à rede da concessionária.

Cenários da presença de geração dispersa também são considerados.

3.2 Estrutura do Modelo Proposto

Conceitualmente, o modelo proposto consiste em avaliar o custo e o benefício da GD em estudo, conectada na rede, ambos representados adequadamente.

A representação da rede na região próxima à conexão da GD em estudo é realizada com razoável detalhamento e a rede como um todo é representada conforme os preceitos do planejamento agregado de investimentos, que expressa o sistema por meio de seus atributos explicativos.

A GD é representada na rede elétrica por uma geração com capacidade determinada pelas suas características técnicas principais e um despacho condizente com o processo industrial associado, se houver cogeração.

Considerando que a conexão de GD na rede da concessionária de distribuição de energia pode trazer benefícios, como a postergação de investimento em obras, a metodologia proposta oferece um procedimento para as concessionárias se anteciparem ou mesmo incentivarem potenciais produtores de energia se conectarem à rede pública, se fundamentando em:

- Identificar potenciais agentes de produção de energia (GD) seja cogerador ou produtor independente;
- Definir possíveis cenários a fim de determinar a evolução da rede afetada pela GD citada e correspondentes necessidades de investimento ou de nível de confiabilidade;
- Simular o desempenho da rede, considerando a presença e a ausência da GD, a partir da representação simplificada de rede e de parâmetros gerais que descrevem a capacidade de produção e o modo de operação da GD;
- Avaliar os custos e benefícios advindos da conexão de cada uma das GD potenciais na rede, com foco na postergação de investimento, no aumento de confiabilidade e eventualmente em perdas;
- Computar os resultados prós e contras da conexão de cada GD diante dos cenários.

Sob a ótica do produtor/investidor a GD pode trazer benefício fundamentados em possibilidades intrínsecas de seu processo industrial, quer seja por dispor de excedente de insumos para fontes primárias de energia e, portanto, com possibilidade de exportar energia, quer seja por garantia de confiabilidade diante de falhas esporádicas de fornecimento.

A metodologia está estruturada em três (3) módulos fundamentais, conforme descrito a seguir e ilustrado na figura 3.1:

- Módulo I – identificação das potenciais unidades de geração distribuída;
- Módulo II – Representação da rede;

- Módulo III – Modelo de avaliação e obtenção de resultados.

A cada oportunidade OP(i) de instalação de GD está associada um vetor de *j* possíveis potências instaladas $P_{ins}(j)$, para as quais serão calculados os valores presentes VP(i,j,k) do fluxo de caixa da diferença entre benefício e custo, em cada cenário C(k), onde o índice *k* representa um conjunto de variáveis que caracterizam um cenário. Os cenários são definidos a partir de parâmetros que caracterizam o ambiente macro econômico no que tange o setor elétrico e o ambiente de produção de energia por geração dispersa, conforme descrito em item subseqüente.

Considerando que cada cenário tem uma probabilidade p(k) de ocorrer, são calculados os VP(i,j,k) correspondentes aos $P_{ins}(j)$ de cada OP(i), para cada um dos cenário C(k), definindo uma distribuição de probabilidades e portanto um valor presente esperado para cada alternativa de cenário e potencia instalada $VP_{esp}(i,j,k)$, permitindo a priorização das oportunidades.

Os valores presentes resultantes $VP_{esp}(i,j,k)$ das oportunidades fundamentarão a negociação entre os agentes interessados, concessionária e potenciais cogeradores ou produtores, havendo o detalhamento adequado dos estudos na medida da necessidade e conveniência.

Os itens subseqüentes apresentam o detalhamento de cada um dos módulos.

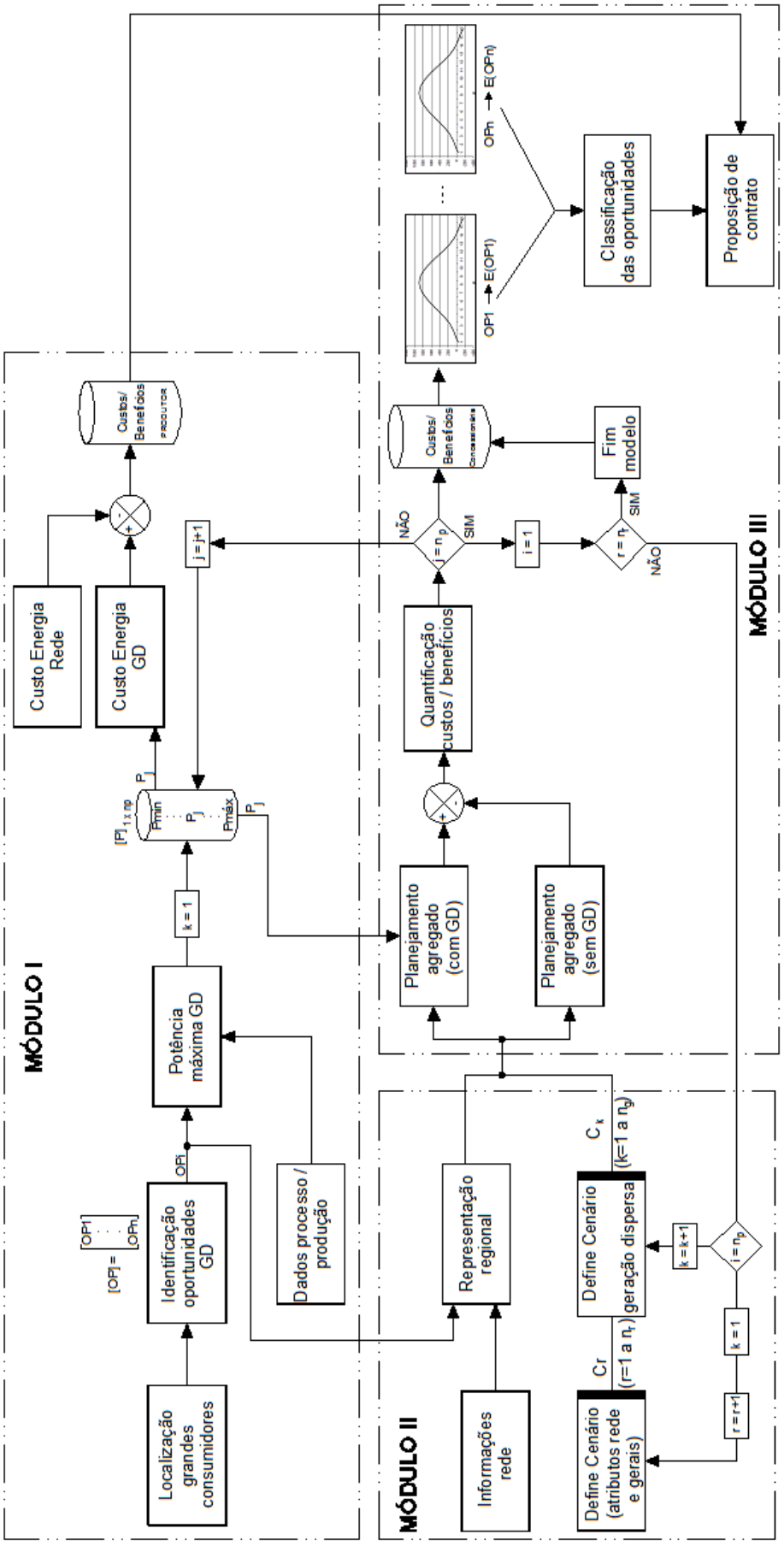


Figura 3.1 – Diagrama de blocos do modelo proposto

3.3 Módulo I – Identificação de Potenciais Unidades de GD

3.3.1 Potenciais GDs

A identificação das potenciais novas unidades de geração distribuída (OP(i)) dentro da área a ser estudada tem por base o conhecimento do sistema elétrico e de seus principais consumidores.

Dentre o universo de todos os consumidores (atuais ou em fase de instalação), deverão ser identificados aqueles cujas características propiciem, potencialmente, instalação de geração distribuída, principalmente por meio de cogeração.

A cogeração pode ser implementada por indústrias, edificações comerciais, propriedades rurais ou investidores.

A oportunidade de conexão de um potencial cogerador na rede pública inicia-se neste Módulo I pela identificação de sua natureza, tratada neste item e pela determinação da intensidade de produção de energia que pode produzir, apresentada no item seguinte.

Os principais potenciais de instalação de geração distribuída encontram-se em instalações com possibilidade de uso de cogeração, ou em locais onde exista disponibilidade de combustível primário como um subproduto de um processo, tal como em aterros sanitários ou estações de tratamento de efluentes.

Aplicações de geração distribuída baseadas na cogeração apresentam maior viabilidade em certos setores industriais como de alimentos e bebidas, cimento, cerâmica, têxtil, serraria, papel, celulose, petroquímica e siderurgia. Neste trabalho serão considerados os seguintes consumidores como potenciais unidades de geração distribuída:

- Indústrias de papel e celulose;
- Indústrias sucroalcooleiras;
- Indústrias siderúrgicas;
- Indústrias têxteis;

- Indústrias de cerâmica;
- Indústrias de cimento;
- Aterros sanitários;
- Estações de tratamento de efluentes;
- Hospitais;
- Shopping centers;
- Hotéis.

Alguns desses segmentos já apresentam tradição no uso de cogeração, mesmo sem qualquer incentivo por parte da concessionária, por outro lado, outros embora com potencial de uso de cogeração, não fazem uso desta prática.

A ação da concessionária para aumentar a oferta de GD pode ser tanto no sentido de incentivar o incremento da instalação de geração onde há apenas o propósito do atendimento próprio ou de incentivar a instalação de novas unidades de cogeração nos segmentos cujo potencial não é aproveitado.

Nos segmentos comerciais, onde há demanda de frio (ar condicionado e refrigeração) e calor (vapor e aquecimento em geral), a maioria das oportunidades de geração distribuída também estão, condicionadas à cogeração. As instalações com maiores potenciais são hospitais, hotéis, shopping centers, supermercados, centros de piscinas, entre outros.

No caso de grandes consumidores do setor terciário (hotéis, hospitais e shopping centers) deve haver uma seleção baseada em um critério de porte (área) mínimo, focando a análise em oportunidades de GD que gerem impactos significativos à rede.

A cogeração no meio rural pode apresentar viabilidade por meio da utilização de resíduos animais ou vegetais como combustível, além das usinas de açúcar e de álcool, cuja aplicação tem apresentado crescimento nos últimos anos no Brasil.

As modalidades de consumidores supracitadas são consideradas potenciais unidades para a instalação de centrais de geração distribuída e são modeladas nesta metodologia proposta. Vale lembrar que as indústrias químicas e

petroquímicas também apresentam grande potencial de cogeração, entretanto, por apresentarem grande diversidade no processo produtivo, torna-se difícil determinar a potência a ser instalada a partir de poucas informações como nos demais casos. Também, os consumidores comerciais, residenciais e industriais de pequeno porte ficam fora da modelagem específica desta metodologia sendo tratados como potenciais produtores de energia, por meio de geração dispersa, utilizando pequenas unidades produtoras como painéis fotovoltaicos e pequenas turbinas eólicas.

3.3.2 Potencial de Capacidade de Geração

Foram desenvolvidos modelos para avaliação das capacidades de geração, que podem ser instaladas em cada uma das modalidades citadas no item anterior, fundamentadas em informações gerais do consumidor e, a partir disso, pode-se conhecer o montante de “efluentes” do processo industrial que podem ser fontes primárias de produção de energia elétrica.

A determinação precisa da potência de uma GD, principalmente via cogeração, exige um profundo conhecimento das características técnicas tanto de seu processo como da cadeia produtiva da empresa candidata à instalação da central, além de características dos equipamentos envolvidos. Também devem ser conhecidos os contratos de fornecimento de insumos de terceiros.

Como tais informações detalhadas, usualmente, não são disponíveis à concessionária de energia elétrica, este trabalho busca avaliar a potencialidade de cada setor com base em informações gerais ou típicas sobre o processo, como:

- Consumo de vapor, água quente ou outra forma de calor por unidade de produção;
- Consumo de frio (água gelada) por unidade de produção;
- Temperatura e pressão absoluta do vapor consumido;
- Consumo de combustível primário por unidade de produção;
- Sazonalidade na disponibilidade de combustível primário (quando aplicável);

- Curva de carga horo-sazonal de energia elétrica e vapor;
- Produção anual ou média mensal;
- Equipamentos existentes para a geração de calor ou frio;
- Características de equipamentos de geração de energia elétrica e vapor.

A figura 3.2 ilustra o processo de determinação da potência máxima de uma potencial unidade de geração distribuída que resultará em um vetor de potências possíveis $P_{ins}(j)$ cujos valores variam desde um valor mínimo até o máximo calculado, com passo ΔP (P_{min}, $P_{min} + \Delta P$, ..., $P_{máx}$). Assim, conhecendo as características básicas do processo industrial é possível calcular um fator que associa a produção à necessidade de energia e, portanto, determinar a energia requerida. Por outro lado, por meio do equacionamento simplificado dos equipamentos de transformação de insumos primários em vapor e posteriormente em energia, é possível determinar as possíveis capacidades de produção de energia.

O valor máximo está associado a totalidade de efluentes do processo industrial, que por vezes são em quantidade superior ao necessário para a geração de energia estritamente para utilização interna. O valor mínimo é arbitrário, cuja determinação é orientada pelo requisito de energia do processo industrial e pela padronização de capacidade das maquinas utilizadas.

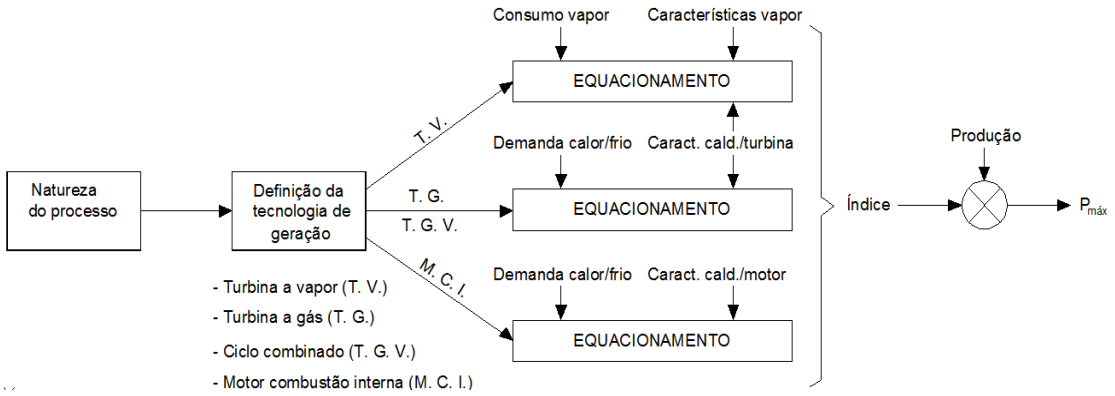


Figura 3.2 – Cálculo da potência máxima de uma GD

O modelo para avaliação dos custos e benefícios das oportunidades de GD, proposto neste trabalho, prevê a quantificação de forma expedita dos potenciais de oferta de cada tipo de cogeração. No capítulo 4, duas formas de avaliação da

potência máxima de geração em cada tipo de indústria são apresentadas, uma analítica que é aplicada quando se conhece vários parâmetros gerais da indústria candidata a ser uma cogeradora e outra sintética, em que se considera apenas um atributo da indústria, como por exemplo, a produção anual de papel de uma indústria de papel e celulose.

A título de ilustração, a tabela a seguir apresenta o resumo da aplicação da forma sintética de avaliação da potência máxima nas várias modalidades de cogeração estudadas, onde x é o valor do atributo escolhido para representar o setor avaliado, podendo ser a produção, área, número de leitos ou de habitações, conforme o caso.

Além da potência máxima que pode ser instalada, é apresentado o custo da energia produzida, cujo modelo de cálculo também é apresentado no capítulo 4.

$$P_{máx} = k \cdot x$$

A tabela 3.1 sumariza os diversos índices *k* da equação acima para cada processo produtivo, bem como o custo de produção de energia por cogeração.

Para setores que utilizam cogeração na configuração *topping* a partir de gás natural, tal como indústrias têxteis, de cerâmica, hospitais, hotéis e shopping centers, a potência indicada na tabela 3.1 refere-se ao valor necessário para atender às demandas térmicas. Entretanto é possível a instalação de uma cogeração de maior tamanho, visando a produção de excedentes de energia elétrica para comercialização.

Tabela 3.1 – Potência Máxima, Energia Excedente e Custo da Energia de Cogeradores e Autoprodutores

Setor	Fator	Consumo	Energia	Dimensão do	Custo da

		Multiplicador do Atributo Explicativo do Setor *k* (kW/x)	próprio (kW/x)	Excedente. (kW/x)	Fator Multiplicador do Atributo Explicativo do Setor x	Energia (R$/MWh) c/ impostos
Papel e Celulose		0,956	0,670	0,286	ton. celulose	40,00
Açúcar e Álcool (1)	21 bar	25	15	10	ton. cana	307,60
	42 bar	80	60	20		122,70
	65 bar	120	80	40		93,70
	80 bar	180	54	126		91,70
	gaseif.	333	133	200		117,90
Siderurgia		580	420	160	ton. aço bruto	35,90
Têxtil		160,31	ND	ND	ton. tecido	196,00
Aterro sanitário		1,428	0	1,428	m^3 biogás	110,00
ETE		0,095	0,457	-0,362	m^3 biogás	280,00
Cimento		83	113	144,74	kW/t cimento	45,00
Cerâmica		0,25	0,14	0,11	litros atomizador	196,00
Hospital (2)		6,4	3,3	3,1	leito	220,00 (5)
Shopping Center		0,0667	0,075	-0,0083	m^2 locável	220,00 (5)
Hotel (3)		1,1	0,84	0,26	habitação	220,00 (5)

Obs.: 1 – Custo da energia calculado para valor de mercado do bagaço a 12 R$/t.

2 – Valores para hospital de grande porte (taxa próxima de 0,00481 leitos/m^2).

3 – Valores para região sudeste.

4 - Valores negativos de excedentes representam a impossibilidade de geração de energia excedente.

5 – Cogeração por meio de Turbina a Gás.

No caso da geração dispersa, o estudo deverá considerar diferentes curvas de geração para cada tecnologia. Cada curva representará um cenário diferente, devendo estar associada a uma probabilidade de ocorrência.

Cada curva deverá ser composta por, no mínimo, dois patamares de geração, sendo um durante horário de ponta e outro fora da ponta. Deve-se observar

restrições de geração para cada tecnologia considerada tal como ocorre com a solar, cuja contribuição no horário de ponta é nula sem uso de baterias e a eólica, onde existe sempre a possibilidade de não haver vento neste horário, não havendo, portanto, geração.

O valor da potência máxima de cada unidade de GDd vai depender da disponibilidade financeira para investimento e espaço para a instalação. Entretanto, é possível adotar valores médios aproximados por tipo de consumidor e tecnologia a ser empregada.

3.4 Módulo II – Representação da Rede

3.4.1 Representação do Sistema com Geração Distribuída

A representação do sistema elétrico para as devidas análises do impacto da GD apresenta o compromisso de um lado, ser suficientemente detalhada para possibilitar as simulações adequadas e de outro, ser simplificada para não prejudicar o caráter expedito, objetivo desta pesquisa.

O modelo prevê a representação do sistema objeto do estudo, que abriga um candidato a GD, subdividido em 4 subsistemas, ilustrados na figura 3.3:

– Subsistema 1 - Subestações cuja reserva de contingência é acrescida pela presença da GD, exceto Subestação onde a GD está conectada;

– Subsistema 2 - Alimentadores cuja reserva de contingência é acrescida pela presença da GD, exceto o alimentador onde a GD está conectada;

– Subsistema 3 - Subestação e alimentador onde a GD está conectada

– Subsistema 4 – Subestações e alimentadores do sistema em estudo que não tem influência da presença da GD, mas podem apresentar unidades de GDd, ou seja, todas as subestações e alimentadores exceto aqueles pertencentes aos subsistemas 1, 2 e 3.

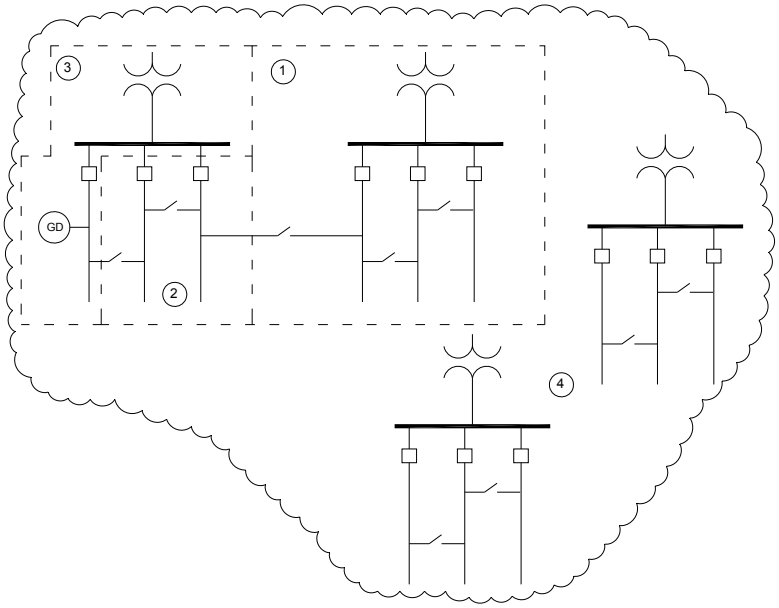


Figura 3.3 – Sub- sistemas em estudo

Todos os subsistemas são representados lançando mão de recursos do modelo utilizado no “planejamento agregado de investimentos” com adequações para atender o caso específico do impacto da GD.

Em linhas gerais, o planejamento agregado de investimentos [70] é um processo de cálculo dos investimentos necessários para a expansão de um Sistema de Distribuição, abrangendo a rede primária, subestações e ramos da rede de subtransmissão, que utiliza recursos estatísticos para representar a rede, formular alternativas de expansão, analisá-las e priorizá-las, de acordo com critérios de custo e benefício. Esse processo se desenvolve em 5 etapas:

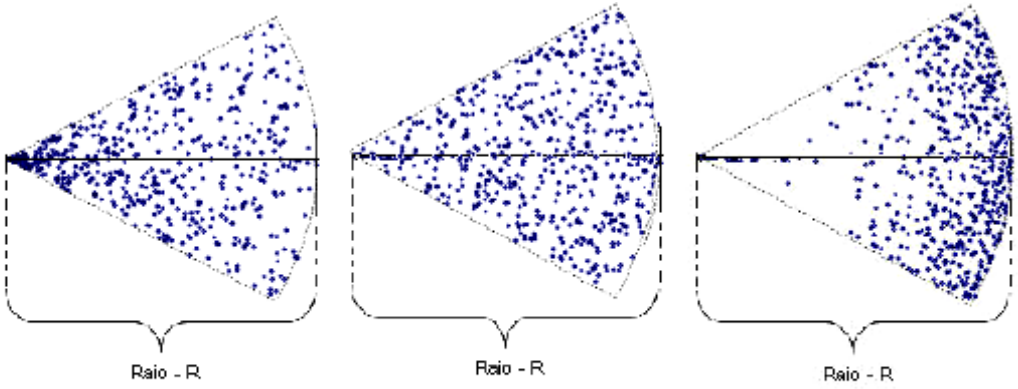
1) representação da rede por meio de famílias de “sistemas elementares” semelhantes, entendidos como sendo subestações e alimentadores com ***atributos*** físicos e operacionais semelhantes quais sejam:

    a) para a subestação:

        - Tensões nominais AT e MT (kV);
        - Número de alimentadores;
        - Número de transformadores;
        - Potência instalada (MVA);
        - Taxa de crescimento de carga (%);
        - Fator de utilização da SE (kW).

b) para o alimentador:

- Número de pontos de carga;
- Área de influência, representada por um setor circular, com o vértice na subestação, definido pelo ângulo (^{o}) e área (km^2);
- Comprimento total (km);
- Demanda máxima (kW);
- Tipo (estrutura e seção) de condutor do tronco;
- Tipo (estrutura e seção) de condutor dos ramais;
- Fator de potência;
- Taxa de falhas;
- Tempo médio de reparo;
- Taxa de crescimento horizontal das cargas (%);
- Taxa de crescimento vertical das cargas (%)
- Densidade de carga ao longo do alimentador (σ), por meio da expressão $d(r) = d_0^{\sigma}$, como exemplo abaixo [4], onde *r* é a distância à subestação.



a) σ = -1,0 b) σ = 0,0 c) σ = 4,0

Figura 3.4 – Exemplo de diferentes densidades de carga [4]

2) proposição de obras constantes em portfólio preestabelecido (ampliação da capacidade transformadora da subestação, novo alimentador, recondutoramento de alimentador, etc) para expansão de cada sistema elementar;

3) análise de cada alternativa de expansão de cada sistema elementar, contendo as obras pré-estabelecidas, por meio de expressões estatísticas

que permitem calcular o desempenho (queda de tensão, carregamento, perdas, confiabilidade, etc.) do sistema elementar, como sendo função de seus atributos;

4) priorização das obras conforme o custo/benefício de cada uma, respeitando os critérios técnicos (tensão e carregamento) e o eventual limite de investimento;

5) elaboração do plano de investimentos, com indicação do montante de investimento em cada ano e a natureza geral das obras, sem especificação da localização das obras.

O processo é repetido para vários cenários definidos a partir de parâmetros macro econômicos influentes no setor elétrico:

- Taxa de atualização de capital;
- Projeção de crescimento da carga (otimista, médio ou pessimista);
- Custo da energia não distribuída (END) que expressa o padrão de confiabilidade;
- Custo energia;
- Custo reforços (subestação e alimentador);
- Custo dos equipamentos empregados em GD.

O modelo proposto nesta tese amplia o cenário utilizado no Planejamento Agregado com os seguintes parâmetros que definem a presença de geração dispersa, cujo modelo de representação se encontra no item subsequente:

- Potência média gerada pela GDd em horário de ponta de carga (otimista, médio ou pessimista);
- Subsidio tarifário para geração dispersa;
- Taxa anual de redução do custo de geração dispersa (por tecnologia);
- Coeficiente de indução para implementação de geração dispersa, conforme definido em item subsequente.

3.4.2 Representação do Sistema com Geração Dispersa

O modelo proposto de avaliação de custo e de benefício para GDs considera a perspectiva da presença de GDd com a correspondente imprevisibilidade de localização e de crescimento diferenciado nos sistemas de distribuição.

A inclusão de GDd no modelo se fundamenta nos seguintes fatos:

- a GDd é instalada junto a unidades consumidoras de BT;
- a quantidade de GDd evolui no tempo monotonicamente com a quantidade de consumidores;
- o custo da GDd é decrescente conforme evolui a tecnologia de fabricação;
- a atratividade das tecnologias disponíveis são inversamente proporcionais aos custos;
- a intensidade de utilização de GDd em uma região tem a influencia da quantidade de consumidores de BT e de indutores como a classe de renda, consciência ambiental e interesse da distribuidora;
- a GDd é parte de cenários em que a rede de distribuição de energia pode se encontrar no período de sua evolução, onde há incertezas de várias naturezas.

Assim, a tecnologia de GDd a ser considerada ao longo do período de estudo em cada cenário é aquela com menor custo e considerada como uma oferta de energia na rede, portanto como uma redução da carga nos alimentadores a que estão conectadas, proporcionalmente à densidade de carga.

3.4.2.1 Evolução da Geração Dispersa

A quantidade de unidades de GDd em um alimentador de uma região, em um determinado período de tempo apresenta evolução conforme expressão a seguir:

$$N_{GDd} = N_{cons} \cdot f_{CE} \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}} \right)$$

Sendo:

f_{CE} – coeficiente de atratividade da utilização de GDd;

t – ano sob avaliação;

T – constante de tempo;

N_{cons} – número total de consumidores no alimentador.

O coeficiente de atratividade, expressa a tendência do consumidor a utilizar GDd, atraído pelo preço, sendo definido por:

$$f_{CE} = k \cdot \frac{\left(CE_{rede} - CE_{GDd}\right)}{CE_{rede}} \qquad (f_{CE} > 0)$$

Onde:

CE_{rede} – custo da energia proveniente da rede pública (R$/kWh);

CE_{GDd} – custo da energia produzida por GDd (R$/kWh);

k – fator de indução (0< k<1).

3.4.2.2 Indução à Geração Dispersa

O fator de indução à geração dispersa (*k*) permite considerar externalidades, que contribuem para o crescimento de geração dispersa em uma determinada região, incluindo elementos socioeconômicos como:

- Predominância de categorias de consumidores (industrial, comercial de pequeno ou grande porte, residências);
- Renda dos consumidores;
- Interesse em criar uma imagem de “consciência ambiental”;
- Incentivos por parte da concessionária.

O modelo de avaliação do fator de indução por ser expresso por uma média ponderada entre indicadores representativos desses vários elementos (situados entre 0 e 1), como a expressão sugerida a seguir:

$$k = \frac{p_R \cdot f_R + p_{CA} \cdot f_{CA} + p_{IC} \cdot f_{IC}}{p_R + p_{CA} + p_{IC}}$$

Sendo:

f_R – fator de renda;
p_R – ponderação do fator de renda;
f_{CA} – fator de consciência ambiental;
p_{CA} – ponderação do fator de consciência ambiental;
f_{IC} – fator de incentivos da concessionária;
p_{IC} – ponderação do fator de incentivos da concessionária.

O fator de indução poderá variar com a tecnologia de geração empregada. Microturbinas apresentam maior interesse para unidades consumidoras coletivas, como é o caso de edifícios. Em contrapartida, a geração fotovoltaica poderá ser utilizada igualmente por todos os tipos de consumidores.

A avaliação desses parâmetros pode ser realizada por meio de pesquisas de opinião junto à sociedade, considerando, dentre outros, os seguintes aspectos:

- consumidores comerciais de grande porte e industriais de pequeno porte, cuja atividade esteja diretamente relacionada ao público em geral, são interessados em apresentar imagem ambientalmente positiva;
- unidades consumidoras de grande porte, tais como hospitais, shopping center, supermercados, lojas de departamento, entre outros, possuem maior disponibilidade de espaço físico para a instalação de unidades de GDd,
- consumidores (residenciais ou comerciais) com maior renda apresentam maior disposição em instalar unidades de GDd;
- unidades coletivas, como edifícios residenciais, com alto consumo de energia são propensas a GDd desde que possam compartilhar o custo e a economia;
- consumidores industriais são aqueles que apresentam maior probabilidade de instalação de unidades de GDd de maior porte (individuais ou agrupadas).
- incentivos da concessionária em diferentes níveis, podendo se estender até a instalação e a manutenção.

3.4.2.3 Custo da Energia Produzida por Geração Dispersa

Considera-se que o custo da energia produzida por GDd (CE_{GDd}) apresenta uma tendência de redução que varia com a tecnologia empregada, conforme a expressão:

$$CE_{GD} = C_0 \cdot e^{-i \cdot t}$$

Sendo *i* a taxa anual de redução considerando possíveis incentivos governamentais, para uma determinada tecnologia de GDd e C_0 é o correspondente custo no ano *0* em R$/kWh.

A figura 3.5 apresenta exemplos ilustrativos de evolução do custo de geração de energia para diferentes tecnologias, cada uma com uma taxa de redução.

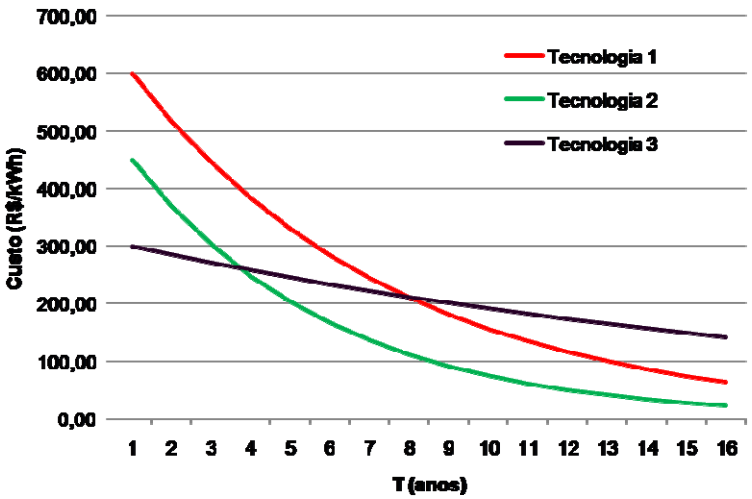


Figura 3.5 – Exemplo de evolução do custo de geração, por tecnologia

As figuras 3.6 e 3.7 [85] [86] apresentam a evolução história do custo de investimento em painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas, respectivamente. No caso dos painéis fotovoltaicos, a curva apresenta uma redução de custo de 20% para cada dobro da produção acumulada, demonstrando o quanto se pode esperar de redução no custo de produção com a disseminação da tecnologia.

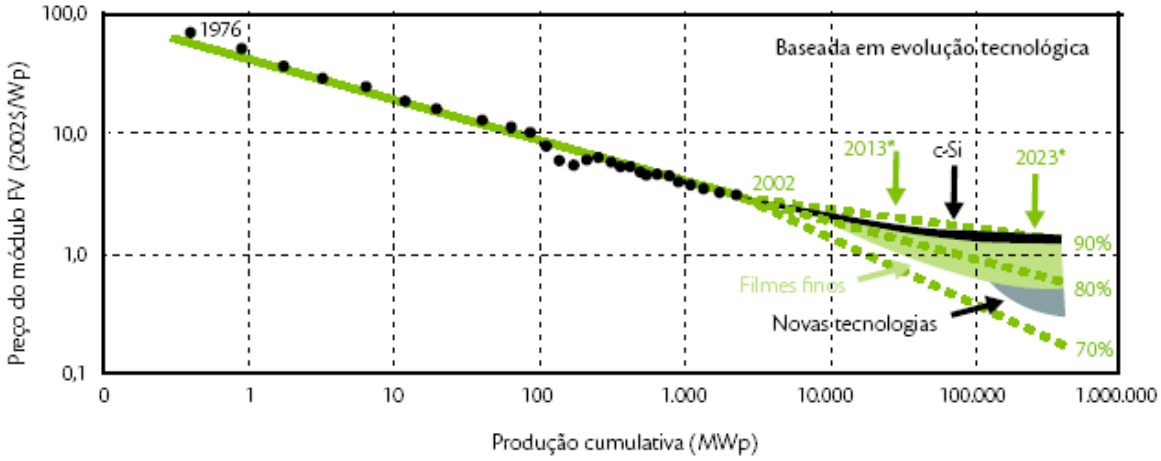


Figura 3.6 – Evolução do custo dos módulos fotovoltaicos

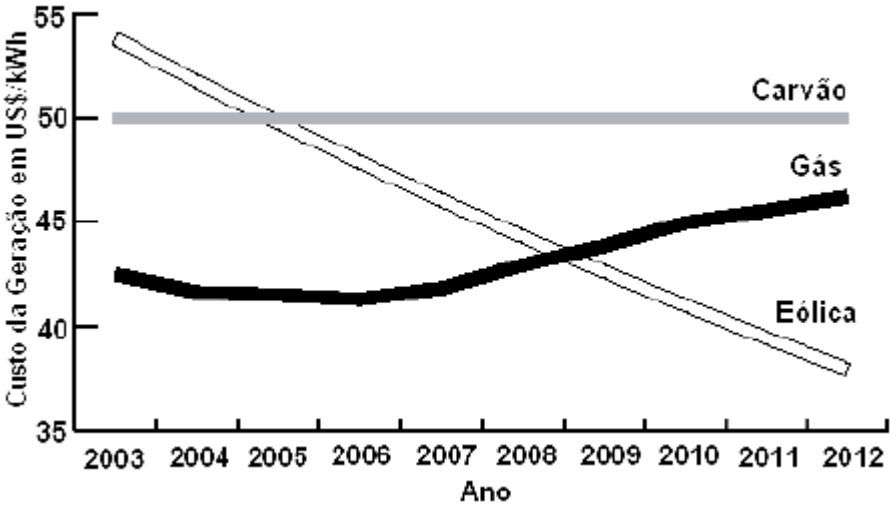


Figura 3.7 – Evolução do custo de geração eólica

No modelo apresentado neste trabalho, a presença da geração dispersa deve ser considerada em toda a rede sob análise, independentemente da presença de oportunidade de geração distribuída.

A GDd deve ser introduzida como um atributo no processo de formação das famílias de alimentadores no planejamento agregado, por meio da potencia correspondente, calculada a partir da quantidade de unidades, da potencia unitária, do fator de atratividade e do fator de indução à geração dispersa correspondentes.

Assim, a demanda máxima a ser considerado no planejamento é o valor do ano anterior, acrescido da taxa de crescimento da carga (horizontal e vertical), descontando-se a potência das unidades de GDd no horário de ponta.

3.5 Módulo III – Modelo de Avaliação e Determinação dos Resultados

3.5.1 Identificação dos Custos e Benefícios

A instalação de uma unidade de geração distribuída resulta custos e benefícios não apenas para o produtor como também para a sociedade e concessionária de energia elétrica.

A concessionária pode incentivar a instalação de GD em sua rede se o seu benefício for significativo, praticando preços de compra da energia gerada que possam tornar o empreendimento mais atraente para o produtor. Os principais custos para a concessionária são os referentes à adequação do sistema para a conexão (C_{Con}) de uma GD à rede e a perda referente à redução de receita por TUSD (C_{PF}). Por outro lado, os benefícios são:

- Postergação de investimentos – B_{inv};
- Diminuição de Perdas – B_P;
- Aumento Confiabilidade – B_{conf};
- Receita devido ao acesso – B_a;
- Aumento da segurança - B_{seg};
- Benefícios ambientais - B_{amb}.

O modelo adequado deve ser capaz de tratar tanto os custos como os benefícios de modo espacial e temporal, isto é, considerando a localização da GD na rede e os seus efeitos ao longo do tempo.

Em cada oportunidade de instalação de GD expressa pela sua localização e pelas possíveis potencias instaláveis, para cada um dos cenários possíveis, o benefício obtido pela concessionária é expresso em valor presente por:

$$B = B_{inv} + B_P + B_{conf} + B_a + B_{seg} + B_{amb} - C_{Con} - C_{PF}$$

Essas parcelas são tratadas nos itens subseqüentes, ressaltando-se que algumas são quantificáveis de forma objetiva, podendo ser expressas em valores monetários, enquanto outras representam benefícios de caráter intangível.

3.5.3 Postergação de Investimentos

Unidades de geração distribuída podem suprir uma parcela da demanda da rede a que estão conectadas em condição normal e representar uma reserva de contingência adicional em condição de emergência para alimentadores e subestações adjacentes. Com isso possibilita a postergação de investimentos em instalações para aumento da oferta à montante em condição normal e para atendimento de contingências que afetam instalações vizinhas.

Há que se considerar que, ao contrário das instalações usualmente propostas na elaboração do planejamento de expansão do sistema, a conexão de uma GD ao sistema não é um recurso cuja data de entrada em operação pode ser definida de acordo com a necessidade de aumentar a oferta, mas da disposição do agente de instalá-la. Portanto o investimento requerido para expansão do sistema elétrico anteriores à data prevista para a instalação da GD devem ser calculados considerando as hipóteses de potência disponível para o sistema a partir da data prevista para instalação determinada pelo agente produtor. Como este aspecto pode ter influencia nos tipos e montantes de reforços que o sistema requer para aumento da oferta em data anterior à instalação da GD, o modelo prevê, por simplificação, que o ano inicial do período de planejamento é a data de entrada em operação da GD.

Sendo assim, a presença ou ausência da GD constitui situações alternativas da expansão da rede, em que o custo e o benefício de eventuais postergações de obras podem ser avaliados pela diferença dos investimentos necessários em cada uma dessas situações, no período que se estende do ano de instalação da GD até o ano horizonte do estudo.

No caso geral, a GD é conectada a um alimentador primário resultando no impacto nos seguintes Subsistemas, conforme nomenclatura utilizada no item referente a Representação do Sistema:

– Subsistema1 - Subestações cuja reserva de contingência é acrescida pela presença da GD, exceto Subestação onde a GD está conectada;

– Subsistema 2 - Alimentadores cuja reserva de contingência é acrescida pela presença da GD, exceto o alimentador onde a GD está conectada;

– Subsistema 3 - Subestação e o alimentador onde a GD está conectada

– Subsistema 4 – Subestações e alimentadores do sistema em estudo que não tem influência da presença da GD, ou seja, todas as subestações e alimentadores, exceto os pertencentes aos subsistemas 1, 2 e 3.

A avaliação do impacto da GD em postergação de obras, previsto no modelo desenvolvido é realizada segundo o seguinte procedimento:

a. IsGD - Valor Presente do Investimento em Obras sem a presença da GD

   Valor Presente dos investimentos necessários para a expansão do sistema sem a presença da GD, calculado pelo Planejamento Agregado de Investimentos [70] [72], considerando todo o sistema objeto do estudo.

b. IcGD - Valor Presente do Investimento em Obras com a presença da GD composto pelas seguintes parcelas:

   b1 - Inv(S1, S2, S4)

   Valor Presente do investimento em obras previstas pelo Planejamento Agregado de Investimentos nos Subsistemas 1, 2 e 4. O limite de contingência e das subestações do Subsistema 1 e dos alimentadores do Subsistema 2 devem ser modificados conforme sejam os acréscimos de reserva de contingência devido à GD, a partir da transferência de carga que pode ocorrer durante contingência;

   b2 - Inv (S3)

   Valor Presente do Investimento em obras na Subestação e no Alimentador onde a GD está conectada, utilizando critérios e recursos semelhantes aos utilizados no modelo de alimentador do Planejamento Agregado de Investimentos. A parcela referente ao alimentador é nula se a GD está conectada diretamente à subestação.

O benefício de postergação de obras devido à conexão da GD é:

$$B_{inv} = IsGD – IcGD$$

onde: IcGD = Inv(S1,S2,S4) + Inv (S3)

Tanto para o cálculo de IsGD como para o de Inv(S1,S2,S4) é utilizada a metodologia do Planejamento Agregado de Investimentos.

3.5.3.1.1 Investimentos em Subestações e Alimentadores dos Subsistemas 1 e 2

No cálculo dos investimentos em subestações e alimentadores dos subsistemas 1 e 2 é utilizada a metodologia do Planejamento Agregado de Investimentos. No entanto é necessário modificar a capacidade de reserva das subestações e dos alimentadores afetados pela presença da GD, a partir da disponibilidade de potência da GD para atendimento de contingências, restrita pela capacidade dos alimentadores que a recebe.

No modelo original do Planejamento Agregado, a capacidade de reserva das subestações e alimentadores não é um atributo na formação das famílias, havendo um valor padrão aplicado a todos. Entretanto, deve-se incluir este atributo para se considerar a influência da GD em subestações a alimentadores próximos.

A contribuição da GD para a reserva de contingência das “*s*” subestações do Subsistema 1 ou “*al*” alimentadores do subsistema 2 é transmitida pelos alimentadores que podem conectar essas duas instalações, por chaves vis-à-vis, portanto sendo limitada à capacidade deles. O modelo utilizado é ilustrado pelo diagrama abaixo, onde há, por exemplo, 2 subestações (“s=2”) que se beneficiam de reserva adicional proporcionada pela GD. Evidentemente é considerado que apenas uma subestação ou alimentador é atendido por vez, pois o critério de emergência prevê contingência simples:

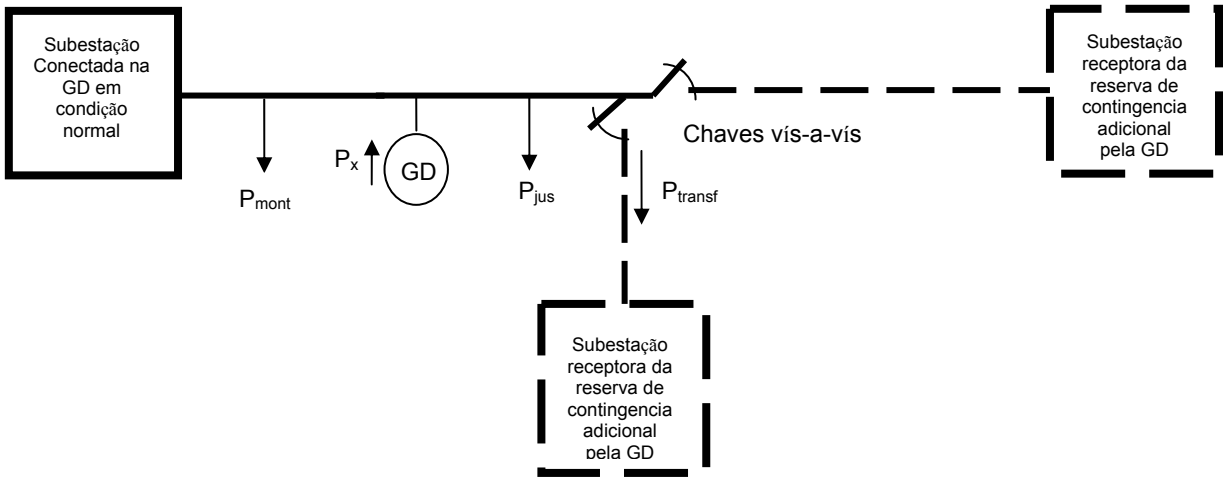


Figura 3.8 – Aumento da capacidade de reserva de contingência das subestações

A contribuição da GD de potência P_x é calculada em função de sua localização no alimentador. Para tanto, devem ser consideradas as cargas, à jusante e à montante da GD, além da capacidade nominal do cabo do alimentador a que a GD estiver conectada.

$$P_{transf} = C_{CB} - P_{alim} + P_x \ , \text{ limitado a: } P_{lim} = C_{CB} - P_{jus}$$

Onde C_{CB} é a capacidade nominal do cabo do alimentador, P_{pot} é a potência máxima de contribuição da GD para o alimentador ou subestação sob contingência e P_{alim} é a máxima demanda no alimentador (jusante + montante da GD).

Deve-se limitar o valor de P_{transf} de acordo com a capacidade nominal do cabo do alimentador e sob contingência no ponto de socorro (chaves vis-a-vis), razão pela qual faz-se necessário considerar a carga a jusante do ponto de conexão da GD.

Ao se considerar o critério n-1 e a sobrecarga admissível de *sp%* nos transformadores de uma determinada subestação, a capacidade de transformação da subestação, quando operando em contingência, é:

- Carregamento Admissível em Contingência sem GD na subestação (i):

$$\text{Capacidade Transformadora s/ GD} = \frac{(n-1)\times \%sp}{n} \times S_{nom}(i)$$

Onde: S_{nom} é a potência nominal de cada transformador e *n* é a quantidade de transformadores.

- Carregamento Admissível em Contingência com GD na subestação (i):

$$\text{Capacidade Transformadora c/ GD} = \frac{(n-1)\times \%sp}{n} \times S_{nom}(i) + P_{adic}$$

Uma vez que as capacidades de carregamento dos alimentadores e das subestações foi alterada, a GD também deverá contribuir no caso de contingências em outras subestações e alimentadores que não são influenciados diretamente pela GD.

3.5.3.2 Investimentos nas Subestações e Alimentadores do Subsistema 3

a) Subestação

Para a subestação onde será conectada a GD, a postergação do investimento em transformação é motivada pelo acréscimo de oferta disponível em condição normal de operação e o acréscimo de capacidade de contingência nesta condição.

Em condição normal a influência da GD é representada como "carga negativa" de intensidade igual à potência P_x da GD. Desta forma, a potência máxima das cargas na subestação S(i) será:

$$P_{SE} = P_c - P_x$$

Sendo P_c a potência máxima demandada pelas cargas alimentadas pela subestação S(i).

Da mesma forma que no caso do item anterior, em condição de contingência, ao se considerar o critério n-1 e a sobrecarga admissível de *sp%* nos transformadores dessa subestação, a capacidade de transformação da subestação é:

- Carregamento Admissível em Contingência sem GD na subestação (i):

$$\text{Capacidade Transformadora s/ GD} = \frac{(n-1)\times \%sp}{n} \times S_{nom}(i)$$

Onde: S_{nom} é a potência nominal de cada transformador e n é a quantidade de transformadores.

- Carregamento Admissível em Contingência com GD na subestação (i):

$$\text{Capacidade Transformadora c/ GD} = \frac{(n-1)\times \%sp}{n} \times S_{nom}(i) + P_x$$

O valor presente do adiamento da instalação de uma nova unidade transformadora é o valor da postergação de investimento devido a GD, na subestação do susbsistema 3, conforme ilustrado na figura a seguir:

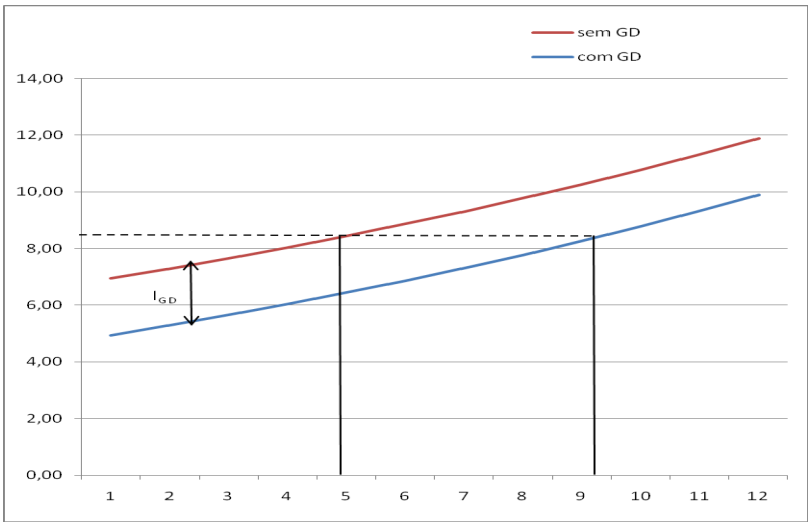


Figura 3.9 – Postergação do investimento na SE pela conexão da GD

b) Alimentador

O impacto econômico da GD no alimentador em que está conectada, em condição normal de operação, é representado pela postergação de investimento que pode haver devido ao aumento da carga, que o trecho à montante da GD pode atender em condição normal.

O aumento da capacidade de corrente do alimentador é função da posição da conexão da GD, sendo nula se esta estiver conectada muito próxima à subestação podendo ser até igual ao dobro da capacidade de corrente do alimentador (sem a GD) se estiver no fim do tronco. O aumento da capacidade pode ser determinado em função da potência do trecho mais crítico do alimentador (P_{crit}):

$$\text{Se } P_{carga} - P_x < P_{jus} \Longrightarrow P_{crit} = P_{jus}$$

$$\text{Se } P_{carga} - P_x > P_{jus} \Longrightarrow P_{crit} = P_{carga} - P_x$$

O aumento da capacidade (P_{ac}) é definido por: $P_{a.c.} = P_{carga} - P_{crit}$, sendo P_{carga} a potência de toda a carga do alimentador.

P_{jus} e P_{mont} podem ser avaliados, conhecendo-se a função de densidade de carga ao longo do alimentador, o comprimento total do tronco e a distância entre a GD e a subestação a qual está conectada.

A regulação de tensão devida a GD é representada instalando-se um regulador de tensão, que mantém a tensão nominal, no ponto de conexão da GD.

Conhecendo-se a função de crescimento de carga é possível calcular, ano a ano, o desempenho do alimentador nas duas condições: com GD e sem GD, em relação à tensão e ao carregamento. Caso haja transgressão dos critérios técnicos de queda de tensão ou de carregamento máximo admissível no período de estudo, devem ser analisadas providências de reforço, representadas por:

- recondutoramento dos trechos do alimentador em sobrecarga;

- instalação de um novo trecho de tronco ou;

- instalação de regulador de tensão.

O valor presente da diferença de investimentos em cada uma das situações estudadas (com ou sem GD) é o valor do impacto da GD no alimentador.

Ressalta-se que em condição de contingência devem ser analisados dois casos: o defeito no alimentador é à montante ou é à jusante da GD. Se à montante, o alimentador deve ser conectado a outro por uma chave vis-à-vis

apenas para evitar a operação em ilha e a GD que deve alterar seu despacho para adequar-se às condições operativas da contingência. Se for à jusante há apenas a necessidade de adequar o despacho. Em ambos os casos não há alteração de investimento em relação aos já citados e motivados pela operação em condição normal.

3.5.3.3 Postergação de Investimentos – Sistema de Subtransmissão

A oferta de energia de uma GD conectada ao sistema de subtransmissão pode representar uma fonte de energia que postergue a construção de uma linha para atendimento em condição normal ou uma reserva de capacidade para contingência.

Por exemplo, na figura abaixo, a GD pode postergar a duplicação da linha entre as SE-1 e SE-2 e também entre as SE-2 e SE-4.

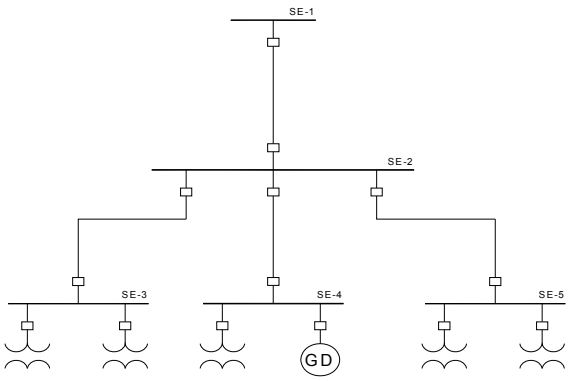


Figura 3.10 – Conexão da GD no sistema de subtransmissão

O investimento necessário a partir da instalação da GD será correspondente ao custo de novas linhas de transmissão, a montante da GD até a primeira fonte de tensão superior, em paralelo às linhas existentes e com as mesmas características, a partir do ano em que o limite de carregamento da linha existente é violado.

3.5.4 Perdas

A redução de perdas devida a inserção de unidades de GD em uma rede é representada pela diminuição do fluxo de corrente da fonte de suprimento até o

ponto de conexão podendo haver, entretanto, trechos da rede onde a corrente é maior com a GD em relação à situação sem GD.

Para o cálculo de variação de perdas com e sem a presença de GD deve ser considerados os seus diversos patamares da curva diária ou o fator de perdas, que expressa a relação entre perda média e perda máxima, fazendo as combinações desses períodos, conforme equação abaixo:

$$B_{P_i} = \sum_{k=1}^{Np} C_{E_{ki}} \Delta t_k \Delta P_{ki}$$

Onde:

B_{Pi}: benefício devido à redução das perdas no ano *i* (R$);

N_P: número de patamares considerado;

C_{Eki}: custo da energia no patamar *k* e ano *i* (R$/kWh);

Δt_k: duração do patamar *k* (h);

$\Delta P_{k_i} = \Delta P_{TR_{ki}} + \Delta P_{AL_{ki}} + \Delta P_{sub-trans}$: variação das perdas após a inclusão das GD no patamar *k* e ano *i* (kW).

Os patamares representam a variação da curva de carga da rede, sendo que o custo da energia pode ou não ser igual para todos os patamares.

No sistema de distribuição é considerada a variação das perdas nos transformadores da subestação (ΔP_{TR}) e no alimentador (ΔP_{AL}) a que a GD será conectada. A variação de perdas no restante do sistema pode ser desprezada já que a GD contribui apenas em contingência. A parcela $\Delta P_{sub\text{-}trans}$ refere-se à variação das perdas no sistema de sub-transmissão sendo expressiva quando a GD é conectada à este nível de tensão.

Os ganhos obtidos a partir da redução das perdas em transformação são calculados para cada patamar de carga e geração em cada ano em função da redução da carga demandada da rede.

$$\Delta P_{TR_{ki}} = r_{tr} \cdot \left(I_{ki}^2 - I_{kGDi}^2 \right)$$

Sendo r_t a resistência do transformador abaixador equivalente da subestação de distribuição expressa em [Ω], *k* o patamar de carga e *i* o ano a ser calculada a

variação de perdas. As correntes I_k e I_{kGD} representam as correntes no transformador para o patamar de carga *k* no ano *i* sem e com a GD.

A variação das perdas no alimentador de distribuição será determinada, anualmente, para cada patamar de carga conforme metodologia descrita na revisão 0 do módulo 7, anexo III do Prodist e apresentada abaixo:

$$\Delta P_{AL_k} = \frac{-n_f \cdot r_t \cdot G \cdot S_G}{3 \cdot V^2} \cdot \left\{ S_G - 2 \cdot S_0 \cdot \left[1 - \frac{G^{\sigma+2}}{(\sigma+2) \cdot L^{\sigma+2}} \right] \right\}, \text{ para } \sigma \geq 0$$

$$\Delta P_{AL_k} = \frac{-n_f \cdot r_t \cdot G \cdot S_G}{3 \cdot V^2} \cdot \left\{ S_G - 2 \cdot S_{0k} \cdot \left[1 + \frac{\sigma \cdot G}{2 \cdot L} - \frac{(\sigma+1) \cdot G^{-\sigma}}{(1-\sigma) \cdot L^{-\sigma}} \right] \right\}$$

$$\Delta P_{AL_k} = \frac{-n_f \cdot r_t \cdot G \cdot S_G}{3 \cdot V^2} \cdot \left\{ S_G - 2 \cdot S_0 \cdot \left[1 + \frac{\sigma \cdot G}{2 \cdot L} - \frac{(\sigma+1) \cdot G^{-\sigma}}{(1-\sigma) \cdot L^{-\sigma}} \right] \right\}, \text{ para } -2 \leq \sigma < 0$$

Onde:

S_0 – carga total suprida no patamar k [MVA];

σ – coeficiente de variação da densidade de carga;

S_G – potência entregue pela geração distribuída [MVA];

G – distância da geração distribuída à origem (subestação) [km];

n_f – número de fases;

r_t – resistência do tronco [Ω];

V – tensão do alimentador [V];

L – comprimento do alimentador [km].

O valor do coeficiente de densidade de carga (σ) poderá ser calculado em função da distância da carga equivalente (l_b) e raio (R) do alimentador, conforme tabela 3.2 a seguir:

Tabela 3.2 – Determinação do expoente σ em função de l_b/R

Intervalo de l_b/R	Expoente σ
$0,00 \leq l_b/R < 0,55$	-1,0
$0,55 \leq l_b/R < 0,67$	-0,5
$0,67 \leq l_b/R < 0,80$	0,0
$0,80 \leq l_b/R < 0,87$	2,0
$0,87 \leq l_b/R \leq 1,00$	4,0

A carga equivalente do alimentador poderá ser calculada conforme apresentado abaixo:

$$I_b = \frac{\sum_{i=1}^{N_t} (d_i) \times S_{nem_i}}{\sum_{i=1}^{N_t} S_{nem_i}}$$

Onde:

l_b – distância da carga equivalente em relação à subestação (origem);

N_t – número total de transformadores (próprios e particulares) conectados à rede;

d_i – distância geográfica do transformador de distribuição *i* à subestação;

S_{nem_i} – potência nominal do transformador *i*.

O cálculo de ΔP_{AL} considera a variação das perdas em função do coeficiente de densidade de carga do alimentador (σ). O valor de ΔP_G deverá ser calculado anualmente para cada patamar.

O coeficiente de densidade de carga (σ) identifica a posição da maior concentração de carga no alimentador. Para cargas bem distribuídas ao longo do alimentador, ou alimentadores curtos, o valor de σ será próximo de zero. Para alimentadores com cargas próximas à subestação, o valor de σ será negativo, enquanto para alimentadores com a carga concentrada em seu final (alimentadores longos), o valor de σ será positivo [71].

A variação das perdas em linhas de subtransmissão será reduzida, sendo calculada por:

$$\Delta P_{sub-\tan s} = r_1 \cdot \left(I_1^2 - I_1^{'2}\right) + r_2 \cdot \left(I_2^2 - I_2^{'2}\right)$$

Sendo:

r_1 – resistência da linha até o agente onde está instalada a GD.

I_1 – corrente na linha 1 antes da GD;

$I_1^{'}$ - corrente na linha 1 após a GD;

r_2 – resistência da linha entre a subestação de subtransmissão e transmissão;

I_2 – corrente na linha 2 antes da GD;

$I_2^{'}$ - corrente na linha 2 após a GD.

O benefício total obtido pela redução das perdas será obtido, em valor presente, conforme abaixo:

$$B_P = \sum_{i=t_{GD}}^{H} \frac{B_{P_i}}{(1+j)^i}$$

Onde t_{GD} é o primeiro ano de operação da GD (t_{GD} = 0), *H* é o ano de horizonte do estudo e *j* é a taxa de correção do capital.

3.5.5 Confiabilidade

A melhoria da confiabilidade devida a GD pode ser expressa pela continuidade de serviço aos consumidores que teriam fornecimento interrompido se não houvesse aumento de oferta de energia em algumas situações de contingência que envolvem falha de alguma fonte.

De modo geral essas condições foram contempladas no item de postergação de investimentos, havendo casos específicos (por exemplo, GD conectada a subestação com uma unidade transformadora que pode ser socorrida por outra subestação por alimentador vizinho àquele conectado à GD), que são desprezados pela natureza expedita da abordagem desta metodologia.

A condição de operação em ilha, durante contingência, não é contemplada.

3.5.6 Receitas Devido ao Acesso à Rede

O acessante da rede arca com um pagamento de encargos proporcional à tarifa de uso do sistema de distribuição e ao montante de geração. No caso de fontes incentivadas existe um desconto, definido pela resolução da ANEEL nº 77 de 18 de agosto de 2005.

Logo:

$$B_a = \sum_{i=t_{GD}}^{H} \frac{TUSDg_i \times f_d \times MUSD_i}{(1+j)^i}$$

Onde:

B_a: valor presente do benefício de acesso ao sistema de distribuição (R$);
f_d: fator de desconto na TUSD para fontes incentivadas;
$TUSDg_i$: tarifa de uso do sistema de distribuição no ano *i* (R$/kWh);
$MUSD_i$: montante de uso do sistema de distribuição no ano *i* (kWh).

O valor do montante de uso do sistema de distribuição será determinado como a diferença entre a geração e o consumo próprio. Se não houver excedentes de produção, o benefício será nulo.

No caso da conexão ocorrer no sistema de transmissão deve-se utilizar o valor da TUST.

Caso a empresa compradora da energia excedente da GD seja a própria concessionária, o valor referente à TUSD fará parte do contrato, podendo ser incorporado à tarifa a ser paga.

3.5.7 Aumento da Segurança Energética

Poderá haver um benefício para a concessionária, denominado de segurança energética, quando houver possibilidade de compra direta de um excedente de energia a partir da fonte de geração distribuída, permitindo à concessionária evitar uma compra no mercado, caso necessitar.

De um modo geral, tem-se:

$$B_S = MEGD \cdot \left(C_{EACL} - C_{EACR}\right)$$

B_s: benefício devido ao aumento de segurança energética (R$);
MEGD: montante de energia suprida pela GD (kW);
C_{EACL}: custo da energia no ambiente de contratação livre (R$/kWh);
C_{EACR}: custo da energia no ambiente de contratação da GD (R$/kWh).

A quantificação desse benefício depende de várias informações, que recomenda a sua desconsideração nesta metodologia, cuja característica central é ser expedita.

Se a concessionária já contabilizar a energia da GD para a compra de energia, poderá ocorrer a mesma necessidade de compra no ACL, sem que a GD possa contribuir.

3.5.8 Benefícios Ambientais

Os benefícios ambientais são expressos pelos créditos de carbono obtidos pelo investidor e pela imagem da concessionária, se está for parceira do empreendimento.

Os créditos de carbono são considerados no cálculo dos custos de geração (quando aplicáveis). A melhoria da imagem da concessionária não foi considerada no modelo por ser um fator abstrato e de difícil avaliação.

3.5.9 Custo de Conexão à Rede

Os custos da conexão propriamente ditos (excluindo-se os reforços na rede) são de responsabilidade do acessante, tal como descrito no capítulo 4 do módulo 3 do PRODIST [28] e exposto nas normas técnicas de diversas concessionárias [66] [67] [68], porém deve ser considerado para o balanço de custo-benefício total para se prestar como argumentação na negociação.

A proposta para modelagem do custo de conexão da GD à rede é considerá-lo como sendo composto de duas parcelas: uma fixa, correspondente ao sistemas de proteção, de supervisão e de comando e outra parcela variável, referente à linha propriamente dita, que depende da distância:

$$C_{cGD} = F_t + V_t \Delta x$$

C_{cGD}: custo da conexão da GD;

F_t: parte fixa do custo de conexão;

V_t: parte variável do custo de conexão;

Δx: distância de conexão.

3.5.10 Custo de Perda de Faturamento

Este custo ocorre para a concessionária devido à redução na compra de energia por parte do consumidor que instala geração própria, independentemente de seu tamanho. Consequentemente, a concessionária reduz o seu faturamento obtido pela tarifa de utilização da rede (TUSD), parcialmente compensado pela receita devido ao acesso (TUSDg), que é incentivada.

O cálculo do custo em questão deve levar em conta apenas a parcela do faturamento referente à utilização do sistema de distribuição da concessionária, propondo-se o seguinte cálculo:

$$C_{PF_i} = TUSD_i \times \left(MUSD_{s/GD} - MUSD_{c/GD} + EA \right)_i$$

Onde:

C_{PFi}: custo da perda de faturamento devido à GD no ano *i* (R$);

$TUSDg_i$: tarifa de uso do sistema de distribuição no ano *i* (R$/kWh);

$MUSD_{s/GD}$: montante de uso do sistema de distribuição sem GD, no ano *i* (kWh);

$MUSD_{c/GD}$: montante de uso do sistema de distribuição com GD, no ano *i* (kWh);

EA: energia assegurada – montante de energia contratada pelo próprio produtor em caso de indisponibilidade da GD.

O valor presente total referente ao custo de perda de faturamento será calculado conforme abaixo:

$$B_P = \sum_{i=0}^{H} \frac{C_{PF_i}}{(1+j)^i}$$

Sendo *H* é o ano de horizonte do estudo e *j* é a taxa de correção do capital.

3.5.11 Determinação dos Resultados

Uma vez conhecidos e quantificados os benefícios para a concessionária para cada cenário de cada oportunidade OP(i) de geração distribuída, associada ou não à presença de geração dispersa, deve-se obter a curva de distribuição de probabilidades para cada oportunidade.

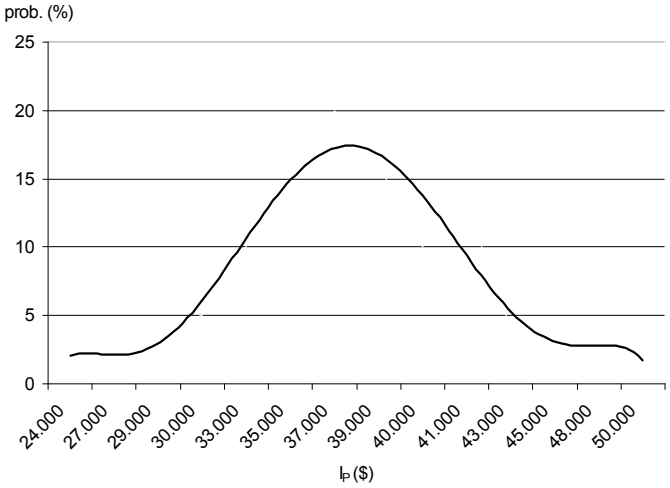


Figura 3.11 – Exemplo de curva potência x benefício

A melhor oportunidade OP(i) sob ponto de vista da concessionária é aquela cuja distribuição de probabilidade apresenta maior esperança matemática dos benefícios identificados em cada cenário, calculada por:

$$E[OP(i)] = \sum_{i=1}^{n} x_i \cdot p_i$$

3.6 Mecanismos de Incentivo à GD

Segundo a legislação vigente, a concessionária de distribuição de energia possui poucos meios para incentivar um produtor de GD, sendo os únicos incentivos possíveis subsídios no projeto e execução da interligação entre a GD e a rede. Entretanto, seguindo um modelo de contratação por chamada pública, não é possível incentivar as oportunidades de GD que proporcionem maiores benefícios públicos.

A geração de energia elétrica não é o objetivo final de nenhum consumidor, mesmo que possua potencial de instalação de GD. Em muitos casos, especialmente em consumidores de menor porte, não há disponibilidade de mão de obra própria para a realização das manutenções necessárias e, tampouco, para a operação de forma correta e otimizada.

Esta condição inibe investimentos em geração distribuída por estes consumidores, limitando-os aos grandes consumidores. Tal situação poderia ser revertida se fosse possível à concessionária participar diretamente tanto no investimento como na operação e manutenção do empreendimento.

A legislação vigente, especialmente o decreto nº 5.163/04, não privilegia, nem incentiva, a instalação de GD, limitando os incentivos por parte da concessionária de distribuição de energia devido aos mecanismos existentes para contração de energia proveniente de geração distribuída. Seja a contratação feita por chamada pública, seja no ACR, a concessionária não possui formas de incentivar as unidades que mais agreguem benefícios à rede.

Fundamentando-se em avaliações da atual legislação e no próprio modelo sugerido por este trabalho, existem algumas ações que poderiam contribuir para o aumento de unidades de geração distribuída e dispersa na matriz energética brasileira, tais como:

- Existência de um valor de referência diferenciado (mais elevado) para as chamadas públicas de geração distribuída, necessitando ajustar o decreto nº 5.163/04;

- Maior participação de leilões exclusivos a fontes alternativas (ACR);

- Possibilidade de participação da concessionária de distribuição de energia elétrica como investidor em geração distribuída e dispersa (com participação minoritária no investimento), incluindo manutenção e operação de cada unidade;

- Criação de regras mais simplificadas para a conexão de geração distribuída à rede de distribuição de média tensão;

- Permissão de conexão de unidades geradoras de pequeno porte em paralelo com a rede de baixa tensão e introduzir a prática de *net metering*;

- Introdução de tarifas horo-sazonais para consumidores de baixa tensão, contribuindo para o aumento de unidades de geração dispersa;

- Criação de subsídios fiscais para as tecnologias empregadas em GD e GDd, especialmente geração fotovoltaica e eólica de pequeno porte;

- Taxas de financiamento reduzidas para a aquisição de equipamentos para geração dispersa;

- Criação de “selos verdes” para consumidores ambientalmente comprometidos através da instalação de unidades de geração distribuída ou dispersa;

- Obrigatoriedade de compra pela concessionária de toda a energia elétrica gerada pelas fontes renováveis, pagando ao produtor uma tarifa-prêmio por cada kWh gerado (superior ao preço do kWh convencional e distinta para cada tecnologia);

- Possibilidade de incentivos por parte da concessionária de distribuição de energia elétrica (baseados nos investimentos postergados);

- Criação de um programa de incentivo à geração distribuída e dispersa, tal como existente para fontes alternativas de energia (PROINFA).

Sendo a elaboração de contratos bilaterais a forma mais direta de priorizar a oportunidade de GD que proporcione maiores ganhos à rede, a GD deveria ser identificada como uma obra de reforço da rede, considerando, durante a revisão tarifária, o valor do investimento postergado utilizado como "incentivo" à GD. Desta forma, os contratos entre a concessionária e o produtor de GD seriam fundamentados por motivação de demanda e não de energia, desde que comprovadas as vantagens à rede.

No caso da proposta de criação dos "selos verdes", os mesmos seriam divididos em categorias. Cada categoria indica o grau de emissão de CO_2 e NOx da tecnologia empregada, de forma análoga aos selos utilizados no programa do PROCEL.

Havendo possibilidade da concessionária de distribuição operar algumas unidades de geração distribuída, seria possível unificar tal operação visando o despacho ótimo das diversas unidades de GD, empregando-se o conceito de microredes associadas às *smart grids*.

A criação de microredes poderia contribuir, por meio de despacho de GD, para a redução do tempo de "blackout" de uma região ocasionado por uma falta em outra área. Para tanto, deveria existir, na legislação, a possibilidade de operação em ilha de uma determinada área, desde que tal condição fosse controlada pela própria concessionária local de distribuição.

3.7 Proposição e Contratação da GD

Considerando as alterações sugeridas em 3.6 na legislação atual, especialmente no decreto nº 5.163/04, e conhecendo-se, aproximadamente, o custo de geração de cada oportunidade e o benefício esperado para a concessionária - E[OP(i)], seria possível para esta propor um contrato bilateral de comercialização da energia gerada visando garantir ganhos a ambas as partes.

Tal contrato deveria considerar, no mínimo, o atendimento aos custos de geração previamente identificados. Entretanto, onde o benefício para a concessionária é maior, esta poderia incentivar o investimento por meio de um

valor maior de contrato, devendo-se priorizar a elaboração de contratos de longo prazo, visando mitigar incertezas ao investidor.

Deve-se, no entanto, observar também a limitação no repasse à tarifa, limitado ao valor de referência (R$145,41/MWh em 2010; R$135,38/MWh em 2011 e R$141,72/MWh). Valores de contratação de energia maiores que este limite acarretarão em penalização à concessionária dada a impossibilidade de repasse ao consumidor.

$$B_{conc} = E[OP(i)] – VP(VE – VR)$$

Sendo $B_{conc}(OPi)$ o benefício real para a concessionária (em valor presente) referente à oportunidade OP(i), *VE* o valor de contrato da energia a ser comprada da GD e *VR* o valor de referência (limite de repasse aos consumidores).

Conforme sugerido no item 3.6, a criação de valores de referência diferenciados para a contração de energia por meio de GD contribuiria para viabilizar tais empreendimentos. Os consumidores seriam beneficiados por meio de reduções na TUSD incluída na tarifa visto que a unidade geradora localiza-se próximo ao consumidor.

O contrato bilateral deverá considerar os valores de máxima exportação e importação da GD, bem como uma cláusula de garantia mínima de fornecimento. A exportação máxima será a diferença entre a potência disponível na geração e o consumo interno mínimo. Em contrapartida, a importação máxima deverá ser o valor de energia reserva (assegurada) contratada pelo produtor em caso de indisponibilidade da GD.

Condições de indisponibilidade da GD durante horário de ponta de carga deverão ser tratadas pela concessionária como uma situação de contingência, podendo ser aplicadas as condições estabelecidas pelo artigo 8° da resolução normativa da ANEEL nº 169 de 10 de outubro de 2005.

3.8 Considerações Adicionais

Para o modelo proposto, conforme discutido no item 2.8, é fundamental definir uma regra para a conexão da geração distribuída na rede da concessionária em função da potência. Tal regra visa limitar possíveis reforços necessários para garantir a manutenção dos limites de carregamento, nível de curto circuito e segurança operacional devido a conexão da GD.

Em contrapartida, as regras atuais são conservativas e limitam os possíveis benefícios introduzidos pela conexão da GD à rede de distribuição. A sugestão existente no PRODIST e apresentada na tabela 2.1 é muito abrangente, pouco contribuindo para efeitos práticos.

Desta forma, apesar de ser necessária uma avaliação mais detalhada para potências elevadas, sugere-se a seguinte regra de conexão, considerando-se que, quanto mais a montante do sistema elétrico a GD é conectada, menor serão seus benefícios:

- $P_{GD} \leq 3$ MVA → conexão no alimentador;
- $3 < P_{GD} \leq 6$ MVA → conexão na subestação de distribuição;
- $P_{GD} > 6$ MVA → conexão na sub-transmissão.

O modelo proposto também poderá contribuir na determinação do ponto de conexão de uma determinada GD, definindo os custos e benefícios associados à diversas alternativas de conexão, contribuindo, desta forma, para uma decisão mais fundamentada.

Apesar do foco deste trabalho ser a identificação dos benefícios à concessionária de distribuição decorrentes à instalação de unidades de geração distribuída em sua rede, existem outros beneficiários como os potenciais produtores, demais consumidores da rede e a sociedade como um todo.

No caso dos potenciais produtores por meio de GD, os mecanismos de incentivo por parte das concessionárias facilitam não apenas a viabilização dos investimentos como o aumento da respectiva taxa de atratividade. A GD poderia tornar-se, portanto, uma redutora dos custos fixos de produção, ou mesmo uma

receita adicional. Também haverá uma melhora na imagem da empresa produtora, tornando-a “ambientalmente responsável”.

Um benefício adicional que em muitos casos pode ser incorporado ao estudo de viabilidade por parte do produtor é o ganho em confiabilidade. No caso de uma falha na concessionária, é possível, para o produtor, manter-se em ilha. Esta prática pode significar redução do tempo de perda de produção ou mesmo de consumo de diesel em geradores de emergência.

Para os demais consumidores, os principais benefícios estão associados à melhoria nos perfis de tensão, principalmente para aqueles localizados eletricamente próximos à GD. Em caso de possibilidade de operação em ilha, verificar-se-ia uma melhora significativa na confiabilidade do sistema, refletida na redução no tempo de restauração do fornecimento de energia.

Para montantes maiores de energia gerada a partir de GD, será possível verificar uma redução da TUSD devido à redução das perdas técnicas e pagamento de TUST.

A sociedade é beneficiada por meio da redução nas emissões de CO_2 na atmosfera, no caso de utilização de fontes renováveis de combustível.

4. MODELAGEM DE COGERADORES OU AUTOPRODUTORES

Para cada potencial unidade de geração distribuída identificada conforme item 3.3.1 deverá ser calculada, de forma expedita, a máxima potência a ser gerada. Com base neste valor que será desenvolvido o vetor de potências [P], a ser utilizado no modelo proposto neste trabalho.

Concomitantemente deverão ser identificados os custos de geração para cada oportunidade identificada conforme metodologia descrita no item 2.13. Para tanto este trabalho utiliza-se da tabela 4.1 (ver tabela 2.7) a seguir onde são apresentados os investimentos necessários para cada tecnologia de geração empregada em GD, já incluindo os custos de equipamento, construção, montagem, engenharia e gerenciamento.

Tabela 4.1 – Custos de investimento por tecnologia de geração

Tecnologia	**Motor diesel**	**Motor Otto**	**T. G.**	**T. V.**
Custo (US$/kW)	500	1.000	900	600
Custo adic. rec. calor (US$/kW)	N. A.	112,5	150	150
Custo O&M (US$/MWh)	0,0055	0,0055	0,0011	0,0037

Para o cálculo do custo de produção de energia elétrica, será considerada uma taxa de correção do capital de 12 % (T.M.A) e uma vida útil dos equipamentos igual a 30 anos. A taxa de câmbio considerada foi de US$ 1,00 = R$ 2,00.

4.1 Indústria de Papel de Celulose

Uma indústria de papel e celulose com tecnologia atual é economicamente viável para uma produção entre 1.000.000 e 1.500.000 toneladas anuais de celulose, havendo, evidentemente, viabilidade para mais de uma linha de produção desses portes. Tais números podem ser comprovados a partir de projetos recentes como Veracel Celulose S/A (1.000.000 t/ano), Fibria Três

Lagoas (1.300.000 t/ano), Eldorado (1.500.000 t/ano) e Suzano Maranhão e Piauí (1.500.000 t/ano cada).

O processo de fabricação de papel ou celulose consiste, de forma simplificada, na transformação de madeira, em geral pinus ou eucalipto, nos produtos finais desejados, por meio de processos mecânicos-químicos ou mecânicos-termo-químicos. Tal transformação demanda grande quantidade de vapor, produzindo efluentes com poder calorífico suficientes para gerar todo o vapor utilizado no processo.

Antes de utilizado no processo, o vapor aciona turbinas para gerar energia elétrica. Uma parcela dessa energia elétrica gerada é consumida no próprio processo de fabricação e outra pode ser exportada e comercializada a outros consumidores.

A figura 4.1 ilustra o processo de produção de energia elétrica em uma fábrica de papel ou celulose:

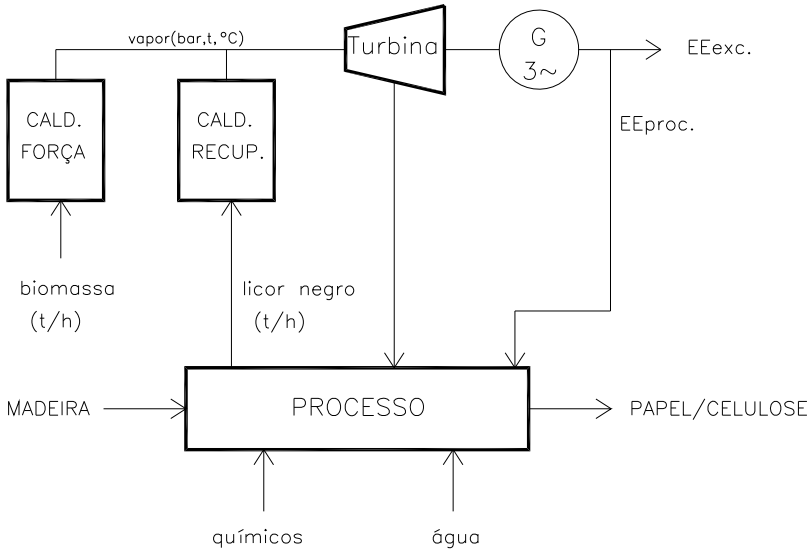


Figura 4.1 – Produção de energia elétrica em indústrias de papel e celulose

A avaliação preliminar de potência máxima disponível em uma indústria de papel e celulose, com aproximação suficiente para o objetivo do modelo proposto nesta pesquisa, pode ser obtida por:

$$P_{max} = k \cdot t_p$$

Onde *k* é o fator multiplicador típico para indústrias do setor, utilizando tecnologias atualizadas e t_p é a produção de celulose ou papel em toneladas por hora.

A partir de observações feitas em diversas indústrias novas de papel e celulose e informações obtidas de empresas de consultoria especializadas no setor, observa-se que o valor típico de *k* é de **0,956 MWh/t_p**. Da mesma forma, observa-se que o consumo de energia elétrica é de 0,670 MWh/t_p.

O método mais preciso para se obter a potência máxima gerada é calculá-la a partir de equação baseada na primeira lei da termodinâmica, apresentada no item 2 do anexo A e reescrita abaixo:

$$Pe_g = \left(\dot{m} \cdot \left(h_1 - h_2 \right) \right) \cdot \eta$$

Onde Pe_g é a energia elétrica gerada, h_2 e h_1 são as entalpias de saída e de entrada da turbina, respectivamente, e η é o rendimento do gerador (tipicamente 90%).

A vazão de vapor (m) será obtida a partir da produção máxima (podendo ser utilizados valores típicos) e as entalpias h_1 e h_2 serão obtidas a partir das tabelas de vapor, conhecendo as temperaturas na entrada e saída da turbina.

O cálculo dos custos da energia elétrica gerada em indústrias integradas de papel e celulose devem considerar a geração por meio de turbina a vapor. Os custos referentes às caldeiras (biomassa e de recuperação) não são incluídos no cálculo do investimento por se tratarem de equipamentos necessários à geração de vapor para processo, existentes mesmo sem a geração de energia elétrica. No caso da caldeira de recuperação, a função principal é a recuperação dos produtos químicos utilizados no processo e que estão diluídos no licor negro.

Será considerado o custo da biomassa (resíduos florestais combustíveis para a caldeira de força), de R$ 0,72 por tonelada de biomassa (para transporte até 55 km). Entretanto, como o vapor gerado pela caldeira de biomassa representa apenas ¼ do total consumido pelo processo, o custo da biomassa será de R$

0,18 por tonelada de biomassa (valores obtidos junto à empresas de consultoria especializada e empresas do setor).

Considerando a metodologia de cálculo apresentada no item 2.13 e sabendo que o custo do investimento (turbo gerador a vapor) é de R$ 1.200/kW, tem-se o valor médio de **R$ 40,00/MWh**, sem custos de conexão. O custo de operação e manutenção considerado é aquele indicado na tabela 4.1.

4.2 Indústria de Açúcar e Álcool

O processo de fabricação de açúcar e álcool utiliza a cana de açúcar como matéria prima. A produção é obtida de forma mecânica-química, gerando resíduos (bagaço) que são aproveitados para a geração de vapor, necessário para o processo e também utilizado em turbinas para acionar cargas mecânicas e geradores de energia elétrica.

Tradicionalmente, a energia elétrica era produzida apenas para consumo próprio. Desta forma, não havia interesse em aumentar os investimentos visando gerar excedentes de energia elétrica.

Atualmente existe uma grande tendência de utilizar equipamentos que proporcionem a produção de excedentes de energia elétrica. Para tanto, são utilizadas caldeiras que geram vapor a pressões maiores que as tradicionalmente empregadas. Quanto maior a pressão de saída da caldeira, maior será a geração de energia elétrica.

Adicionalmente, existe a possibilidade de utilização de tecnologias de gaseificação da biomassa que, juntamente com a utilização de caldeiras com pressão de 80 bar, proporcionam a geração de energia elétrica ao longo de todo o ano. Todas as demais tecnologias possibilitam a geração apenas durante a entressafra.

A figura 4.2 ilustra o processo de produção de energia elétrica em uma indústria de açúcar e álcool:

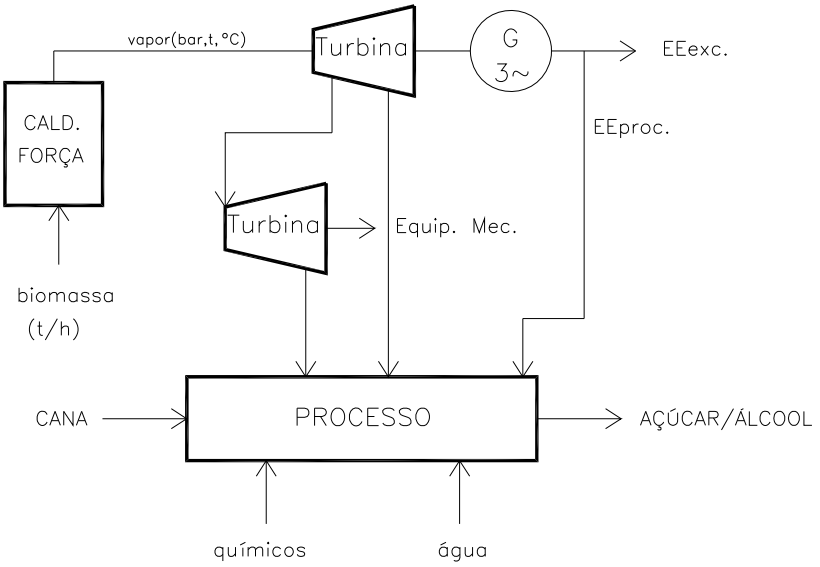


Figura 4.2 - Produção de energia elétrica em indústrias de açúcar e álcool

A avaliação preliminar de potência máxima disponível em uma indústria de açúcar e álcool, com aproximação suficiente para o objetivo do modelo proposto nesta pesquisa, pode ser obtida por:

$$P_{máx} = k \cdot t_c$$

Onde *k* é o fator multiplicador típico para indústrias do setor, utilizando tecnologias atualizadas e t_c é o consumo de cana em toneladas.

A partir de observações feitas em diversas indústrias de açúcar e álcool, juntamente com informações obtidas junto à União das Indústrias de Cana de Açúcar (UNICA) [100], observam-se os valores típicos de *k* apresentados na tabela 4.2 abaixo:

Tabela 4.2 – Potência de cogeração no setor sucroalcooleiro

Pressão caldeira [bar]	**Prod. E. E. (*k*) [kWh/t_c]**	**Excedente [kWh/t_c]**
21	25	10
42	80	20
65	120	40
80	180	126
Gaseificação	333	200 - 300

O método mais preciso para se obter a potência máxima gerada, sem utilizar a constante *k* (kWh/t_c) é calculá-la a partir de equação baseada na primeira lei da termodinâmica, apresentada no item 2 do anexo A e reescrita abaixo:

$$Pe_g = \left(\dot{m} \cdot \left(h_1 - h_2 \right) \right) \cdot \eta$$

Onde Pe_g é a energia elétrica gerada, h_2 e h_1 são as entalpias de saída e de entrada da turbina, respectivamente, e η é o rendimento do gerador (tipicamente 90%).

A vazão de vapor (m) será obtida a partir da produção máxima (podendo ser utilizados valores típicos) e as entalpias h_1 e h_2 serão obtidas a partir das tabelas de vapor, conhecendo as temperaturas na entrada e saída da turbina.

Como existe extração parcial de vapor (21 bar) para acionamento de equipamentos mecânicos, deve-se considerar o turbo gerador como duas máquinas em série. O vapor para a produção de energia mecânica terá uma vazão aproximada de 235 kg_v / t_c, o restante será utilizado diretamente no processo (0,25 bar).

A tabela 4.3 apresenta os custos envolvidos na cogeração no setor sucroalcooleiro [12] [78]. O custo final da energia elétrica foi calculado conforme metodologia apresentada no item 2.13.

Tabela 4.3 – Custo da energia gerada – setor sucroalcooleiro

Tecnologia	**Custo Inst. s/ impostos (R$/kW)**	**Custo anual do invest. c/ impostos (R$/kWh)**	**Custo O&M (R$/kWh)**	**Custo combustível (R$/kWh)**	**Custo E. E. gerada (R$/MWh)**
T. V. (21)	650	0,012	0,0046	0,291	307,60
T. V. (42)	1.100	0,020	0,0057	0,097	122,70
T. V. (65)	1.500	0,027	0,0057	0,061	93,70
T. V. (85)	2.500	0,046	0,0057	0,040	91,70
BIG-STIG	4.000	0,091	0,0049	0,022	117,90

Para os cálculos apresentados na tabela 4.3 foi considerado um rendimento de 80% e custo específico do bagaço de R$ 12,00 por tonelada, acrescidos de impostos e taxas governamentais.

Como o bagaço da cana pode ser comercializado para outros fins que não a cogeração, pode-se adotar o custo específico do bagaço como sendo o preço de mercado pago para outras finalidades. Desta forma, a tabela 4.4 apresenta os custos de geração de energia para três condições de preço de biomassa: nulo (sem comercialização de biomassa), R$12,00/t e R$25,00/t (valor máximo praticado no Brasil em 2009).

Tabela 4.4 – Custos de cogeração por custo de bagaço de cana

Tecnologia	**Custo Energia Gerada (R$/MWh)**		
	bagaço a R$ 0/t	**bagaço a R$ 12/t**	**bagaço a R$ 25/t**
T. V. (21)	13,20	307,60	619,40
T. V. (42)	21,85	122,70	210,80
T. V. (65)	29,50	93,70	155,20
T. V. (85)	48,50	91,70	132,30
BIG-STIG	96,70	117,90	141,50

4.3 Indústria Siderúrgica

A produção de aço a partir do ferro gusa produz diversos gases a elevadas temperaturas que são, usualmente, utilizados em caldeiras de recuperação visando a geração de vapor, necessário ao processo de produção.

Os gases são gerados nos auto-fornos, aciarias, coquerias, entre outros. A forma mais tradicional de aproveitamento destes gases em um processo de cogeração é mostrada na figura 4.3 a seguir.

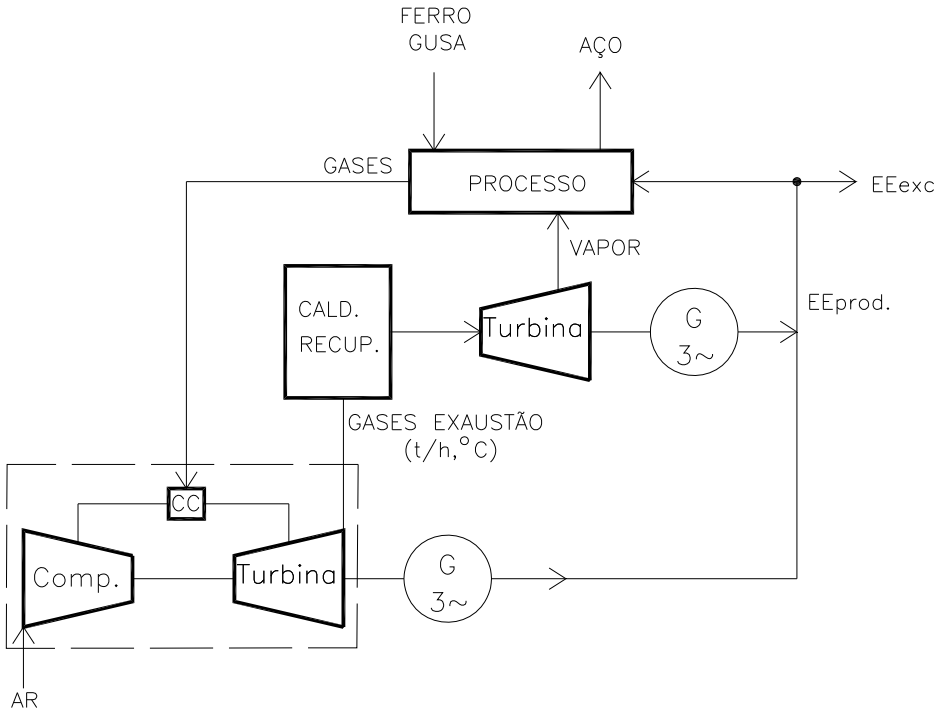


Figura 4.3 - Produção de energia elétrica em indústrias siderúrgicas

Conforme é possível observar, a configuração mais viável em termos técnico-econômico é a de ciclo combinado, utilizando turbina a gás e a vapor, associadas através de uma caldeira de recuperação.

Outras configurações são possíveis como a queima dos gases em caldeiras gerando vapor de alta pressão (tipicamente próximo de 58 bar), que será empregado diretamente em turbo geradores a vapor que reduzem a pressão do vapor para ser empregado no processo.

A avaliação preliminar de potência máxima disponível em uma indústria siderúrgica, com aproximação suficiente para o objetivo do modelo proposto nesta pesquisa, pode ser obtida por:

$$P_{max} = k \cdot t_p$$

Onde k é o fator multiplicador típico para indústrias do setor, utilizando tecnologias atualizadas e t_p é a produção de aço em toneladas de aço bruto (tab).

Considerando que as siderúrgicas brasileiras adotam o valor de 2.500 kcal por kWh gerado (índice considerado conservador), o cálculo da energia gerada é realizado a partir da equação a seguir:

$$F_v = \frac{(m_{coc} \cdot PR_{ab}) \cdot PCI_{coc} + (m_{AF} \cdot PR_{ab}) \cdot PCI_{AF} + (m_{ACI} \cdot PR_{ab}) \cdot PCI_{ACI}}{2500}$$

Onde:

m_{coc} – volume de gases da coqueria por tonelada de aço bruto (Nm^3/tab);
m_{AF} – volume de gases do alto forno por tonelada de aço bruto (Nm^3/tab);
m_{ACI} – volume de gases da aciaria por tonelada de aço bruto (Nm^3/tab);
PCI_{COC} – poder calorífico inferior dos gases da coqueria (kcal/Nm^3);
PCI_{AF} – poder calorífico inferior dos gases do alto forno (kcal/Nm^3);
PCI_{ACI} – poder calorífico inferior dos gases da aciaria (kcal/Nm^3).

A tabela 4.5 mostra o poder calorífico inferior (PCI) dos gases de exaustão do processo siderúrgico [40].

Tabela 4.5 – PCI dos gases de exaustão de usinas siderúrgicas

Gás	**Poder Calorífico Inferior**	
	kJ/Nm³	**kcal/Nm³**
Coqueria (GCO)	17.974 – 18.392	4.293 – 4.392
Alto forno (GAF)	3.344 – 3.553	798 - 848
Aciaria (GLD)	8.151 – 9.196	1.947 – 2.196

As grandes usinas siderúrgicas brasileiras apresentam uma geração média de gases entre as áreas de processo conforme apresentado a seguir [41]:

- Coqueria: 11,84% (204 Nm^3/tab);
- Alto forno: 83,14% (1435 Nm^3/tab);
- Aciaria: 5,02% (86,7 Nm^3/tab).

Lembrando que o PCI de uma mistura de gases é calculado como mostrado abaixo, é possível obter o PCI dos gases a serem queimados na turbina a gás ou caldeira.

$$PCI^s = \sum_{i=1}^{n} PCI_i \times X_i$$

Onde:

PCI^s – poder calorífico inferior da mistura de gases;

PCI_i – poder calorífico do gás *i*;

X_i – fração mássica ou volumétrica de cada componente.

Para os valores típicos apresentados anteriormente, utilizando os valores médios do PCI dos gases, o valor correspondente de t_p é de **580 kWh/tab** [40] [41]**,** valor confirmado a partir de observações de indústrias brasileiras (CST e CSN) e estrangeiras (China). A média atual de consumo de energia elétrica nas grandes siderúrgicas brasileiras é de 420,38 kWh/tab.

O custo de combustível para gerar energia elétrica por meio de cogeração em indústrias siderúrgicas é considerado nulo, já que são utilizados os gases rejeitados do próprio processo (auto-fornos, aciarias, coquerias, entre outros).

Os custos de investimento serão substancialmente diferentes de acordo com a tecnologia utilizada. A tabela 4.6 apresenta o custo calculado da energia gerada por tecnologia empregada, excluindo custos de conexão.

Tabela 4.6 – Custo de geração de energia - siderurgia

Tecnologia	**Custo Invest. (R$/MW)**	**Custo O&M (R$/MWh)**	**Custo E. E. (R$/MWh)**
T. V.	1.200	0,005	28,15
T. G.	1.550	0,006	35,90
Ciclo Comb.	2.1500	0,003	44,50

Para o ciclo combinado é considerado também o custo referente a caldeira de recuperação de calor, a ser instalada entre as duas turbinas.

4.4 Indústria Têxtil

Os valores de consumo energético em indústrias têxteis variam largamente com o produto final e a tecnologia empregada. Valores médios obtidos em

indústrias de produção de tecidos mostram que o consumo médio de energia elétrica é de 1,78 kWh/m de tecido acabado [46].

Atualmente o uso de gás natural no setor é visto como a principal evolução tecnológica visando a redução dos custos operacionais. O uso deste combustível contribui para a implementação da cogeração no setor, sendo a configuração mais viável apresentada na Figura 4.4.

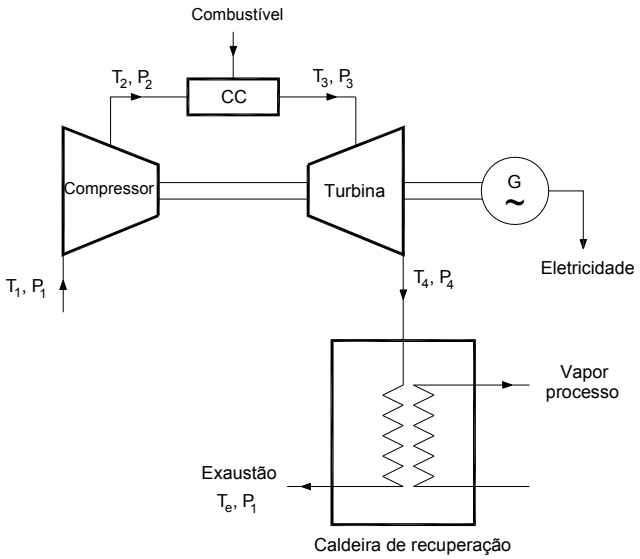


Figura 4.4 – Fluxograma de GD com turbina a gás

Em indústrias que apenas possuem as etapas de fiação e tecelagem recomenda-se a cogeração diesel, devido à menor necessidade de vapor ou água quente.

A avaliação preliminar de potência máxima disponível em uma indústria têxtil, com aproximação suficiente para o objetivo do modelo proposto nesta pesquisa, pode ser obtida por:

$$P_{max} = k \cdot t_p$$

Onde *k* é o fator multiplicador típico para indústrias do setor, utilizando tecnologias atualizadas e t_p é a produção de produto acabado em toneladas.

A partir de observações feitas em diversas indústrias têxteis portuguesas, onde a cogeração é amplamente aplicada no setor há diversos anos, observa-se que o valor típico de k é de **160,31 kWh/t** de produto acabado.

Caso seja possível obter informações mais precisas da indústria estudada, a aplicação da metodologia de cálculo apresentada no item 3 do anexo A proporcionará um valor mais preciso.

Mesmos empregando cogeração, a maioria das indústrias do setor não geram o suficiente para seu consumo próprio e continuam dependentes da compra de energia elétrica a partir da concessionária, mesmo que em quantidade menor.

O custo da energia gerada, considerando a aplicação de turbinas a gás, será de, aproximadamente, **R$ 196,00 / MWh**, sem custos de conexão. Para este valor é considerado um custo de O & M de R$ 0,0011/kWh.

O investimento considerou a instalação de um turbo-gerador a gás com custo de R$ 1.400,00/kW, considerando que o vapor gerado será reaproveitado no processo. O custo do combustível (gás natural) foi considerado em R$ 0,56/m^3 (valor aplicado pela COMGÁS em setembro/2010). A caldeira de recuperação não foi considerada neste custo, por ser necessária ao processo da indústria (geração de vapor), não estando vinculada exclusivamente à produção de energia elétrica.

4.5 Indústria de Cerâmica

Devido ao grande uso de energia térmica nos processos de secagem, todas as indústrias de cerâmica são grandes potenciais para aplicação de cogeração. Como o calor a ser usado no processo é de alta temperatura, a cogeração deverá apresentar configuração tipo *topping*, utilizando turbinas a gás, conforme figura 4.5 a seguir.

Valores típicos para indústrias de cerâmicas vermelhas são [48] [49]:

- Temperatura de saída da turbina: 500 ^oC;
- Temperatura de saída da caldeira de recuperação (CR): 550 ^oC;
- Vazão dos gases na saída da CR: 67.700 kg/h;
- Energia dos gases na saída da CR: 7,1 Gcal/h;
- Consumo atomizador (grande porte): 10,83 Gcal/h.

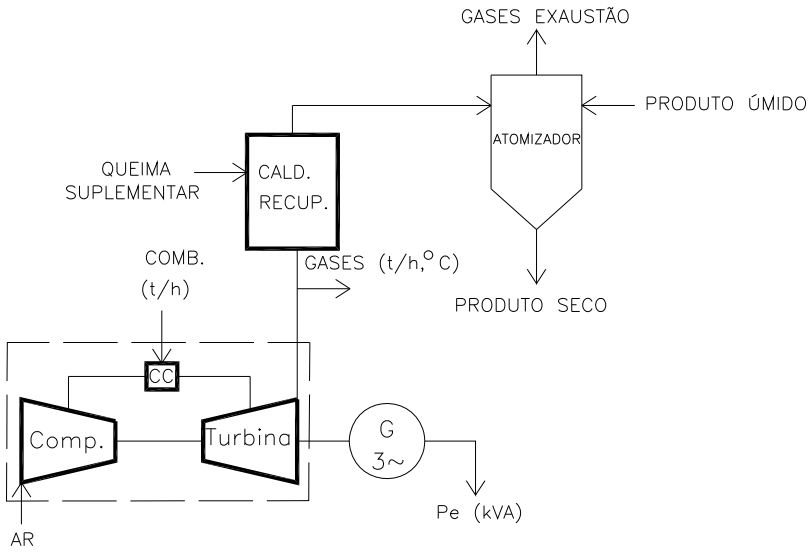


Figura 4.5 – Cogeração em indústria cerâmica

A avaliação preliminar de potência máxima disponível em uma indústria têxtil, com aproximação suficiente para o objetivo do modelo proposto nesta pesquisa, pode ser obtida por:

$$P_{máx} = k \cdot t_p$$

Onde *k* é o fator multiplicador típico para indústrias do setor, utilizando tecnologias atualizadas e t_p é a produção do atomizador em litros.

A partir de dados de casos reais de indústrias de cerâmica vermelha bem otimizadas, verifica-se que o potencial de geração de energia elétrica é de **0,25 kW/l do atomizador**.

Aplicando a metodologia apresentada no item 2.12.2, para um valor de α = 0,06 e β = 0,22, considerando o valor de Q = 10,83 Gcal/h (12.605,55 kW) para o atomizador de 18.000 l/h, a energia excedente será de 0,11 kWh/l.

A energia gerada para a configuração apresentada na figura 4.5 (turbina a gás) terá um custo de, aproximadamente, **R$ 196,00 / MWh**, seguindo as mesmas premissas expostas no item anterior (indústria têxtil), estando excluídos os custos de conexão. Como o excedente da cogeração será vendido para a concessionária, o custo do gás natural foi considerado em de R$ 0,56/m^3 (valor aplicado pela COMGÁS em setembro/2010).

4.6 Indústria de Cimento

Indústrias de cimento utilizam a queima de gás natural para o processo de secagem do clínquer, produzindo assim o cimento. Para tanto, são gerados gases de exaustão com elevada temperatura, que podem ser aproveitados, em caldeiras de recuperação para gerar vapor.

Considerando que este setor é um grande consumidor de energia elétrica, a utilização do vapor para gerar a energia elétrica para consumo próprio torna-se uma prática importante para o setor. A figura 4.6 a seguir ilustra o processo de produção de energia elétrica em indústrias de cimento.

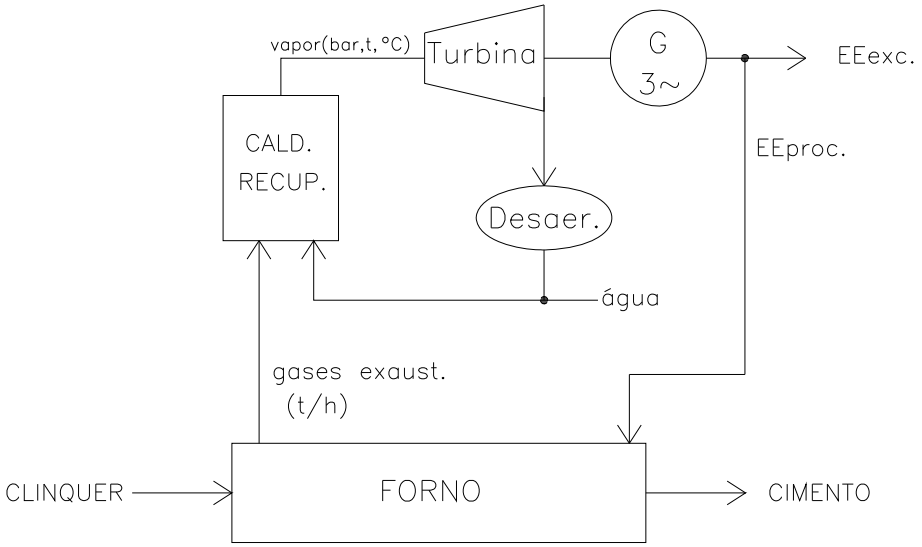


Figura 4.6 – Cogeração em indústria cerâmica

A avaliação preliminar de potência máxima disponível em uma indústria de cimento, com aproximação suficiente para o objetivo do modelo proposto nesta pesquisa, pode ser obtida por:

$$P_{máx} = k \cdot t_p$$

Onde *k* é o fator multiplicador típico para indústrias do setor, utilizando tecnologias atualizadas e t_p é a produção de produto acabado em toneladas. Observando indústrias existentes nos EUA e Europa, o valor típico de *k* é de **83 kWh/t** de cimento.

Para obter o valor de *k* de forma mais precisa, a partir de informações mais detalhadas, deve-se considerar que os gases residuais do processo apresentam

poder calorífico inferior conforme abaixo, lembrando que 1 t de cimento equivale a 0,96 t de clínquer:

- Ciclone de pré-aquecimento: 388 a 457 MJ/kg de clínquer (média: 422,5 MJ/kg de clínquer);
- Gás de by-pass: 120 a 241 MJ/kg de clínquer (média: 180,5 MJ/kg de clínquer);
- Gases do forno: 345 a 457 MJ/kg de clínquer (média: 401 MJ/kg de clínquer).

A partir dos valores de $kcal/kg_{vapor}$ (t_{cr}) da caldeira a ser utilizada, é possível calcular a potência máxima da cogeração com turbina a vapor em uma usina de cimento a partir da equação abaixo:

$$Pe_g = \frac{239.801 \cdot PR \cdot 0{,}96}{t_{CR}} \cdot (h_1 - h_2) \cdot \eta_{ge}$$

Onde:

P_E – potência elétrica do gerador em kW;
PR – produção de cimento em kg/s;
239.801 – PCI de todos os gases gerados (kcal/kg de clínquer);
0,96 – conversão de produção de cimento para clínquer;
t_{cr} – consumo de energia (kcal) por kg de vapor gerado na caldeira;
h_1 – entalpia específica do vapor na entrada da turbina (kJ/kg);
h_2 – entalpia específica do vapor na saída da turbina (kJ/kg);
η_{ge} – rendimento do gerador elétrico.

Para aplicar a equação acima, deve-se conhecer a pressão e temperatura do vapor na entrada e saída da turbina, informações necessárias para a determinação das respectivas entalpias do vapor.

Aplicando a metodologia descrita no item 2.12.2, para um valor de $\alpha = 0{,}10$ e $\beta = 0{,}33$, para um consumo médio de 4 GJ/t [79], tem-se um potencial de geração excedente de energia elétrica por cogeração de 144,74 kWh/t de cimento (FC = 0,55), valor compatível ao obtido na indústria de Huhehaote

Cement Plant na Mongólia Interior, China (196 kWh/t de cimento). O consumo típico de indústrias de cimento européias e asiáticas é de 112 kW/t.

Devido à não utilização de caldeiras de recuperação apropriadas, a quantidade de energia gerada via cogeração em plantas de cimento construídas até o início da década de 90 era, em média, 32,3 kWh/t de cimento [54], indicando um potencial de aumento na geração de indústrias existentes.

Para o cálculo do custo da energia elétrica gerada, foi considerado o custo do turbogerador a vapor (R$ 1.200,00/kW), custo da caldeira de recuperação (R$ 400,00/kW) e custo de O&M (R$ 0,0075/kWh). O custo de combustível foi considerado nulo, uma vez que são utilizados os gases de exaustão do processo (calor residual do forno).

Para as condições acima, o custo da energia elétrica gerada foi calculado em, aproximadamente, **R$ 45,00 / MWh**, sem custos de conexão.

4.7 Aterros Sanitários

A decomposição dos resíduos de um aterro sanitário produz um gás denominado de biogás, composto por elevadas taxas de metano. Considerando que este é mais nocivo que o gás carbônico (CO_2) na formação do efeito estufa e que este possui um considerável poder calorífico, o seu aproveitamento para gerar energia elétrica apresenta vantagens ambientais e econômicas

O aproveitamento do biogás para a geração de energia elétrica pode ser feito através de motores de combustão interna, turbinas ou microturbinas a gás. As microturbinas, tal como apresentado no item 1 do anexo A, apresentam baixa disponibilidade de potência (tipicamente entre 30 e 100 kW), sendo aplicáveis apenas em pequenos empreendimentos.

Os motores a combustão interna apresentam melhor eficiência na conversão para energia elétrica (tipicamente entre 30 e 40%), apesar de apresentarem maior taxa de emissão de NOx (entre 250 e 4.000 ppm). As turbinas a gás são

mais aplicáveis em cogeração, onde se deseja aproveitar o calor residual para a geração de calor [89].

No Brasil, como a venda de vapor não é uma prática usual, os motores a combustão interna utilizando o ciclo Otto são os mais utilizados para a geração de energia elétrica em aterros sanitários por ser uma tecnologia que prioriza a produção de eletricidade em detrimento da produção de calor.

No caso de uma aplicação de grande porte, onde exista grande interesse na geração de energia elétrica, é possível utilizar o ciclo combinado com utilização de turbina a gás e a vapor. Tal configuração não se apresentou viável no Brasil até o momento.

Para calcular a quantidade de energia elétrica a ser gerada através da queima do biogás, optou-se por usar a metodologia descrita pelo IPCC (Intergovernamental Panel of Climate Change) [90] que também é adotada pela CETESB [88]. Esta metodologia é descrita no anexo B item 6.1 deste trabalho.

A avaliação preliminar de potência máxima disponível em um aterro sanitário, com aproximação suficiente para o objetivo do modelo proposto nesta pesquisa, pode ser obtida por:

$$P_{max} = k \cdot t_p$$

Onde k é o fator multiplicador típico para o setor e t_p é a produção de biogás em toneladas. Considerando a formulação do IPCC e aplicando valores típicos sugeridos pela CETESB [88], verifica-se que **1 m^3 de biogás** pode produzir **1,428 kW** de eletricidade. No aterro Bandeirante, na cidade de São Paulo, são produzidos 500 kWh por tonelada de lixo depositado.

A produção de energia elétrica através do biogás representa uma receita para o aterro sanitário através da venda de energia e da venda de créditos de carbono, prevista no protocolo de Kyoto. Este último se deve ao fato do gás metano ser um dos principais elementos causadores do efeito estufa.

O valor médio do custo da energia gerada por meio de motor de combustão interno, já considerando créditos de carbono é de, aproximadamente,

R$110,00/MWh (sem custos de conexão), valor que pode ser facilmente verificado através do programa BIOGÁS da CETESB. Este valor considera investimento de R$ 2.004 / kW para o sistema de geração de energia elétrica e mais R$ 2.004 / kW para o sistema de coleta e captação dos gases. Também está considerada a remuneração por créditos de carbono no valor de US$ 7,00 por tonelada de carbono.

Conforme Resolução Normativa nº 77, art. 3º, de 18 de agosto de 2004, energia elétrica gerada a partir de biogás de aterros sanitários devem possuir um desconto de 100% da tarifa de uso da rede (TUSD ou TUST).

Para custo de energia abaixo de 100,00 R$ / MWh, é necessária a comercialização dos créditos de carbono acima de US$ 10,00 por tonelada de carbono, valor que, apesar de viável, é menos provável [91].

O tempo de vida útil considerado para os equipamentos não deve ser superior ao tempo de disponibilidade de geração de energia do aterro.

4.8 Estação de Tratamento de Efluente

De forma similar aos aterros sanitários, o tratamento de efluente (ETE) produz, involuntariamente, biogás que pode ser aproveitado para a geração de energia elétrica. As tecnologias aplicáveis a esta finalidade são as mesmas apresentadas para os aterros sanitários.

Segundo estudo interno da SABESP, o valor médio de biogás gerado nas Estações de Tratamento de Efluentes do estado de São Paulo é de 0,038 m^3 de biogás por m^3 de esgoto tratado, com um PCI de 4.850 kcal/Nm^3 [96] [97].

Um projeto piloto desenvolvido pela SABESP no município de Barueri na grande São Paulo, buscou a geração de energia elétrica a partir do biogás queimado em uma microturbina e um motor de combustão interna [80].

A análise dos resultados demonstrou haver uma vantagem no uso de motores de combustão interna para esta aplicação já que os mesmos apresentaram melhor rendimento, menor custo e menores emissões de poluentes (NOx e CO_2).

A avaliação preliminar de potência máxima disponível em uma ETE, com aproximação suficiente para o objetivo do modelo proposto nesta pesquisa, pode ser obtida por:

$$P_{máx} = k \cdot t_p$$

Onde *k* é o fator multiplicador típico para o setor e t_p é a produção de biogás em toneladas. Neste estudo a geração a partir do motor de combustão interna foi de **2,5 kWh/m^3 de biogás**, ou seja, **0,095 kWh/m^3 de esgoto**.

Considerando que, em média, uma ETE consome 0,457 kWh/m^3 de efluente [103], a cogeração não irá tornar a unidade auto-suficiente, mas proporcionará uma redução de, aproximadamente, 20% na aquisição de energia a partir da concessionária.

Para um cálculo mais detalhado da potência elétrica gerada por um motor de combustão interna em uma ETE, pode-se utilizar a equação a seguir [80]:

$$P_E = \frac{Q_{biogás} \cdot PCI_{biogás} \cdot \eta_{ge} \cdot 4,1868}{86.400}$$

Sendo:

P_E – potência elétrica gerada [kW];
$Q_{biogás}$ – vazão de biogás em m^3/dia;
4,1868 – conversão de kcal para kJ;
86.400 – conversão de dia para segundo;
$PCI_{biogás}$ – poder calorífico inferior do biogás (tipicamente 4.300 kcal/m^3);
η_{ge} – rendimento do gerador elétrico (aproximadamente 90%).

Em estudos e projetos pilotos elaborados pela SABESP [96] foi identificado um custo de geração de, aproximadamente, **280,00 R$ / MWh** para geração a partir de motor de combustão interna, não considerando a venda de créditos de carbono e custos de conexão. O custo de operação e manutenção foi calculado em 0,034 R$/ kWh.

Conforme Resolução Normativa nº 77, art. 3º, de 18 de agosto de 2004, energia elétrica gerada a partir de biogás de estações de tratamento de efluentes devem possuir um desconto de 100% da tarifa de uso da rede (TUSD ou TUST).

4.9 Hospitais

Segundo dados do IBGE de 2005, o Brasil conta com 443.210 leitos públicos e privados para internação, distribuídos por 77.004 estabelecimentos de saúde, sendo 21% destes leitos no estado de São Paulo.

Hospitais são instalações com um elevado grau de exigência em termos de confiabilidade no fornecimento de energia elétrica, possuindo inclusive grandes sistemas de geração de emergência, normalmente a diesel. A energia elétrica é um importante insumo das instalações hospitalares, representando entre 15 a 20% dos custos operacionais.

Os aproveitamentos térmicos são bastante significativos na forma de água quente sanitária (AQS) e sistemas de climatização e esterilização, no que diz respeito ao calor, e em sistemas de climatização de ambiente, no que diz respeito ao frio. Sistemas de ar condicionado são responsáveis por, aproximadamente, 51% do consumo de energia elétrica de uma instalação hospitalar [59] [62].

A avaliação preliminar da potência de uma GD em hospital, considerando atendimento à demanda térmica, com aproximação suficiente para o objetivo do modelo proposto nesta pesquisa, pode ser obtida por:

$$P_{máx} = k \cdot t_p$$

Onde k é o fator multiplicador típico para o setor e t_p é a produção de biogás em toneladas. Tomando como referência estudos realizados em [59], [62], [73] e [77], é possível obter o valor k para hospitais dividindo-os em 6 categorias de diferentes tamanhos, conforme tabela 4.6 a seguir.

Um hospital de grande porte apresenta um consumo específico de 3,3 kW por leito. Este mesmo valor chega a 7,14 kW por leito em um hospital de porte médio [59] [62].

Tabela 4.6 – Potencial de cogeração em hospitais

Categoria	Leitos/m^2	Carga térmica [TR/m^2]	Tecnologia	Geração [kW/leito]	Geração [kW/m^2]
Grande porte	0,00481	0,0158	T. G.	6,40	0,0308
Médio porte com conforto	0,01430	0,0165	M. C. I.	3,39	0,0485
Médio porte sem conforto	0,01550	0,0054	T. V. (42)	0,0562	0,00087
Pequeno porte	0,01910	0,0154	T. V. (42)	0,134	0,0026
Menos que 50 leitos	0,03100	0,0154	-	0	0
SUS	0,0300	0,0031	T. V.(42)	0,0134	0,0004

A Figura 4.7 a seguir ilustra a cogeração em uma instalação hospitalar com o aproveitamento de vapor para geração de água gelada em chillers de absorção, utilizando motor de combustão interna.

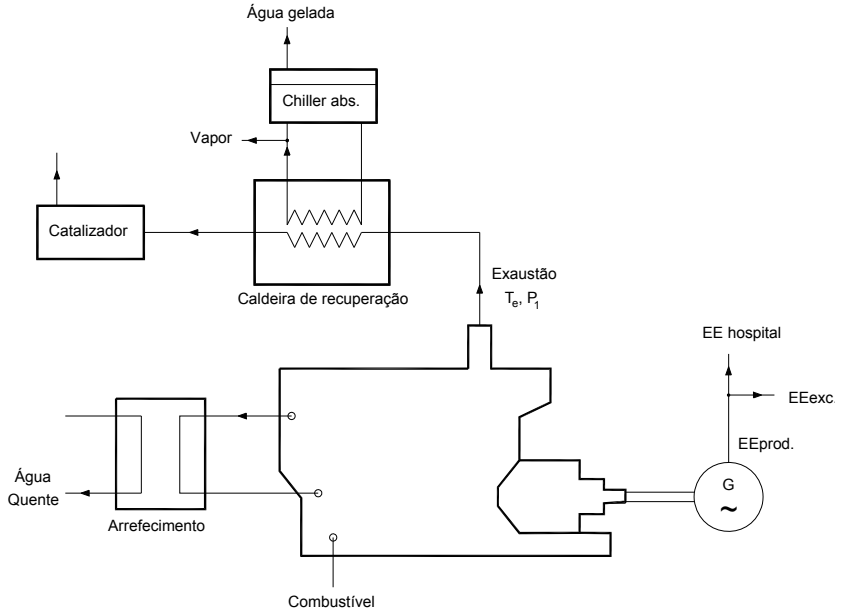


Figura 4.7 – Cogeração hospitalar com integração ao sistema de climatização

O cenário com maior interesse para a cogeração é a utilização de chillers de absorção para gerar frio. Neste caso o cálculo da potência gerada será o mesmo, entretanto, para o fluxo mássico de vapor deve-se acrescentar o vapor consumido no chiller de absorção. O cálculo do consumo de vapor no chiller de absorção é apresentado abaixo:

$$m_v = \frac{3024 \cdot TR}{COP \cdot C_{P_{ar}} \cdot (T_4 - T_e) \cdot n_{duto} \cdot 3600}$$

Sendo,

C_{Par} – calor específico do ar = 1,12 kJ/kg.K;
m_v – vazão em massa de vapor (kg/s);
n_{duto} – rendimento do duto de ar (tipicamente = 97%);
T_4 – temperatura gases na entrada da caldeira;
T_e – temperatura dos gases na saída da caldeira (escape);
COP – coeficiente de performance do chiller (tipicamente = 0,7 para simples estágio e 1,1 para duplo estágio);
TR – capacidade do chiller.

Chillers de absorção disponíveis no mercado apresentam um valor médio de consumo de vapor (m_v) de 8,3 a 8,5 kg/h/TR a uma pressão de 1,6 a 1,8 bar, temperatura entre 110 e 120 ^oC. Chillers de múltiplos estágios consomem entre 5 e 8 kg/h/TR, a uma temperatura entre 175 e 185 ^oC. A potência elétrica consumida por estas máquinas varia entre 0,01 a 0,04 kW/TR [60].

Os valores típicos de T_4 e T_e foram apresentados no item 4 do anexo A. O cálculo da capacidade do chiller deve considerar que, na média, 1 TR refrigera entre 15 a 18 m^2 de uma instalação cuja carga térmica é determinada basicamente pelas condições ambiente e pela presença de pessoas, ou seja, sem presença de grandes equipamentos. Desta forma, conhecendo-se a área a ser refrigerada no hospital é possível calcular quantos TR são necessários para refrigeração.

Para cálculo do custo de geração de energia elétrica não devem ser incluídos os custos dos possíveis sistemas de geração de frio (chiller de absorção) ou de recuperação de calor (caldeira) por não estarem associados à geração de energia.

Sendo o gás natural o principal combustível utilizado (R$ 0,56/m^3), a tabela 4.7 apresenta os custos aproximados por tecnologia empregada, sem custos de

conexão. O custo de recuperação de calor (caldeira) não foi incluído por não estar relacionado à geração de energia elétrica.

Tabela 4.7 – Custo de cogeração em hospitais

Tecnologia	Custo E. E. (R$/MWh)
M. C. I.	235,00
T. G.	220,00

4.10 Shopping Centers

Shopping centers são grandes instalações comerciais com elevado consumo de energia elétrica, localizados em pontos de grande concentração urbana. A energia elétrica representa entre 40 a 45% dos custos condominiais de um shopping center, sendo que a maioria é tarifada como consumidores cativos categoria A4-HS Azul [63].

Como a maioria das instalações comerciais, a climatização do ambiente é responsável pela maior parte do consumo de energia. Tradicionalmente, a geração de frio para climatização é feita por meio de chillers elétricos.

Desta forma, a cogeração em tais instalações é viável através do uso de chillers de absorção, tal como descrito para instalações hospitalares. A diferença está por conta de não haver consumo complementar de vapor ou água quente.

Diversos shopping centers de São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte já instalaram unidades de cogeração, a maioria utilizando turbinas a gás.

O cálculo do fluxo mássico de vapor levará em consideração que toda a área do shopping será climatizada. A carga térmica por m^2 será considerada diferente para cada região do país, dadas as grandes variações de temperatura média ambiente entre cada região.

A Associação Brasileira de Shopping Center (ABRASCE) utiliza a Área Bruta Locável (ABL) como parâmetro de classificação dos shopping centers. Sendo

este uma informação facilmente obtida para qualquer estabelecimento deste tipo, será utilizada para a avaliação do potencial de cogeração [98].

O valor a ser utilizado para calcular o volume de refrigeração necessário (TR/m^2) varia muito com a época do ano, sendo que o valor necessário para o verão pode ser até 46% maior do que o encontrado no inverno, para uma cidade como o Rio de Janeiro ou São Paulo, onde há uma grande variação de temperatura entre as duas estações.

A avaliação preliminar da potência de uma GD em shopping center, considerando atendimento à demanda térmica, com aproximação suficiente para o objetivo do modelo proposto nesta pesquisa, pode ser obtida por:

$$P_{max} = k \cdot ABL$$

Onde *k* é o fator multiplicador típico para o setor e *ABL* é a Área Útil Locável, em m^2. A partir da análise de unidades de cogeração instaladas em 4 grandes shopping centers de São Paulo e Rio de Janeiro e valores adaptados de [73], verifica-se um valor médio de geração de **0,0667 kW/m^2**.

Sendo o consumo médio de energia elétrica de 0,075 kW/m^2 [73], não é possível obter auto-suficiência em energia elétrica com a instalação da uma unidade de cogeração, havendo um déficit de, aproximadamente, 0,0083 kW/m^2.

A Figura 4.8 ilustra a produção simultânea de energia elétrica e de frio (água gelada) por meio de chillers de absorção.

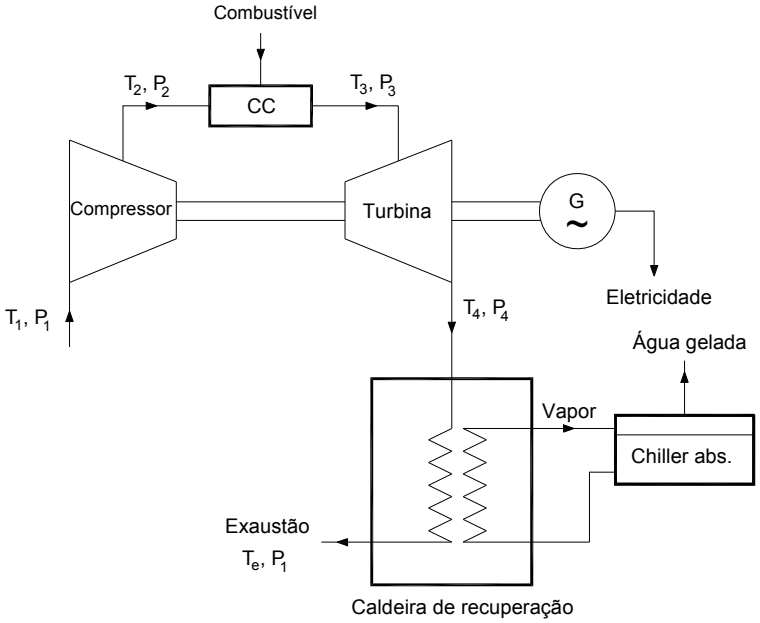


Figura 4.8 – Cogeração em shopping center

Custos de sistemas de geração de frio (chiller de absorção) ou de recuperação de calor (caldeira) não estão associados à geração de energia, não devendo, portanto, serem incorporados ao custo da energia elétrica gerada.

Sendo o gás natural o principal combustível utilizado (R$ 0,878517/m^3), a tabela 4.8 apresenta os custos aproximados por tecnologia empregada, sem custos de conexão. O custo de recuperação de calor (caldeira) não foi incluído por não estar relacionado à geração de energia elétrica.

Tabela 4.8 – Custo de cogeração em shopping centers

Tecnologia	**Custo E. E. (R$/MWh)**
M. C. I.	124,00
T. G.	118,50

4.11 Hotéis

Em países com tradição em cogeração e com um setor hoteleiro desenvolvido, como é o caso dos países europeus, este segmento apresenta grande importância na geração distribuída de energia elétrica.

Tal como acontece em hospitais, hotéis utilizam energia térmica na forma de água quente e climatização. Havendo no Brasil predomínio do clima tropical, a climatização caracteriza-se pela geração de frio, viabilizando a utilização de chillers de absorção.

No Brasil, segundo a Empresa Brasileira de Turismo (EMBRATUR) [99], existem mais de 552.000 unidades habitacionais em 29.000 empresas. Aproximadamente 50% das empresas do setor estão na região sudeste, destas 50% estão no estado de São Paulo.

A avaliação preliminar da potência de uma GD em hotel, considerando atendimento à demanda térmica, com aproximação suficiente para o objetivo do modelo proposto nesta pesquisa, pode ser obtida por:

$$P_{máx} = k \cdot uh$$

Onde *k* é o fator multiplicador típico para o setor e *uh* são o número de unidades habitacionais. O valor de k varia com a região do país devido á variação da carga térmica necessária, conforme apresentado na tabela 4.9, adaptada de [73] e [77], sendo considerada uma taxa de condicionamento central de 50% e um fator de capacidade térmico de 60%.

Tabela 4.9 – Potencial de cogeração no setor hoteleiro

Região	**Carga térmica [TR/u.h.]**	**Cogeração [kWh/u.h.]**
Sudeste	0,315	1,11
Sul	0,280	0,62
Centro-Oeste	0,149	0,49
Nordeste	0,705	0,62
Norte	0,140	0,04
Brasil	0,250	0,82

O consumo de energia elétrica também é função da região onde o mesmo está instalado, mas também varia em função dos recursos do hotel. Estudos

realizados em Portugal [104] e Florianópolis [105] identificam consumos específicos de 0,84 e 0,40 kWh/u.h., respectivamente.

As tecnologias de geração com maior aplicação no setor são a turbina (ou microturbina) a gás e o motor de combustão interna. O cálculo preciso da potência máxima utilizará a mesma metodologia descrita para o setor hospitalar, havendo, entretanto, dificuldade na obtenção das informações necessárias. A figura 4.9 a seguir ilustra o processo de cogeração possível em hotéis.

O cálculo do custo de geração de energia elétrica não deve incluir os custos de sistemas de geração de frio (chiller de absorção) ou de recuperação de calor (caldeira) por não estarem associados à geração de energia.

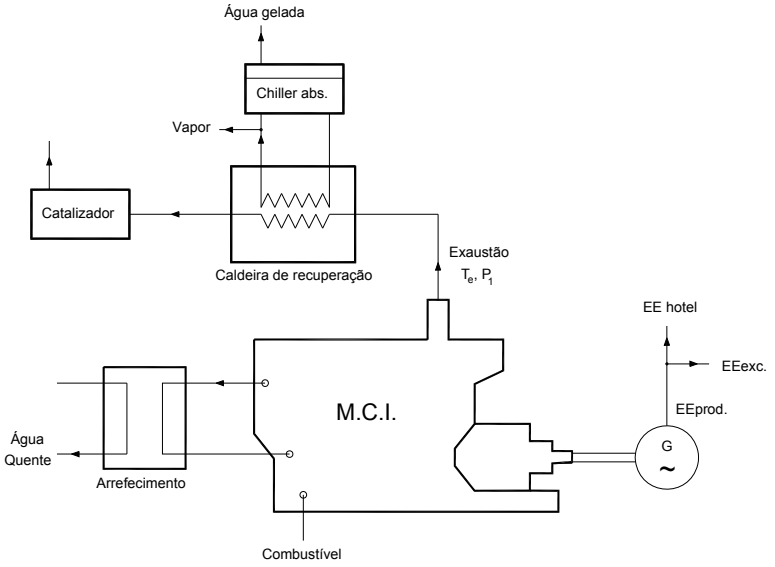


Figura 4.9 – Cogeração em hotéis

Sendo o gás natural o principal combustível utilizado (R$ 0,56/m^3), a tabela 4.10 apresenta os custos aproximados por tecnologia empregada, sem custos de conexão. O custo de recuperação de calor (caldeira) não foi incluído por não estar relacionado à geração de energia elétrica.

Tabela 4.10 – Custo de cogeração em hotéis

Tecnologia	**Custo E. E. (R$/MWh)**
M. C. I.	124,00
T. G.	118,50

5. EXEMPLO DE APLICAÇÃO

Neste item é apresentada uma aplicação do modelo proposto considerando a instalação de uma GD na rede primária referente a um hospital de grande porte (400 leitos), com área disponível para instalar uma central de geração. O horizonte de estudo é de 8 anos.

A figura 5.1 apresenta a rede de distribuição de energia da cidade em questão, que conta com 25 subestações de distribuição das quais apenas 2, SE Azul e SE Verde, são afetadas diretamente pela GD na rede primária, por meio de seus alimentadores. Uma terceira, a SE Amarela, poderia também ser beneficiada pela GD em se construído um trecho de 1 km de alimentador.

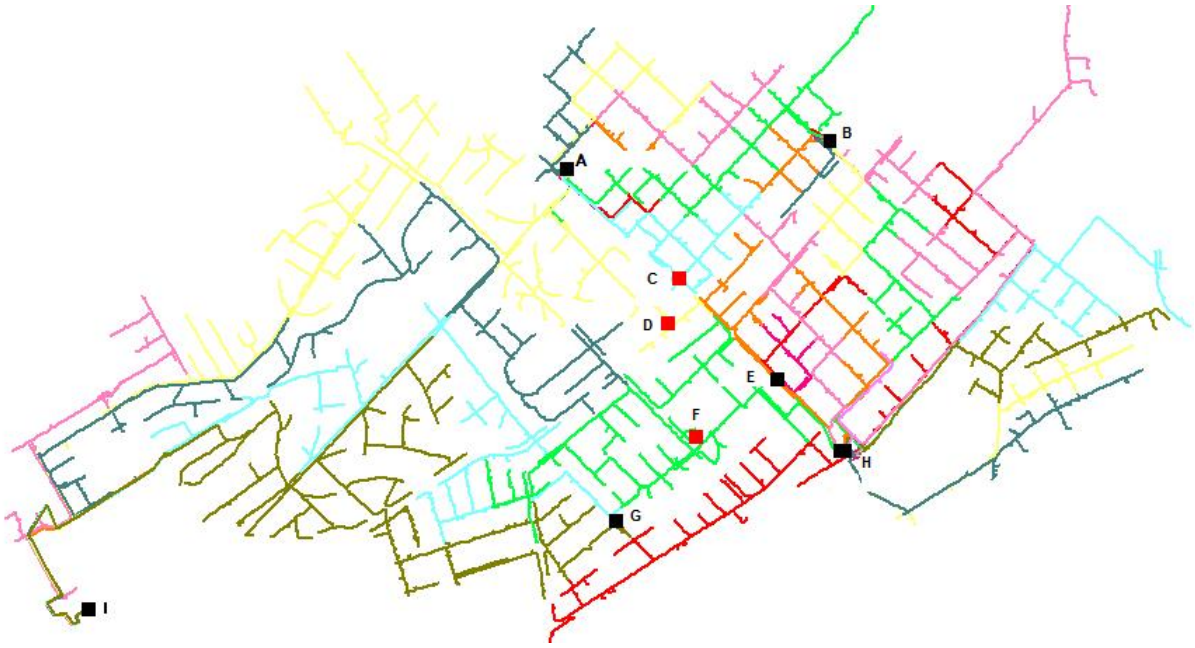


Figura 5.1 – Rede de distribuição do caso estudado

Existem 180 alimentadores nas 25 subestações mencionadas, classificados em N_{fam} = 6 (seis) famílias, segundo seus descritores técnicos e operacionais.

A tabela 5.1 sumariza valores dos principais descritores de cada família de alimentadores.

Tabela 5.1 – Principais descritores de cada família de alimentadores

Descritores	Famílias					
	F1	F2	F3	F4	F5	F6
Demanda Máxima - D_0 [MVA]	3	5,6	2,5	3	2	6,5
Densidade de carga (σ) dada por: $D(r) = Do.\ r^{-\sigma}$	-1	-1	4	0	1	1
Taxa crescimento (% a.a.)	5%	4%	2%	4%	3%	3%
Número de consumidores no ano inicial	2600	2800	2000	2000	1800	4000

A questão que se coloca é: qual é o custo benefício das oportunidades para as seguintes condições:

a) sem GD no hospital;
b) com GD no hospital, com capacidade para atender a sua demanda térmica;
c) com GD no hospital, com capacidade maior do que a necessária para o atendimento de sua demanda térmica, porém compatível com a rede primária existente.

Conforme tabela 3.1, verifica-se o requisito de energia de 6,4 kW/leito para atender à demanda térmica por cogeração, enquanto que o de demanda de energia elétrica é de 3,3 kW/leito. Desta forma, serão considerados três valores de potência instalada em GD, utilizando gás natural como insumo primário, caracterizando 3 oportunidades OP(i,j), onde i = 1, que significa a oportunidade de instalar uma cogeração no hospital e j pode ser igual a 1 se a capacidade de cogeração for apenas a necessária para atender a demanda térmica ou igual a 2 ou a 3, se houver capacidade instalada adicional, conforme tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Vetor de potências da oportunidade OP(i,j)

Oportunidade	Geração Instalada (kW)	Demanda Térmica (kW)	Capacidade Excedente (kW)	Custo Geração (R$/kWh) c/ impostos	Ponto de Conexão
OP(1,1)	2.560	1.320	1.240	220,00	Alim.
OP(1,2)	3.200	1.320	1.880	205,00	SE
OP(1,3)	3.840	1.320	2.520	195,00	SE

A oportunidade OP(1,1) considera atendimento de toda a demanda térmica, com sistema de ar condicionado por chillers de absorção. A oportunidade OP(1,2) considera, além do atendimento à demanda térmica, a instalação de uma cogeração 25% maior que a necessidade, enquanto a oportunidade OP(1,3) apresenta uma cogeração 50% maior que a necessidade.

Serão considerados 8 (oito) cenários, conforme presença ou ausência de geração dispersa (GDd), bem como valores alternativos de taxa de atualização de capital e de crescimento da demanda.

A probabilidade de ocorrência de cada cenário é calculada pelo produto das probabilidades de ocorrência de cada um dos seus atributos explicativos:

- Taxa de atualização de capital: 10% ao ano com probabilidade de 60%
  15% ao ano com probabilidade de 40%;
- Taxa de crescimento de carga: 4% ao ano com probabilidade de 35%
  3% ao ano com probabilidade de 65%;
- GDd: 40% de probabilidade de presença;
  60% de probabilidade de ausência.

A tabela 5.3 apresenta as probabilidades dos cenários e correspondentes atributos:

Tabela 5.3 – Cenários

Atributos	**Cenários**							
	C1	**C2**	**C3**	**C4**	**C5**	**C6**	**C7**	**C8**
probabilidade	8,4%	12,6%	15,6%	23,4%	5,6%	8,4%	10,4%	15,6%
taxa anual de capital (%)	10	10	10	10	15	15	15	15
taxa crescimento (%)	4	4	3	3	4	4	3	3
GDd	com	sem	com	sem	com	sem	com	sem

Segundo o modelo proposto, a geração dispersa é considerada como uma redução na demanda do alimentador, por meio do desconto de sua produção na demanda do consumidor.

Desta forma, deve-se calcular, para cada ano n (n = 1,H) do horizonte de estudo, a quantidade de GDd ao longo dos alimentadores da família m (m = 1, N_{fam}). Pela expressão abaixo, a quantidade de consumidores que abrigam uma unidade de GDd, dada por:

$$N_{GDd}(m,n) = N_{cons}(m,n) \cdot f_{CE}(m,n) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right)$$

Sendo:

$N_{cons}(m,n)$ – número de consumidores no ano n (n = 1,H) ao longo dos alimentadores da família m (m = 1, N_{fam}), no alimentador;

f_{CE} (m,n) – coeficiente de atratividade da utilização de GDd no ano **n** (n = 1,H) em cada família de alimentadores (m=1,N_{fam}).

$$f_{CE}(m,n) = k(m,n) \cdot \frac{\left(CE_{rede} - CE_{GDd}\right)}{CE_{rede}} \qquad (f_{CE} > 0)$$

Onde:

CE_{rede} – custo da energia adquirida da rede no ano *i* (R$/kWh);

CE_{GDd} – custo da energia produzida por GDd no ano *i* (R$/kWh);

$k(m,n)$ – fator de indução de utilização de GDd na família **m** (m = 1, N_{fam}) no ano **n** (n = 1,H), determinado por fatores sócio econômicos, conforme cálculos realizados adiante;

t – período de tempo a partir do instante onde se verifica uma alteração do custo da energia produzida pela GDd em relação ao da energia oferecida pela rede pública $\left(CE_{rede} - CE_{GDd}\right)$ (em anos);

T – constante de tempo de saturação do processo exponencial da utilização de GDd para um dado $f_{CE}(m,n)$, adotada como sendo de 2 anos.

A tecnologia de GDd mais atraente a cada ano é aquela que apresenta menor custo de geração, desde que seja menor que o custo de compra de energia a rede pública, adotando como sendo R$ 400,00/MWh.

A tabela 5.4 apresenta os valores de geração e a tecnologia mais atraente para cada ano, onde foi considerado que:

- A produção de energia elétrica em GDd utilizando a tecnologia por energia solar além do maior custo, exige instalação de acumulação por, em geral, não produzir em horário de ponta.

- Para geração eólica foi considerada, conservativamente, a instalação de duas turbinas de 3000 W em cada unidade consumidora com GDd, com geração média de 2 x 700 W no horário de ponta.

- Os fatores de indução k(m,n) utilizados nos cálculos do coeficiente de atratividade de cada família de alimentadores foram considerados constantes durante o período de estudo e fundamentados arbitrariamente, em atributos sócio-econômicos (renda, tipo de consumidores e consciência ambiental) conforme mostra a tabela 5.5.

Tabela 5.4 – Custo de geração por tecnologia de GDd

Tecnologia	**Demanda média no horário de ponta (kW / unid.GDd)**	**Custo da Geração Dispersa durante o período de estudo (R$/kWh)**							
		ano							
		1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
Eólica	1,4	490	460	410	360	310	260	230	200
Microturbina (μT)	2,0	310	305	300	295	290	285	280	275
Solar	1,0	1000	900	810	730	650	580	520	460
Tecnologia mais atraente		μT	μT	μT	μT	μT	eólica	eólica	eólica

Tabela 5.5 – Atributos explicativos do Fator de indução $k(m,n)$ de cada família de alimentador

Atributos Sócio-econômicos		**Famílias (k)**					
		F1	**F2**	**F3**	**F4**	**F5**	**F6**
renda		↓	↑	↓	↑	↓	→
Tipo cons.	Residencial (casas)			X		X	
	Residencial (prédios)	X	X		X		
	Comercial pequeno porte					X	
	Comercial Médio porte	X					
	Comercial Grande porte						X
	Industrial pequeno porte						
Consciência ambiental		↓	↑	→	→	↓	→
Fator de Indução k		0,2	0,8	0	0,6	0,2	0,5
→ média ↑ alta ↓ baixa X pertinência							

Considerando os parâmetros anteriores, a Tabela 5.6 apresenta a quantidade de unidades de GDd em cada família de alimentadores, para cada ano do estudo e, por conseqüência, a Tabela 5.7 mostra a demanda de cada alimentador, depois de deduzida a oferta devida à GDd.

Tabela 5.6 – Número de unidades de GDd por família a cada ano

Ano	CE_{rede} (R$/kWh)	CE_{GDd} (R$/kWh)	Família											
			F1		F2		F3		F4		F5		F6	
			fce	N_{GDd}	fce	N_{GDd}	fce	N_{GDd}	fce	N_{GDd}	fce	N_{GDd}	Fce	N_{GDd}
1	400	310	0,045	116	0,158	626	0	0	0,135	268	0,045	80	0,113	559
2	400	305	0,048	123	0,166	665	0	0	0,143	285	0,048	85	0,119	594
3	400	300	0,050	130	0,175	700	0	0	0,150	300	0,050	90	0,125	625
4	400	295	0,053	136	0,184	735	0	0	0,158	315	0,053	94	0,131	656
5	400	290	0,055	143	0,193	770	0	0	0,165	330	0,055	99	0,138	687
6	400	260	0,070	182	0,245	980	0	0	0,210	420	0,070	126	0,175	875
7	400	230	0,085	221	0,298	1.190	0	0	0,255	510	0,085	153	0,213	1.063
8	400	200	0,100	260	0,350	1.400	0	0	0,300	600	0,100	180	0,250	1.250

Tabela 5.7 – Demandas máximas por família de alimentadores com GDd (em MW)

Ano	Famílias																	
	F1			F2			F3			F4			F5			F6		
	D_0 s/ GDd	P_{GD} x N_{GD}	D' c/ GDd	D_0 s/ GDd	P_{GD} x N_{GD}	D' c/ GDd	D_0 s/ GDd	P_{GD} x N_{GD}	D' c/ GDd	D_0 s/ GDd	P_{GD} x N_{GD}	D' c/ GDd	D_0 s/ GDd	P_{GD} x N_{GD}	D' c/ GDd	D_0 s/ GDd	P_{GD} x N_{GD}	D' c/ GDd
1	3,00	0,35	2,65	5,60	1,25	4,35	2,50	0,00	2,50	3,00	0,54	2,46	2,00	0,16	1,84	6,50	1,12	5,38
2	3,15	0,25	2,90	5,82	1,33	4,49	2,55	0,00	2,55	3,12	0,57	2,55	2,06	0,17	1,89	6,70	1,19	5,51
3	3,31	0,26	3,05	6,06	1,40	4,66	2,60	0,00	2,60	3,24	0,60	2,64	2,12	0,18	1,94	6,90	1,25	5,65
4	3,47	0,27	3,20	6,30	1,47	4,83	2,65	0,00	2,65	3,37	0,63	2,74	2,19	0,19	2,00	7,10	1,31	5,79
5	3,65	0,29	3,36	6,55	1,54	5,01	2,71	0,00	2,71	3,51	0,66	2,85	2,25	0,20	2,05	7,32	1,37	5,94
6	3,83	0,54	3,29	6,81	2,91	3,90	2,76	0,00	2,76	3,65	1,25	2,40	2,32	0,37	1,94	7,54	2,60	4,94
7	4,02	0,60	3,42	7,09	3,21	3,88	2,82	0,00	2,82	3,80	1,37	2,42	2,39	0,41	1,98	7,76	2,86	4,90
8	4,22	0,65	3,57	7,37	3,50	3,87	2,87	0,00	2,87	3,95	1,50	2,45	2,46	0,45	2,01	7,99	3,12	4,87

A presença da GD propicia um acréscimo de carregamento admissível, em condição normal, nos alimentadores e nas subestações que têm possibilidade de receber sua contribuição. Isto porque a GD representa uma reserva de oferta que permanece quando há contingência na rede eximindo os alimentadores e subestações citadas de requererem ou de proverem dos outros alimentadores o nível de transferência de carga usuais. A representação disso é realizada no

modelo proposto pela diminuição da limitação de carregamento admissível em condição normal, podendo propiciar uma postergação de investimento motivada por esse aumento da oferta.

Considerando a topologia da figura 5.2 observa-se que há possibilidade de transferência de carga entre o alimentador Al_{GD}, onde a GD está conectada, e os alimentadores Al_1, Al_2 e Al_3, respectivamente atendidos pelas SE_1, SE_2 e SE_3, ressaltando-se que o alimentador Al_3 poderia receber transferência de carga da GD se fosse construído um trecho de 1 km de alimentador novo.

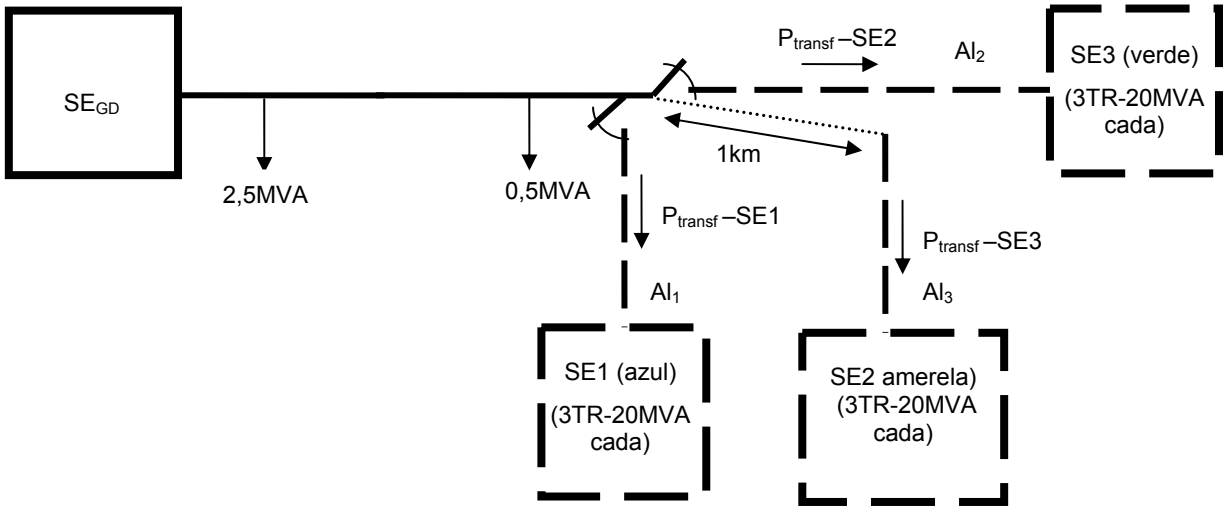


Figura 5.2 – Transferência de carga na rede sem GD

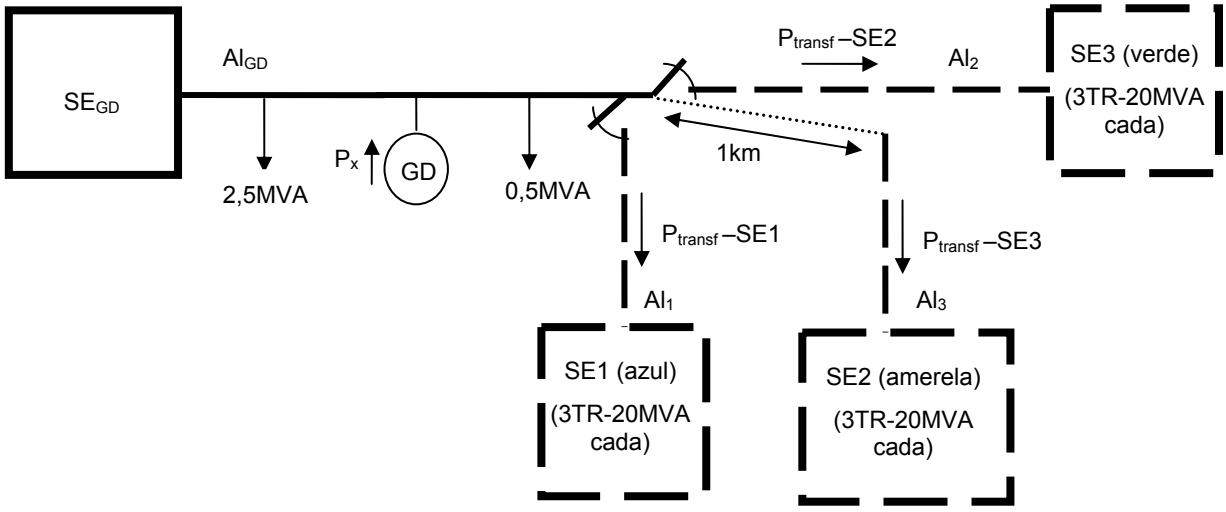


Figura 5.3 – Transferência de carga na rede com GD

A tabela 5.8 apresenta as capacidades admissíveis dos alimentadores, as demanda máximas, ano a ano, e os montantes de carga que podem ser

transferidos do Al_{GD} para os demais com e sem GD para o cenário C1. Observa-se que:

- a carga transferida para os alimentadores também poderá ser transferida às correspondentes subestações em condição de contingência de um de seus transformadores, respeitando os limites de carregamento de cada tronco de alimentador;

- quando da ausência da GD, durante a contingência dos alimentadores Al_1, Al_2 e Al_3 e das SE_1, SE_2 e SE_3 a máxima transferência de carga do alimentador Al_{GD}, em cada ano, é dado pela diferença entre o seu carregamento admissível e a sua carga (demanda máxima);

- quando da presença da GD, durante a contingência dos alimentadores Al_1, Al_2 e Al_3 e das SE_1, SE_2 e SE_3 a máxima transferência de carga do alimentador Al_{GD}, em cada ano, é dado pela diferença entre: a soma da capacidade da GD com a capacidade admissível de Al_{GD} e a sua carga (demanda máxima).

- os condutores dos troncos dos alimentadores são os mesmos em toda sua extensão, não havendo limitação de transferência de carga por parte do alimentador receptor;

- o alimentador AL_{GD} pertence à família F6, enquanto os alimentadores Al_1, Al_2 e Al_3 pertencem à família F2;

- a carga do AL_{GD} a montante da GD é de 60% do total e a jusante é de 40% do total;

- o carregamento admissível de A_{GD}, Al_1, Al_2 e Al_3 é de 9 MW;

- as subestações SE_1, SE_2 e SE_3 também constituem uma nova família quando a GD está presente;

- a GD tem capacidade de oferta excedente de 1,24 MW na **OP(1,1),** 1,88 MW na **OP(1,2)** e 2,52 MW na **OP(1,3)**.

Tabela 5.8 – Características do alimentador com GD (Al_{GD}) no cenário C1

Ano	Nº cons	Dmáx. [kW]	Pot. GDd [kW]	Dmáx. c/ GDd [kW]	Carga mont.(60%) [kW]	Carga jus. (40%) [kW]	Carreg. admiss. do alim. [kW]
1	5.000	6.500	1.120	5.380	3.228	2.152	9.000
2	5.150	6.695	1.190	5.505	3.303	2.202	9.000
3	5.305	6.896	1.250	5.646	3.388	2.258	9.000
4	5.464	7.103	1.310	5.793	3.476	2.317	9.000
5	5.628	7.316	1.370	5.946	3.567	2.378	9.000
6	5.796	7.535	2.600	4.935	2.961	1.974	9.000
7	5.970	7.761	2.860	4.901	2.941	1.961	9.000
8	6.149	7.994	3.120	4.874	2.925	1.950	9.000

A tabela 5.9 apresenta as características dos alimentadores adjacentes ao de conexão da GD e que poderão ser socorridos por este no caso de contingência. Tais alimentadores terão suas características de máximo carregamento admissível alteradas, devendo, portanto, constituírem uma nova família.

São determinados os limites de transferência de energia proveniente do alimentador com GD (AL_{GD}) em caso de contingência dos alimentadores Al_1, Al_2 e Al_3 ou da subestação.

Tabela 5.9 – Características dos alimentadores atendidos por Al_{GD} em contingência

Ano	Nº cons	Pot. máx [kW]	Pot. GDd [kW]	Carga c/ GDd [kW]	Carreg. admiss. [kW]	Conting AL (limitação de receber transferência)	Conting SE (capacidade de receber transferência pelo Al)
1	4.000	5.600	1.250	4.350	9.000	4.650	4.650
2	4.160	5.824	1.330	4.494	9.000	4.506	4.506
3	4.326	6.057	1.400	4.657	9.000	4.343	4.343
4	4.499	6.299	1.470	4.829	9.000	4.171	4.171
5	4.679	6.551	1.540	5.011	9.000	3.989	3.989
6	4.867	6.813	2.910	3.903	9.000	5.097	5.097
7	5.061	7.086	3.210	3.876	9.000	5.124	5.124
8	5.264	7.369	3.500	3.869	9.000	5.131	5.131

A tabela 5.10 sumariza a capacidade de transferência do alimentador AL_{GD} para cada oportunidade OP(1,i) no cenário C1. A transferência entre AL_{GD} e Al_1, Al_2 e Al_3 em caso de contingência será determinada como a capacidade sem GD ($C_{CB} - P_{alim}$) acrescida do valor da GD (P_X) para cada oportunidade OP(1,i),

conforme equações apresentadas no item 3.5.1.1. Este valor está sujeito à limitação da capacidade nominal do cabo, no caso 9 MW.

$$P_{transf} = C_{CB} - P_{alim} + P_x \text{ , limitado a: } P_{lim} = C_{CB} - P_{jus}$$

Tabela 5.10 – Capacidades de transferência pelo alimentador AL_{GD} no cenário C1

Ano	Capac. de transf. s/ GD [kW]	OP(1,1)		OP(1,2)		OP(1,3)	
		GD excedente P_X [kW]	Capac. de transf. c/ GD P_{adic} [kW]	GD excedente P_X [kW]	Capac. de transf. c/ GD P_{adic} [kW]	GD excedente P_X [kW]	Capac. de transf. c/ GD P_{adic} [kW]
1	3.550	1.240	4.790	1.880	5.430	2.520	6.070
2	3.387	1.240	4.627	1.880	5.267	2.520	5.907
3	3.218	1.240	4.458	1.880	5.098	2.520	5.738
4	3.045	1.240	4.285	1.880	4.925	2.520	5.565
5	2.866	1.240	4.106	1.880	4.746	2.520	5.386
6	3.551	1.240	4.791	1.880	5.431	2.520	6.071
7	3.388	1.240	4.628	1.880	5.268	2.520	5.908
8	3.220	1.240	4.460	1.880	5.100	2.520	5.740

As subestações SE_1, SE_2 e SE_3 também terão suas capacidades de transformação incrementadas, devido à possibilidade de socorro da GD em caso de contingência. Considerando um fator de sobrecarga de 20% para todas as subestações e uma limitação de transferência de 2 MVA, tem-se as seguintes capacidades de transformação com e sem GD para cada oportunidade:

Cap. transf. SE1/2/3 s/ GD = $\frac{(n-1)\times \%sp}{n} \times P_{TR}$ = 48 MVA;

Cap. transf. SE1/2/3 c/ OP(1,1) = $\frac{(n-1)\times \%sp}{n} \times P_{TR} + P_{adic}$ = 49,24 MVA;

Cap. transf. SE1/2/3 c/ OP(1,2) = $\frac{(n-1)\times \%sp}{n} \times P_{TR} + P_{adic}$ = 49,88 MVA;

Cap. transf. SE1/2/3 c/ OP(1,3) = $\frac{(n-1)\times \%sp}{n} \times P_{TR} + P_{adic}$ = 50 MVA.

Considerando as novas demandas máximas de cada alimentador (D') e as novas capacidades de transferência das subestações SE_1, SE_2 e SE_3, será executado um novo cálculo de investimento, por meio do modelo de

planejamento agregado, considerando as novas famílias de alimentadores e subestações. Nessa nova formatação exclui-se apenas a subestação e alimentador de conexão da GD (subsistemas 1, 2 e 4 do modelo).

Para identificar a postergação de investimento na subestação e alimentador de conexão da GD (subsistema 3 do modelo) deve-se realizar a análise pontual descrita em 3.5.3.2, verificando que apenas a oportunidade OP(1,1) apresenta potencial de postergação de investimento para o alimentador, uma vez OP(1,2) e OP(1,3) são conectadas diretamente à subestação.

A tabela 5.11 apresenta os investimentos postergados para a oportunidade OP(1,1) para cada cenário. Tabelas semelhantes devem ser geradas para cada oportunidade OP(i,j).

Tabela 5.11 – Investimentos postergados – OP(1,1)

	Cenário							
	C1	**C2**	**C3**	**C4**	**C5**	**C6**	**C7**	**C8**
Probabilidade	8,4%	12,6%	15,6%	23,4%	5,6%	8,4%	10,4%	15,6%
Inv. post. - S3 (x1000 R$)	320	330	330	340	300	300	320	300
Inv. post. - S1+S2+S4 (x1000 R$)	1.200	1.000	1.200	1.100	1.100	900	1.100	1.000
Inv. post. total (x1000 R$)	1.520	1.330	1.530	1.440	1.400	1.200	1.420	1.300

A esperança matemática do investimento postergado por OP(1,1) será de R$ 1.400.000,00. As oportunidades OP(1,2) e OP(1,3) não possuirão postergação de investimento no alimentador, reduzindo o valor em S3. Em contrapartida, possuem maior disponibilidade de socorro de outras subestações e alimentadores, por apresentarem maior potência e estarem conectadas diretamente à subestação. Desta forma, verifica-se um investimento postergado com esperança matemática de R$ 1.700.000,00 para OP(1,2) e R$ 2.000.000,00 para OP(1,3).

A perda de faturamento para a concessionária é representada pela redução na TUSD paga pelo hospital sobre o consumo. Entretanto, a este valor deve ser descontada a TUSDg que será paga pela exportação de energia.

- C_{PF} OP(1,1) = TUSD x 1.320 – TUSDg x f_d x 1240;
- C_{PF} OP(1,1) = TUSD x 1.320 – TUSDg x f_d x 1880;
- C_{PF} OP(1,1) = TUSD x 1.320 – TUSDg x f_d x 2520.

Onde f_d é o fator de desconto para fontes incentivadas. Deve-se considerar o valor da TUSD em seus diversos patamares (ponta e fora de ponta), conforme valor praticado pela concessionária em questão.

Desta forma, para a oportunidade OP(1,1) pode-se esperar um benefício de, aproximadamente, R$ 1.100.000,00 (valor presente) para a concessionária, sem considerar ganhos com a redução das perdas.

A redução das perdas obtidas com a conexão de unidades de geração dispersa é pouco significativa em relação aos demais benefícios. Entretanto esta poderá ser quantificada a partir das equações estatísticas de momento de perdas obtidas para cada família de alimentadores durante o planejamento agregado.

6. CONCLUSÃO

A metodologia proposta permite a identificação e avaliação das oportunidades de instalação de geração distribuída, de forma expedita, que possam representar benefícios de diversas naturezas para a concessionária de energia elétrica local por meio de:

- Formulação simplificada para cálculo da capacidade máxima de geração de energia para diversos setores industriais e comerciais;
- Quantificação de custos e benefícios referentes a postergação de obras, variação de perdas e demais fatores influentes na integração de geração distribuída em sistemas de distribuição;
- Utilização de modelo de planejamento agregado de investimentos na expansão de sistemas de distribuição, com a introdução de adequações que permitem a inclusão de geração distribuída e também de geração dispersa em unidades consumidoras.

Com efeito, a crescente demanda de energia e o aumento do custo marginal da oferta, resultante da exploração de fontes primárias mais distantes dos centros de consumo ou de maior custo, têm induzido a busca por fontes alternativas de energia e o aproveitamento de todos os possíveis insumos primários para produção de energia.

Entretanto, aspectos técnicos e mesmo culturais vem dificultando a utilização de fontes primárias renováveis para geração de pequeno porte ou que poderiam produzir energia elétrica a partir de processos de cogeração em consumidores industriais ou comerciais que demandam fontes de calor ou de frio.

Esta pesquisa vem oferecer à Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica, que é o agente estruturado e com competência técnica especializada no setor, importante instrumento de incentivo de utilização das fontes primárias supra-referidas, na medida em que facilita a prospecção, identificação e avaliação de novas fontes de produção de energia.

Essas novas fontes, produzindo energia elétrica a partir de efluentes industriais, processos de cogeração ou de fontes renováveis de pequeno porte, são, via de regra, muito próximas aos centros de consumo como hospitais, shopping centers, hotéis ou instaladas nas cercanias das cidades, tais como fábricas de celulose, aterros sanitários ou canaviais.

A metodologia desenvolvida neste trabalho foi fundamentada no preceito de que a Concessionária tem amplo conhecimento de seu sistema, mas não é especializada nos processos de seus clientes que poderiam ser produtores de energia, uma vez que há uma grande diversidade e complexidade nesses processos. Outra diretriz que estimulou este trabalho foi o possível benefício que decorreria da presença de fontes de produção de energia em locais estratégicos, podendo postergar investimentos e melhorar a operação da rede.

Nesse quadro, a metodologia proposta prospecta, identifica e avalia essas oportunidades por meio de uma quantidade muito pequena de informações, indicando preliminarmente, para a Concessionária, os clientes que potencialmente são produtores de interesse.

Integram o rol dos tipos de clientes cerca de uma dezena de atividades econômicas, dentre as quais estão algumas de grande porte como siderúrgicas, fábricas de celulose ou de cimento e outras de médio ou mesmo pequeno porte como shopping centers, hospitais, aterros sanitários e estações de tratamento de efluente. A produção de energia elétrica potencialmente realizável em cada uma das atividades é modelada, nesta pesquisa, a partir de parâmetros usualmente conhecidos e de fácil acesso público, como por exemplo, a produção anual de celulose de uma fábrica ou a quantidade de leitos de um hospital.

Foram propostas duas modalidades de avaliação da potencialidade de produção de energia de cada uma das atividades. Um modelo sintético que utiliza uma ou duas variáveis e um modelo analítico que representa o processo do cliente, embora ainda muito simplificado, porém mais detalhado do que o anterior. Ambos fundamentados em estruturas, instalações e equipamentos tipicamente utilizados em cada uma das atividades.

Isso permite à Concessionária representar em seu sistema, independentemente de informações detalhadas do cliente, o impacto que certa geração distribuída causaria em sua rede, avaliando os possíveis custos e benefícios resultantes. Desse modo, a Concessionária tem uma orientação das fontes de geração distribuída que lhe é conveniente e também dos benefícios que o cliente pode usufruir se a implantar.

Os parâmetros de custo e de beneficio determinados pelo modelo, fornecem para ambas as partes, concessionária e cliente, as bases para priorizar esse tipo de empreendimento, inclusive para negociação de contrato de compra e venda de energia, evidenciando os aspectos positivos que possam favorecer as partes.

Para tanto, foram propostas alterações na atual regulação dessa matéria, a fim de permitir que a concessionária incentive a implantação de GD proporcionando maior ganho público.

A modelagem do aproveitamento de efluentes industriais ou de cogeração é realizada a partir de parâmetros do processo termodinâmico e energético, considerando-se o potencial de produção, o rendimento, o consumo próprio e os excedentes típicos em cada caso.

O impacto no sistema elétrico de uma fonte de geração distribuída é avaliado por meio da análise técnica e econômica utilizando-se uma versão especialmente adaptada, por esta pesquisa, do modelo de planejamento agregado de investimento [70] em sistemas de distribuição. A adaptação consiste em definir uma nova família de alimentadores que são sede de geração distribuída e, sobretudo, definir cenários com a presença de geradores dispersos nos consumidores.

Do exposto conclui-se que a pesquisa alcançou os resultados almejados pelo seu objetivo.

Cabe destacar as principais contribuições acadêmicas e tecnológicas deste trabalho:

a) modelo expedito de identificação e representação de potenciais produtores de energia elétrica, dentre os consumidores industriais e comercias;

b) modelo para avaliação do impacto de uma geração distribuída no desempenho técnico e econômico na expansão do sistema de distribuição, por meio de adaptação no modelo de planejamento agregado de investimento em sistemas de distribuição para contemplar unidades de geração distribuída e de geração dispersa;

c) modelo de representação de geração dispersa em sistemas de distribuição, considerando a evolução tecnológica e aspectos sócio ambientais;

d) sugestões de aperfeiçoamento da atual regulação sobre GD, no sentido de incentivar oportunidades de implementação e minimizar barreiras.

No transcorrer da pesquisa foram identificados temas e tópicos que, por não pertencerem ao foco deste trabalho, não foram objeto de desenvolvimento mas são de interesse para o prosseguimento de estudos correlacionados com o assunto abordado nesta tese, dentre os quais se destacam a pesquisa:

a) e análise estatística para obtenção precisa dos valores típicos que explicam a oferta de energia elétrica em geração distribuída proveniente de cogeração de processos industriais ou comerciais;

b) e especificação de dispositivos regulatórios pautados pelas sugestões formuladas nesta tese, que promovam a oferta das modalidades de geração distribuída e que ofereçam benefícios tarifários e ambientais à sociedade;

c) de regramento básico para contratação bilateral de energia de geradores distribuídos que exima o cliente de operar e manter suas instalações produtoras, que quase sempre não constitui o núcleo de seu negócio;

d) de modelo regional de operação e de manutenção de grupos de geração distribuída de forma a otimizar os benefícios aos agentes e incentivar esse tipo de oferta;

e) da possibilidade da operação da geração distribuída em ilhas, de forma a aumentar a confiabilidade que essas instalações podem oferecer ao sistema elétrico;

f) de modelo de representação de geração dispersa em ambiente tarifário horo-sazonal em todos os níveis de tensão;

g) impacto de ambiente tarifário horo-sazonal na viabilidade de geração distribuída.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] J. Marston et al., **Safe and secure – Meeting America´s electricity needs, Environmental defense**, 2002.

[2] Fuji, Ricardo Junqueira; Udaeta, Miguel E. M; Burani; Geraldo F.; Guimoni, J. A. B.; **Análise dos Elementos Regulatórios Relativos à Geração Distribuída**.

[3] Barja, G. de J. A.; **A Cogeração e sua Inserção ao Sistema Elétrico**, Dissertação de Mestrado, Universidade de Brasília, setembro/2006.

[4] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST,** revisão 1, aprovada pela Resolução Normativa n° 395, de 15 de dezembro de 2009.

[5] Electo Eduardo Silva Loro, Jamil Haddad: **Geração Distribuída – Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais**, editora Interciência, 2006.

[6] Cogen Europe, **The European Educational Tool on Cogeneration.** Second edition, december 2001.

[7] Carvalho, Fabiano da Rosa, **Critérios de Racionalidade Energética na Qualificação de Centrais Cogeradoras** – Nota Técnica n^{o} 001/2000 - SFG/ANEEL.

[8] Associação Paulista de Cogeração de Energia (COGEN – SP), Cogeração, www.cogensp.com.br.

[9] Potter, M. C.; Scott, E. P. – **Termodinâmica**, editora Thomson, 2006.

[10] Balestieri, J. A. P. – **Cogeração: Geração Combinada de Eletricidade e Calor**, Editora da UFSC, 2002.

[11] Georges, H. A. – **Cogeneration for the Industrial end User**, Gas Turbine World, vol. 12, n. 5, pág. 42 – 47, 1982.

[12] Nascimento, M. A. R. do; Lora, E. E. S. – **Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação**, editora Interciência, 1ª edição, 2004.

[13] Walter, A. C. S. – **Cogeração: Análise de Tecnologias, Fatores Condicionantes e Experiências Internacionais**, Campinas: Departamento de Energia da UNICAMP (publicação interna), 1991.

[14] Hess, H. – **Combined Heat and Power: high Value Energy with Maximum Fuel Exploitation**, Heating and Ventilation Engineer, v. 63, n. 703, p. 17 – 20, 1990.

[15] Gasnet, **Geração Distribuída: Conceitos, Tecnologias e Perspectivas**. www.gasnet.com.br/artigos.

[16] Strapasson, Alexandre Betinardi; Fagá, Murilo Tadeu Werneck, **Impacto da qualidade exergética da energia final no consumo de energia primária: caso gás natural**. Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás, Rio de Janeiro, 2004.

[17] Bona, F. S.; Filho, E. Ruppert: **As Microturbinas e a Geração Distribuída**.

[18] COPEL Distribuição – Conselho de Consumidores, **Curso de Capacitação de Multiplicadores em Eficiência Energética – Setor Rural e Agroindustrial – Módulo VIII – Cogeração**, novembro 2005.

[19] C. Bossi et al., **La cogenerazione in Italia: situazione attuale e ipotesi di sviluppo alla luce della evoluzione tecnologica e delle aspettative degli utenti, La cogenerazione diffusa è unópzione valida per la produzione dei flussi energetici necessari?**, 2004.

[20] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): **Resolução Normativa nº 167** de 10 de outubro de 2005.

[21] Associação Paulista de Geração de Energia (COGEN – SP), www.cogensp.com.br

[22] Senne, E. F.; Scarassati, P. C.; Dias, E. B.; Silveira, P. M.; Guimarães, C. A. Mohallem: **Interconexão de Geradores com o Sistema Elétrico de Distribuição**, IEEE/PES T&D 2004 Latin América, São Paulo, 8 a 11 de novembro de 2004.

[23] US Department of Energy, **The Potential Benefits of Distributed Generation and Rate-related Issues that may Impede their Expansion**, Fev. 2007.

[24] M. Rawson, **Distributed Generation Costs and Benefits Issue Paper**, California Public Utilities Commission, Jul. 2004.

[25] D. Kosanovic & C. Beebe, **System Wide Economic Benefits of Eistributed Generation in the New England Energy Market**, Fev. 2005.

[26] D. M. Cao et al., **Costs and Benefits of DG Connections to Grid System – Studies on the UK and Finnish Systems**, Imperial College London, Dez. 2006.

[27] Cooley, C.; Whitaker, C.; Prabhu, E. **California Interconnection Guidebook. A Guide to Interconnecting Customer-owned Electric Generation Equipment to the Electric utility Distribution System using California's Electric Rule 21**. California Energy Commission – Public Interest Research Program, 2004.

[28] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional (Prodist) – Módulo 3: Acesso aos Sistemas de Distribuição**.

[29] Mata, Clayton G., **Uma Contribuição na Análise da Estabilidade Transitória dos Sistemas Elétricos de Distribuição na Presença de Geração Distribuída**, dissertação de mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, agosto de 2005.

[30] MMA: Ministério do Meio Ambiente. **Resolução CONAMA nº 006 de 16 de setembro de 1987**; www.mma.gov.br.

[31] MMA: Ministério do Meio Ambiente. **Resolução CONAMA nº 279 de 27 de junho de 2001**; www.mma.gov.br.

[32] Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. **Balanço Nacional da Cana-de-açúcar e Agroenergia**. Brasília, DF, 2007. 140 p.

[33] Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária (Embrapa), Centro de Informações Embrapa – Cana de Açúcar, http://www.agencia.cnptia.embrapa.br/gestor/cana-de-acucar/, acessado em 08/12/2008.

[34] COSAN, **Processo Produtivo**, www.cosan.com.br acessado em 07/02/2009.

[35] Rubens, J. M., **CBC S. A., Indústrias Pesadas**, gerência de venda de caldeiras de São Paulo, novembro 2002.

[36] Neto, V. C., **Análise de Viabilidade da Cogeração de Energia Elétrica em Ciclo Combinado com Gaseificação de Biomassa de Cana de Açúcar e Gás Natural**, dissertação de mestrado pela UFRJ, março de 2001.

[37] Higa, M, **Cogeração e Integração Térmica em Usinas de Açúcar e Álcool**, tese de doutorado pela Unicamp, julho de 2004.

[38] Prieto, M. G., **Alternativas de Cogeração na Indústria Sucrolcooleira, Estudo de Caso**, tese de doutorado pela Unicamp, fevereiro de 2004.

[39] Instituto Brasileiro de Siderurgia (IBS), www.ibs.org.br, acessado em 09/02/2009.

[40] Associação Brasileira de Metalurgia e Materiais (ABM), **Balanços Energéticos Globais e Utilidades**, Seminário de Energia, triênio 1996 a 1998.

[41] Lima, R. N. de O., **Avaliação de Arranjos Cogeradores em Siderúrgicas Brasileiras com Auxílio de Simulação Computacional**, tese de doutorado pela Unicamp, novembro de 2001.

[42] Associação Brasileira da Indústria Têxtil e de Confecção (ABIT), www.abit.org.br, acessado em 11/02/2009.

[43] Serra, N., **Tecnologia e Competitividade na Indústria de Máquinas Têxteis: Um Estudo sobre a Capacitação e Aprendizagem Tecnológica**, tese de doutorado pela Escola Politécnica, Universidade de São Paulo (USP), 2006.

[44] Ministério de Minas e Energia, **Balanço Energético Nacional 2008** (ano base 2007), www.mme.gov.br, acessado em 11/02/2009.

[45] Lima, M. S. de O., **O Gás Natural como Alternativa Energética para a Indústria Têxtil: Vantagem Competitiva ou Estratégia de Sobrevivência?**, dissertação de mestrado pela Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo (USP), 2007.

[46] ITMI: **International Production Cost Comparation**, v. 44/2001, Switzerland.

[47] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), **Nota Técnica n° 0043/2010-SRD/ANEEL**, publicada em 8 de setembro de 2010.

[48] Aragon, G., **Cogeração na indústria cerâmica. O case da PAMESA do Brasil S/A**, 3º Congresso Brasileiro de Eficiência Energética e Cogeração, de Energia, junho de 2006.

[49] Berg, E. A. T.; Nogueira, L. A. H., **Cogeração na Indústria Cerâmica**, revista Cerâmica Industrial, 1º de julho de 1996.

[50] Wikipédia, pt.wikipedia.org/wiki/Cimento, acessado em 21/12/2008.

[51] BASILIO, F. A., **Cimento Portland. Estudo Técnico**. 5ª ed. São Paulo, ABCP, 1984.

[52] Associação Brasileira de Cimento Portland, www.abcp.org.br, acessado em 14/02/2009.

[53] Souza, E., **Produção de Cimento**, Faculdade Pio Décimo – Engenharia Civil, 2006.

[54] MacDonald, G.E., Lordi, A.C., Kovach, J.J., **Electrical Energy Management in the Cement Industry**, Institute of Electrical and Electronic Engineers, abbr. IEEE Cement Industry Technical Conference, May 14-19, 1978, Roanoke, Virginia, USA.

[55] Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (EBGE), **Pesquisa Nacional de Saneamento Básico de 2008 (PNSB - 2008)**, www.ibge.gov.br, acessado em 15/02/2009.

[56] RECICLOTECA. Sistema de Tratamento de Resíduos. Disponível em www.recicloteca.org.br, acessado em 02/04/2007.

[57] Azevedo, M. H., **Características, Produção e Utilização do Biogás Produzido a Partir de Resíduos Orgânicos**, dissertação de mestrado, Promec, Porto Alegre, 2000.

[58] Junior, A. G. de M., **Acionamento de Máquinas de Fluxo por Motores de Combustão Interna a Gás Natural**, tese de doutorado em energia pela Universidade de São Paulo (USP), 2006.

[59] Silveira, J. L., **Cogeração Disseminada para Pequenos Usuários: Estudo de Casos para o Setor Terciário**, tese de doutorado pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), setembro de 1994.

[60] Yanagihara, J. I., **Equipamentos de Ciclos Frigoríficos**, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP).

[61] Santo, D. B. do E., **Metodologia de Avaliação de Sistemas Térmicos de Geração de Eletricidade**, tese de doutorado pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), 2001.

[62] Meneses, J. F.; Araújo, Y. C. S., **Estudo de um Sistema de Cogeração para um Hospital em Salvador / BA**, Universidade Federal da Bahia, março de 2004.

[63] Andrade, A. J. de, **O Uso da Cogeração em Shopping Centers**, SENAP Consultoria, dezembro de 2006.

[64] Azzolini, P. C. **Cogeração de Energia Elétrica**, 3º Congresso Brasileiro de Eficiência Energética e Cogeração de Energia da ABESCO, São Paulo, 28 de junho de 2006.

[65] Neri, J. T., **Dados de Unidades de Conversão**, Centro de Tecnologia do Gás.

[66] Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), **Norma Técnica nº 33: Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL**, fevereiro de 2004.

[67] COELBA, **Norma Técnica PCI.00.03: Acesso, Conexão e uso do Sistema de Distribuição por Agentes Geradores de Energia Elétrica**, dezembro de 2001.

[68] Eletropaulo, **Nota Técnica NT 6.009: Requisitos Mínimos para Interligação de Gerador de Consumidor Primário com a Rede de Distribuição da Eletropaulo Metropolitana com Paralelismo Permanente**, outubro de 2007.

[69] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), resolução nº 505 de 26 de novembro de 2001.

[70] Gouvêa, M. R., **Bases Conceituais para o Planejamento de Investimentos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**, tese de doutorado pela Universidade de São Paulo (USP), 1994.

[71] Penin, C. A. de S., **Análise de Índices de Qualidade no Planejamento Agregado de Investimentos em Ambientes de Incertezas**, dissertação de mestrado pela Universidade de São Paulo (USP), 2000.

[72] Santos, E. S. S., **Tarifação dos Serviços Primários de Distribuição**, dissertação de mestrado pela Universidade Federal de Itajuba (UNIFEI), 1999.

[73] Paula, C. P. de, **Geração Distribuída e Cogeração no Setor Elétrico: Avaliação Sistêmica de um Plano de Inserção Incentivada**, tese de doutorado pela Universidade de São Paulo (USP), 2004.

[74] Nogueira, L. A. H. e Santos, A. H. M., **Considerações Técnico-Econômicas Aplicadas à Cogeração Elétrica e de Calor de Processo em Indústrias**, Anais do IX SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPT/12, p.6. Belo Horizonte, 1987.

[75] Coelho, S., **Levantamento do Potencial Real de Cogeração no Setor Sucro-Alcooleiro**, IX Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 2002.

[76] Tolmasquim, M. T., **Mercado de Gás Natural na Indústria Química e no Setor Hospitalar do Brasil**, edições CENERGIA – COPPE / URRJ, 2004.

[77] Tolmasquim, M. T., **Potencial de Cogeração a Gás Natural – Setores Industrial e Terciário do Rio de Janeiro**, edições CENERGIA – COPPE / URRJ, 2004.

[78] Tolmasquim, M. T. – **Geração de Energia Elétrica no Brasil**, editora interciência, 2004.

[79] Sauer, I. L., **Usos Finais e Demanda de Energia**, ENE 5703, USP – IEE.

[80] Costa, D. F., **Geração de Energia Elétrica a partir do Biogás do Tratamento de Esgoto**, dissertação de mestrado pela Universidade de São Paulo (USP), 2006.

[81] Mendonça, K. R. S., **Ajuste Ótimo da potência Inserida por Unidades de Geração Distribuída em Alimentadores de Média Tensão**, dissertação de mestrado pela Universidade de Brasília, 2006.

[82] Guedes, L. de M., **Localização e Dimensionamento de Unidades de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais**, dissertação de mestrado pela Universidade de Brasília, 2006.

[83] Castro, R. M. G., **Energias Renováveis e Produção Descentralizada – Introdução à Avaliação Econômica de Investimentos**, Universidade Técnica de Lisboa, edição 4.1, fevereiro de 2008.

[84] Rodriguez, C. R. C., **Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**, dissertação de mestrado pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), julho de 2002.

[85] Surek, T., **Crystal Growth and Materials Research in Photovoltaics: Progress and Challenges**. Journal of Crystal Growth, v.275, p292-304, 2005.

[86] Rüncos, F; Carlson, R.; Kuo-Peng, P.; Voltolini, H.; Batistela, N. J., **Geração de Energia Eólica – Tecnologias Atuais e Futuras**. WEG.

[87] Erge, T.; Hoffmann, V. U.; Kiefer, K.. **The German Experience with Grid – Connected PV Systems**, Solar Energy, vol. 70, 2001.

[88] Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (CETESB), **Biogás: Pesquisas e Projetos no Brasil, São Paulo**, 2006.

[89] Burani, G. F.; Grimoni, J. A. B.; Ribeiro, F. S.; Udaeta, M. E. M, **Cogeração Através de Aproveitamentos Energéticos a Partir de Resíduos Urbanos**.

[90] Filho, L. F. B., **Estudo de Gases em Aterros de Resíduos Sólidos Urbanos**, dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPE, Rio de Janeiro, 2005.

[91] Vanzin, E.; Pandolfo, A.; Lublo, R.; Steffenon, B.; Pandolfo, L. M., **Uso do Biogás em Aterro Sanitário como Fonte de Energia Alternativa: Aplicação de Procedimento para Análise da Viabilidade Econômica no Aterro Metropolitano Santa Tecla**.

[92] Polizel, L. H.; Gouvêa, M. R., **Espaço e Entraves Regulatórios da Inserção de Geração Distribuída no Sistema Elétrico Brasileiro**, artigo publicado pelo Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas (CNRPCH).

[93] Site da Go Nature, www.gonature.com.br, acessado em 20/03/2010.

[94] Site da Brasil Hobby, www.brasilhobby.com.br, acessado em 20/03/2010.

[95] Junior, O. L., **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede: Estudo de caso 3 kWp instalados no IEE – USP**, dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, 2005.

[96] CQM Engenharia, **Estudo sobre Utilização de Biogás produzido na ETE Barueri**, SABESP, São Paulo, 2001.

[97] Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo (SABESP), http://site.sabesp.com.br, acessado em 22/08/10.

[98] Associação Brasileira de Shopping Centers (ABRASCE), http://www.portaldoshopping.com.br/, acessado em 20/01/10.

[99] Ministério do Turismo – Instituto Brasileiro de Turismo (EMBRATUR), http://www.turismo.gov.br/turismo/o_ministerio/embratur/, acessado em 27/01/10.

[100] União das Indústrias de Cana de Açúcar (ÚNICA), http://www.unica.com.br/ acessado em 01/01/2010.

[101] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, and G. Strbac, **Embedded Generation**. London: Institution of Electrical Engineers, 2000.

[102] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), **Resolução Normativa nº 488 de 29 de agosto de 2002**.

[103] Bajay, S. V., Gorla, F. D., Bordoni, O. F. J. G., **Os Segmentos Energo-Intensivos de Maiores Potenciais Técnicos de Conservação de Energia no Brasil**, revista brasileira de energia, vol. 15, nº 1, 1º sem. 2009, PP. 89-107.

[104] Martinho, B. M., Nina, M. N. R., **Estudo de Viabilidade de Instalação de um Sistema de Cogeração numa Unidade Hoteleira de Média Dimensão**, Instituto Superior Técnico, departamento de engenharia mecânica, nov. 2001.

[105] Lubitz, E., Otte, M., Neto, N. C., **Gestão Ambiental em Organizações: Estudo de Caso do Oscar Hotel de Florianópolis**, S. C. Ambiental, 2006.

[106] Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), **Atlas Solarimétrico do Brasil,** Editora Universitária da UFPE, 2000.

[107] Observatório de energia Renováveis para a América Latina e o Caribe – Parque Tecnológico Itaipu\PTI, **Geração Distribuída – Marco Legal Brasileiro**, 2009.

ANEXO A – PRINCIPAIS TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

1 Microturbinas a Gás

Microturbinas são turbo-alternadores com potência entre 25 e 300 kW (podendo variar com o fabricante), compostos por um compressor centrífugo, uma turbina radial e um gerador de ímã permanente de alta velocidade, acoplado diretamente ao rotor da turbina [17].

Os projetos de microturbinas podem ser divididos em duas classes, com ou sem recuperação de calor. O reaproveitamento do calor residual no pré-aquecimento da combustão de ar permite melhorar a eficiência do ciclo energético, economizando entre 30 e 40% de combustível. Essa configuração é a mais comum por obter uma eficiência elétrica de 30% e uma eficiência global de 80%, considerando o uso de água quente a 50/70 ^{o}C [5].

As microturbinas não representam uma nova tecnologia, pois é possível encontrar pesquisas sobre estas pequenas máquinas desde 1970, quando a indústria automobilística visualizou a possibilidade de sua utilização em substituição aos tradicionais motores alternativos de combustão internos.

Microturbinas podem ser usadas nas aplicações de cogeração de áreas industriais, comerciais e residenciais, para fornecimento de água quente, vapor de baixa temperatura e água gelada, apresentando boa aceitação em pequenos consumidores. A turbina, o compressor e o eixo do gerador são montados sobre um único eixo, com rotação aproximada de 40.000 a 96.000 rpm. O calor recuperado na saída é usado nos sistemas de cogeração externa, como, por exemplo, aquecimento de água.

Pelas tecnologias atuais, pode-se utilizar como combustível o gás natural, GLP (ou propano), hidrogênio, diesel, entre outros, todos com baixa emissão de poluentes.

A figura A.1 a seguir ilustra o funcionamento de uma microturbina, cujo princípio é o mesmo de turbinas a gás de grande porte.

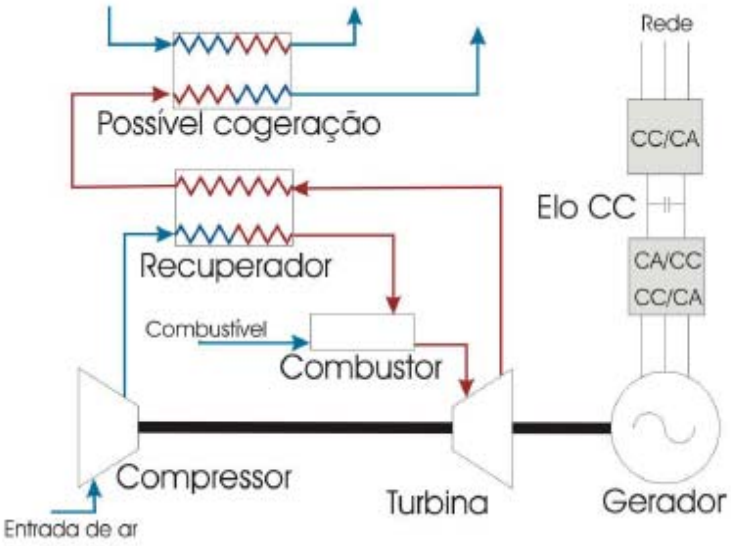


Figura A.1 – Ciclo de funcionamento de microturbinas

2 Turbinas a Vapor

As turbinas a vapor foram oficialmente “inventadas” no século XVIII por Newcomen e James Watt, revolucionando os processos industriais.

Seguindo o ciclo termodinâmico de Rankine, as turbinas a vapor utilizam água como fluido de trabalho, normalmente em circuito fechado [10]. A água é transformada em vapor de alta temperatura (superaquecido) através de uma caldeira ou reator nuclear. Além da queima de combustível, a caldeira poderá ainda ser alimentada com o calor residual de outros processos industriais como fornos e reatores químicos, e até mesmo de outro ciclo de geração elétrica (ciclo combinado).

Há dois tipos básicos de turbinas a vapor: de contrapressão e de condensação. Nas turbinas de condensação o vapor superaquecido é expandido até uma condição de leve vácuo com princípio de condensação no último estágio da máquina. Pode-se extrair o vapor à pressão desejada durante a fase de expansão, enquanto o restante continua expandindo-se até a condensação, gerando energia adicional. Turbinas de condensação apresentam maior relação potência / calor, mas o ciclo global tem eficiência menor e maior custo de instalação. As turbinas de condensação são escolhidas na aplicação em usinas

termoelétricas por sua alta produtividade e flexibilidade, ou em cogeração industrial, quando não existe aplicação de processo para o vapor.

Em turbinas de contrapressão o vapor superaquecido se expande até a uma pressão de saída superior à atmosférica, condição na qual será utilizado nos processos a jusante. O vapor pode ser extraído em duas ou três etapas, não havendo condensação. O número de extrações dependerá das pressões de vapor exigidas nas aplicações, sendo que quanto antes o vapor for extraído, maior será a pressão. A utilização destas turbinas é muito comum na cogeração industrial.

De modo geral as turbinas a vapor são especialmente adequadas para instalações de médio/grande porte e têm uma eficiência térmica relativamente baixa, porém com vantagem de possuir alta disponibilidade.

O cálculo da potência máxima gerada pela turbina segue a primeira lei da termodinâmica, conforme equacionamento a seguir [9]:

Turbinas de contrapressão sem extração intermediária:

$$W_{eixo} = \dot{m} \cdot (h_1 - h_2)$$

Sendo:

W_{eixo} – potência mecânica no eixo [kW];
$\dot{m}_p$ – vazão mássica de vapor de processo (kg/s);
h_1 – entalpia do vapor na entrada da turbina [kJ/kg];
h_2 – entalpia do vapor na saída da turbina [kJ/kg].

Turbinas de condensação com extração intermediária:

$$W_{eixo} = \dot{m}_0 \cdot (h_1 - h_2) + \dot{m}_C \cdot (h_1 - h_{cond})$$

Sendo:

W_{eixo} – potência mecânica no eixo [kW];
$\dot{m}_0 = \dot{m}_p + \dot{m}_c$;
$\dot{m}_p$ – vazão mássica de vapor de processo (kg/s);

$\dot{m}_c$ – vazão mássica de vapor de condensação (kg/s];

h_1 – entalpia do vapor na entrada da turbina [kJ/kg];

h_2 – entalpia do vapor na saída da turbina [kJ/kg].

A potência elétrica será obtida a partir da divisão do valor encontrado para a potência no eixo pelo rendimento do gerador elétrico.

3 Turbinas a Gás

A turbina a gás não é uma máquina única, mas uma combinação de três equipamentos: compressor, câmara de combustão e turbina. A câmara de combustão é responsável pela queima do combustível, que pode ser gás natural, óleo desmineralizado e gases provenientes da gaseificação do carvão ou biomassa [3] [5] [6].

O ar admitido é comprimido e enviado à câmara de combustão, permitindo a queima do combustível de forma contínua à pressão constante. Os gases aquecidos são expandidos na turbina que aciona simultaneamente o compressor e o gerador, uma vez que ambos estão montados no mesmo eixo. As turbinas utilizadas na geração de energia são chamadas de estacionárias.

Estas turbinas proporcionam uma relação trabalho / calor maior que a obtida com turbinas a vapor, o que permite maior flexibilidade de utilização e proporciona mais trabalho por unidade de calor. O principal ciclo termodinâmico utilizado em turbinas a gás é o ciclo Brayton [9].

Diversos fatores afetam a potência de uma turbina a gás, com destaque para: altitude, umidade relativa do ar, temperatura do ar ambiente, perdas de carga nos dutos de admissão e escape dos gases e combustível utilizado.

Devido à grande quantidade de fatores envolvidos na determinação da potência de uma turbina a gás, o dimensionamento exato do equipamento deve sempre ser precedido de uma consulta ao fabricante. Estes poderão informar o consumo específico da turbina em [kcal/kWh] que, associado ao conhecimento

do poder calorífico inferior (PCI) do combustível em [kcal/kg], possibilita fazer o pré-dimensionamento da potência mecânica gerada [11].

A tabela A.1 apresenta alguns exemplos em função da faixa de potência [18]:

Tabela A.1 – Consumo específico de turbina a gás

Faixa de Potência	**Consumo específico [kcal/kWh]**
Até 450 kW	2.668
De 450 a 800 kW	2.437
De 1.700 a 5.200 kW	2.100
De 5.200 a 16.000 kW	1.851

A seguir será apresentada a metodologia completa para o dimensionamento de uma turbina a gás, baseado nas leis da termodinâmica. Inicialmente serão apresentadas as variáveis envolvidas e suas correspondentes unidades [9] [10].

C_p – calor específico à pressão constante [kJ/kg.K];
h_c – entalpia da água de alimentação da caldeira [kJ/kg];
h_v – entalpia do vapor na saída da caldeira [kJ/kg];
K – coeficiente da politrópica ($K = C_p/C_v$);
m – fluxo mássico de gases de exaustão na turbina (kg/s);
m_v – fluxo mássico de vapor produzido na caldeira [kg/s];
m_g – consumo de gás natural [m^3/s]
η_c – eficiência do compressor;
η_{cr} – eficiência da caldeira de recuperação;
η_{isot} – eficiência isoentrópica da turbina;
η_g – eficiência do gerador elétrico;
η_q – eficiência do queimador;
P_1 – pressão ambiente [N/m^2];
P_2 – pressão do ar na saída do compressor [N/m^2];
P_3 – pressão dos gases na entrada da turbina [N/m^2];
P_4 – pressão dos gases na saída da turbina [N/m^2];
PCS – poder calorífico superior do combustível [kJ/Nm^3];
T_1 – temperatura do ar ambiente [^oC];

T_2 – temperatura do ar na saída do compressor [K];

T_3 – temperatura dos gases na entrada da turbina [K];

T_4 – temperatura dos gases na saída da turbina [K];

T_e – temperatura de escape dos gases [K];

W_{eixo} – potência de eixo da turbina [kW];

P_E – potência elétrica gerada [kW].

A figura A.2 ilustra a utilização de uma turbina a gás para a geração de eletricidade e vapor de processo.

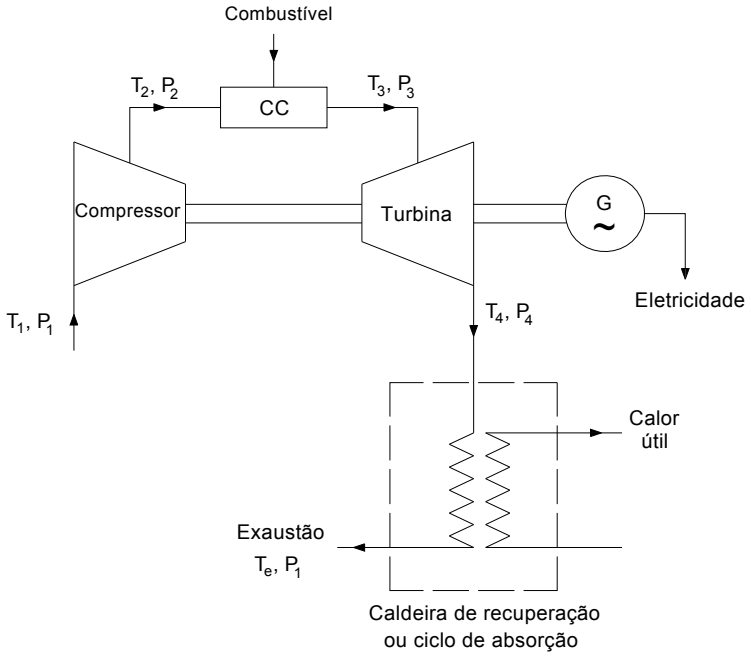


Figura A.2 – Cogeração com turbina a gás

Sabendo que $\Delta h = c_p \cdot \Delta t$, a partir da primeira lei da termodinâmica pode-se obter a potência disponível no eixo da turbina aplicada em uma cogeração:

$$W_{eixo} = m \cdot C_p[(T_3 - T_4) - (T_2 - T_1)]$$

Para se obter o fluxo mássico de gases de exaustão da turbina (m), deve-se utilizar a equação abaixo, obtida a partir do calor recuperado dos gases de exaustão e fluxo de calor recuperado na forma de vapor:

$$m = \frac{m_v \cdot (h_v - h_c)}{C_p \cdot (T_4 \quad T_e) \cdot n_{cr}}$$

Para se obter a entalpia do vapor (h_v) e da água de alimentação da caldeira (h_c) deve-se utilizar das tabelas de propriedade de vapor e água. Para tanto é necessário conhecer a pressão e temperatura do vapor e temperatura da água. O fluxo mássico de vapor (m_v) é um valor conhecido.

Por fim é necessário calcular as temperaturas de entrada e saída da turbina e do compressor. A temperatura de entrada do compressor (T_1) é conhecida (ambiente - T_e), no caso da temperatura de saída da turbina (T_4) e de escape para a atmosfera, ambas devem ser presumida, sendo que T_4 está, usualmente, compreendida entre 400 e 600 ^oC.

$$T_2 = \left(\frac{T_1}{n_c}\right) \cdot \left\{\left[\frac{P_2}{P_1}\right]^{\frac{K-1}{K}} - 1\right\} + T_1$$

$$T_3 = \frac{T_4}{1 - n_{isot} \cdot \left[\frac{P_4}{P_3}\right]^{\frac{K-1}{K}}}$$

Sabendo que a perda de pressão na câmara de combustão é muito pequena e P_4 é suposto ser a própria pressão atmosférica, P_3/P_4 pode ser considerado como sendo igual a P_2/P_1.

O valor de P_2/P_1 é a taxa de compressão, valor obtido a partir do catálogo do compressor. Dentre as máquinas disponíveis no mercado, o valor médio encontrado é de 9 vezes ($P_2/P_1 = 9$ e $P_4/P_3 = 1/9$).

A potência elétrica será obtida em função do rendimento do gerador.

$$P_e = W_{eixo} \cdot \eta_g$$

Outros valores típicos que podem ser utilizados para um primeiro dimensionamento preliminar são:

n_{isot} = 80 a 90%;
PCS = 39.356 kJ/Nm^3 (gás natural);
C_p = 1,055 kJ/kg.K;
n_g = 95 a 97%;
n_{cr} = 70%;

n_c = 70 a 80%;

K = 1,333;

T_e = 140 ^oC.

O consumo de combustível pode ser calculado conforme abaixo:

$$m_g = \frac{m \cdot C_p \cdot (T_3 - T_2)}{n_c \cdot PCS}$$

Uma vez obtido o valor da potência elétrica, deve-se escolher, dentre as opções disponíveis no mercado, a turbina cujas características aproximem-se dos valores adotados e calculados.

4 Ciclo Combinado

A utilização de turbina a gás e turbina a vapor em uma mesma instalação é denominada ciclo combinado. Nesta configuração, os vapores de exaustão da turbina a gás são aproveitados em uma caldeira de recuperação, gerando vapor para a turbina a vapor. A figura A.3 ilustra tal configuração, utilizando uma turbina a vapor de condensação com extração intermediária de vapor.

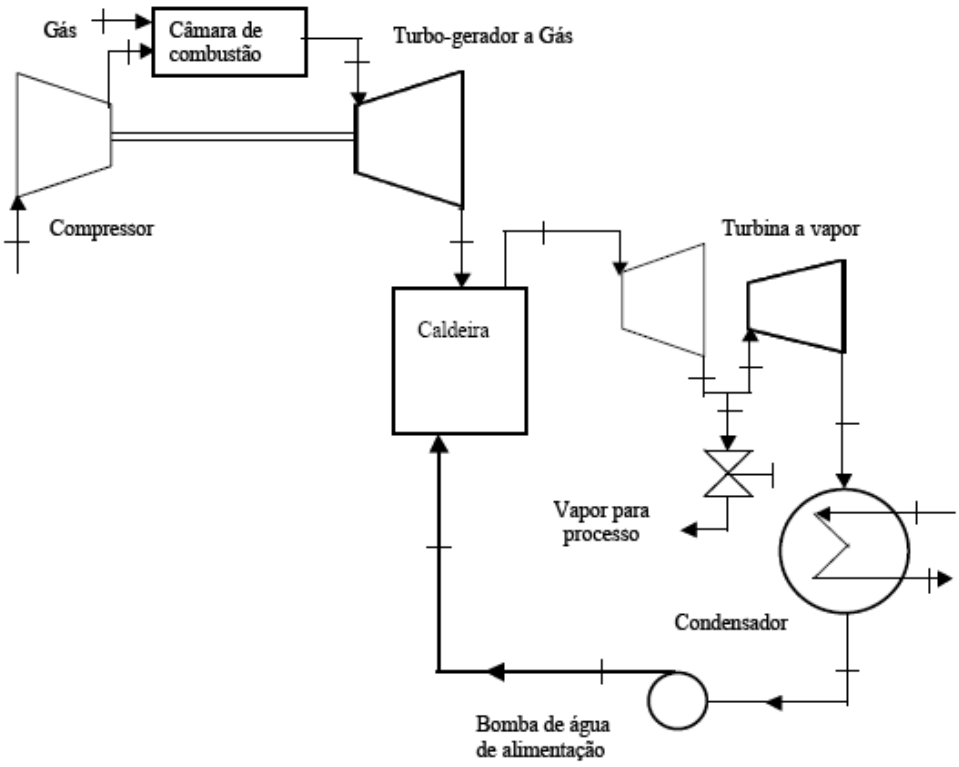


Figura A.3 – Ciclo combinado: turbina a gás e a vapor

O cálculo da potência mecânica total disponível no eixo será a soma de duas parcelas, uma referente à turbina a gás e outra à turbina a vapor. A equação abaixo apresenta o cálculo da potência quando não há queima suplementar de combustível na caldeira [10].

$$W_e = m_4 \cdot c_p \cdot (T_3 - T_4) + \frac{m_g \cdot c_p \cdot (T_4 - T_e)}{(h_c - h_0)}$$

Onde:

m_4 – fluxo mássico de gases na saída da turbina [kg/s];

m_g – fluxo mássico de gases de exaustão da caldeira [kg/s];

c_p – calor específico dos gases [kJ/kg.K];

T_3 – temperatura dos gases na entrada da turbina [K];

T_4 – temperatura dos gases na entrada da turbina [K];

T_e – temperatura dos gases de escape da caldeira [K];

h_b – entalpia do vapor de saída da caldeira [kJ/kg.K];

h_0 – entalpia da água na entrada da caldeira [kJ/kg.K].

Os gases de saída da turbina a gás (entrada na caldeira de recuperação) apresentam, tipicamente, uma temperatura de 550 °C. Como não costuma haver queima suplementar de combustível para não haver redução da eficiência global, a temperatura do vapor gerado na caldeira de recuperação é de 505 °C, com uma pressão de 105 bar.

Com as características acima, a quantidade de vapor gerado é capaz de acionar uma turbina a vapor com potência igual à metade da potência da turbina a gás. Dados estatísticos de instalações existentes mostram uma disponibilidade de 90% para uma configuração com duas turbinas a gás e uma a vapor.

Esta configuração é muito recomendada quando há interesse na geração de grande quantidade de energia elétrica e existe a disponibilidade de combustível, tal como em usinas termoelétricas ou indústrias siderúrgicas.

5 Motor de Combustão Interna

Motores a combustão interna (MCI) são utilizadas em unidades de cogeração operando em ciclos “*topping*”. Tal tecnologia está disponível desde pequenas

unidades (em torno de 10 kW) até alguns MW, com opção de operação em ciclo diesel (combustão por compressão) ou ciclo Otto (combustão por faísca).

Geralmente, sistemas menores do que 100 kW operam em ciclo Otto, queimando combustíveis gasosos. Tais sistemas podem ser projetados para até 2 MW. Entretanto, a partir deste porte passa a ser mais viável economicamente a utilização em ciclo diesel, que podem chegar a 10 MW ou mais.

Atualmente a maioria das aplicações de motores de combustão interna em cogeração buscam o gás natural como combustível, principalmente por sua ampla disponibilidade a baixo custo e, principalmente, a menor emissão de gases nocivos, mais especificamente NO_x e CO_2 [58].

Comparativamente a outras tecnologias de cogeração, os motores de combustão interna apresentam baixo rendimento, razão pela qual esta tecnologia é aplicada em aplicações de potência mais baixa. O valor da relação potência / calor gerado é, tipicamente, maior que 1, o que indica haver prioridade na geração de potência eletromecânica.

Para o dimensionamento da cogeração com MCI, deve-se conhecer o PCI do combustível utilizado e do consumo médio de combustível por kW gerado, conforme valores típicos apresentados na tabela a seguir [58].

Tabela A.2 – Consumo de combustível em motores de combustão interna

Combustível	**kW/um. comb.**
Óleo diesel [l/h]	3,20
Álcool hidratado [l/h]	1,69
Gás natural [m^3/h]	3,16

O cálculo da potência elétrica gerada é feito a partir das equações abaixo [64] [65]:

$$E_{comb} = m_{co} \cdot PCI$$

$$E_c = E_{comb} \cdot n_{gc}$$

$$E_p = E_{comb} \cdot n_{ge}$$

Onde:

E_{comb} – Potência suprida no combustível [kW];
m_{cc} – Consumo de combustível [l/h ou m^3/h];
E_c – Fluxo de calor residual recuperado [kW];
E_p – Potência elétrica produzida [kW];
PCI – Poder calorífico inferior do combustível (ver anexo B);
n_{gc} – Eficiência de geração de calor;
n_{ge} – eficiência de geração de energia elétrica.

O cálculo do sistema é, usualmente, baseado na equivalência térmica, ou seja, o consumo de vapor irá determinar a energia elétrica gerada. Desta forma, o cálculo deverá ser feito a partir do consumo de vapor, cujo valor é conhecido.

Para a metodologia apresentada neste trabalho não há interesse no consumo de combustível, que poderá ser facilmente calculado a partir das equações apresentadas anteriormente. Considera-se haver disponibilidade de gás natural suficiente para atender à demanda da unidade de cogeração.

Como o vapor é gerado em uma caldeira de recuperação a partir do calor de exaustão do motor de combustão interna, a potência gerada será calculada através da equação abaixo:

$$E_p = \frac{t_{CR} \cdot Q_v}{835 \cdot n_{GC}} \cdot n_{GE}$$

Sendo t_{CR} a taxa de consumo de energia por kg de vapor gerado na caldeira de recuperação (kcal/kg_v) e Q_v o consumo total de vapor pelo processo em kg/h. Esta energia consumida é o calor residual recuperado (E_c) nos gases de exaustão do motor de combustão interna. A divisão por 835 converte kcal em kW.

Caso o valor da taxa de consumo de energia da caldeira seja desconhecida, considerando a configuração da figura A.4, pode-se calcular a potência gerada a partir das equações abaixo.

$$E = m_g \cdot C_P \cdot (T_3 - T_4)$$

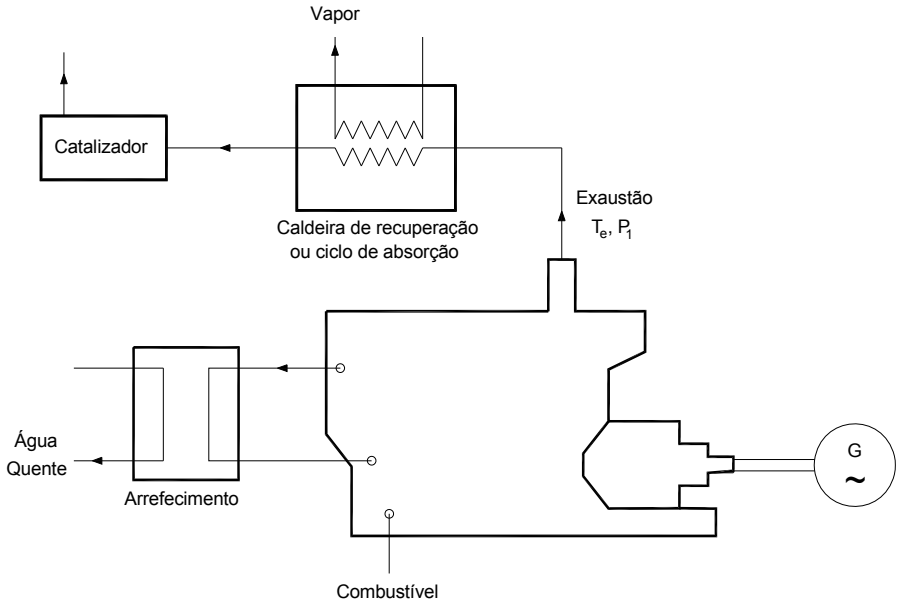


Figura A.4 – Cogeração utilizando motor de combustão interna

6 Motor Stirling

O motor Stirling é classificado como um motor alternativo de combustão externa que utiliza um gás inerte em um sistema selado. O calor produzido externamente é transferido ao fluido de trabalho através de um trocador de calor.

Desenvolvido em 1816 voltou a ser utilizado ultimamente em aplicações de geração distribuída. Sua aplicação é limitada pela baixa potência gerada, normalmente entre 1 e 25 kW, apesar de existirem estudos com potências até 1.000 kW. Apresenta rendimento entre 12 e 20%, podendo chegar a 30% dependendo da aplicação e tem o gás natural como principal combustível.

Dada a sua limitação de potência, dificilmente uma geração a partir de um motor Stirling será utilizada em paralelo com a rede.

7 Células a Combustível

Células a combustível são semelhantes a uma bateria, onde uma reação eletroquímica é usada para criar corrente elétrica. A diferença consiste no fato das baterias possuírem uma provisão limitada de energia, formada por uma

solução eletrolítica e materiais sólidos enquanto as células a combustível possuem como reagentes gases (hidrogênio e oxigênio), que são combinados em um processo eletroquímico em presença de um catalizador.

Há quatro tecnologias em desenvolvimento: células de ácido fosfórico (PAFC), carbonato fundido (MCFC), óxido sólido (SOFC) e com membrana para troca de prótons (PEMFC). Apesar de sempre operarem com hidrogênio e oxigênio como reagentes primários, permitem o uso de uma variedade de combustíveis onde o gás natural e o GLP apresentam grande destaque.

A figura A.5 ilustra uma célula combustível do tipo ácido fosfórico.

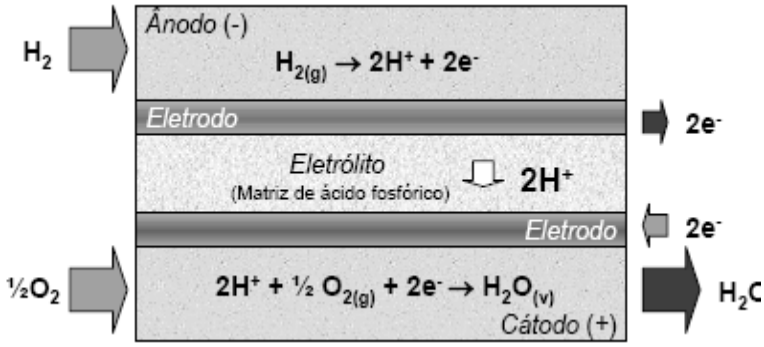


Figura A.5 – Célula a combustível tipo ácido fosfórico

Todas as tecnologias descritas acima rejeitam calor que poderá ser utilizado para aquecimento de água em uma aplicação de cogeração. As potências variam de 100 a 200 kW para o tipo PAFC e MCFC, 5 a 250 kW para o tipo SOFC e 3 a 250 kW para o tipo PEMFC.

O sistema de geração pode apresentar eficiência de até 90% e já existem protótipos com potência de até 20 MW. Entretanto o custo de implantação ainda e demasiadamente elevado, sendo que uma célula a combustível de 200 kW apresenta, nos Estados Unidos, um custo de instalação de US$ 1.100.000,00, equivalente a US$ 5.500,00/kW.

Estudos apresentados pela Agência Internacional de Energia (AIE) prevêem uma maior contribuição desta tecnologia para a geração de energia elétrica após 2020, sendo que a sua participação na matriz energética mundial pode chegar a 1% em 2030. Neste mesmo estudo constatou-se que, para se tornar uma tecnologia competitiva, o custo de instalação deve fica abaixo de US$ 100,00/kW.

8 Energia Eólica

A utilização da energia do vento é conhecida pelo homem há mais de 2.000 anos. Entretanto, até o final do século XIX as aplicações limitavam-se no bombeamento de água, com potências de bombas relativamente baixas. A partir de então, o aproveitamento da potência do vento para a geração de energia elétrica foi estudado e colocado cada vez mais em prática. A partir da década de 90, os custos iniciaram uma trajetória de queda, viabilizando cada vez mais este tipo de geração.

Atualmente, Alemanha, Estados Unidos, Dinamarca e Espanha estão entre os países que mais geram energia elétrica através dos ventos. Para que a energia do vento possa ser aproveitável para gerar eletricidade, este deve possuir uma velocidade média entre 7 a 8 m/s a uma altura de 50 m. Apenas 13% da superfície terrestre apresenta ventos nestas condições, o que limita o uso desta tecnologia a algumas regiões específicas.

A tecnologia consiste em um gerador acoplado, por meio de redutores, a um eixo com pás nas extremidades que são giradas pelo vento. Estas pás possuem um sistema de controle de ângulo e direção para garantir que o conjunto aproveite ao máximo a potência do vento. O gerador com as pás são instalados em um conjunto denominado Nacele que é instalado a uma altura suficiente para aproveitar o melhor vento.

Para aproveitar ao máximo a potência disponível no vento, o gerador opera com velocidade variável. Para tanto, utiliza-se um gerador de indução com rotor bobinado. Este é ligado a uma estação conversora (CA-CC-CA) a fim de obter uma tensão com freqüência constante.

A estimativa de potência gerada por uma turbina eólica é função da curva de variação da potência com a velocidade do vento (fornecida pelo fabricante) e regime dos ventos onde será instalada. Como no Brasil a utilização da energia eólica ainda é recente, há uma carência de medições precisas de vento, sendo a curva de velocidade do vento estimada a partir da distribuição estatística de Weibull. Valores aproximados também poderão ser obtidos a partir do Atlas Eólico do Brasil elaborado pelo CRESESB.

9 Energia Solar

A conversão direta de energia solar em eletricidade a partir de células fotovoltaicas é uma tecnologia modular, com ausência de emissão de poluentes e ruídos, além da reduzida necessidade de manutenção e custo zero de combustível. A geração de eletricidade a partir da energia solar pode ser obtida de duas formas: isolada ou conectada à rede de distribuição.

No primeiro caso, a aplicação é pontual em localidades de difícil acesso à rede de distribuição de energia elétrica e com baixo consumo. A segunda aplicação é subdividida em dois grupos: geração concentrada a partir de grandes centrais e gerações descentralizadas, instaladas junto ao local de consumo.

A geração de energia a partir de grandes centrais foi a primeira a ser desenvolvida e possui centrais instaladas na Alemanha, Itália, Japão, Espanha, Suíça e Estados Unidos. A geração descentralizada surgiu mais recentemente e consiste em placas de captação solar instaladas na cobertura de edificações. O uso de pequenos inversores para transformar a tensão contínua em alternada possibilitou o uso desta aplicação.

A geração fotovoltaica descentralizada consiste na utilização de placas de captação solar e inversores que possibilitam transformar a energia gerada CC em CA. Tais sistemas podem ser conectados em paralelo com a rede, possibilitando a exportação de excedentes nos períodos de baixo consumo próprio. Neste caso o inversor deverá ser comutado pela rede, permitindo o sincronismo entre os dois sistemas.

A maior desvantagem de sistemas de geração de energia elétrica a partir da energia solar é o seu elevado custo, que tende a cair com o maior desenvolvimento desta tecnologia.

Outras formas de aproveitamento da energia solar para a geração de energia elétrica em grande escala estão sendo pesquisadas. Na Espanha, por exemplo, existem sistemas de concentração dos raios solares para aquecer a água transformando-a em vapor a ser utilizado em uma turbina.

ANEXO B – CARACTERÍSTICAS DE PROCESSO DOS CONSUMIDORES COM POTÊNCAL PARA GD

1. Indústria de Papel e Celulose

O papel é obtido a partir de fibras de madeira de diversas variedades. Tais fibras são divididas em duas grandes categorias, curtas e longas. As fibras curtas são obtidas a partir de *pinus* enquanto as fibras longas são obtidas, no Brasil, através de eucaliptos.

A madeira é picada, processada em cozinhadores e tratada quimicamente, até que se transforme em uma pasta denominada de celulose. Tal pasta pode ser secada e comercializada ou transformada em papel, exigindo um processo de tratamento químico associado ao de secagem. O Brasil é um dos maiores produtores mundiais de celulose a partir de fibras longas.

Todo este processo demanda uma grande quantidade de vapor em baixa e média pressão. Tal vapor é obtido em caldeiras através da queima de biomassa, obtida da própria floresta, e, principalmente, de um resíduo do processo industrial com elevado poder calorífico denominado de licor negro.

O vapor é gerado nas caldeiras em alta pressão e temperatura. A redução de sua pressão e temperatura para uso no processo pode ocorrer em válvulas, desperdiçando energia, ou em turbinas, que aproveitará a energia do vapor transformando-a em eletricidade através de um gerador.

A seguir são apresentados alguns valores típicos do setor, importantes para o cálculo mais preciso da potência máxima possível de gerada por meio de cogeração com turbina a vapor:

- Poder calorífico inferior da biomassa de madeira: 4,3 kcal/t para eucalipto e 2,5 kcal/t para pinus;
- Temperatura e pressão do vapor consumido: 5 bar / 165^{o}C e 13 bar 200^{o}C;
- Não há sazonalidade na disponibilidade de combustível;
- Curva de carga: aproximadamente constante, produção 24 h/dia;

- Geração de vapor: 2,5 t_v/t_c (biomassa) e 3,8 t_v/t_c (licor negro).

A cada tonelada de vapor gerador a partir de biomassa serão geradas 3 toneladas de vapor a partir do licor negro.

A tabela B.1 apresenta valores típicos de pressão e temperatura para indústrias de papel e celulose:

Tabela B.1 – Valores típicos de pressão e temperatura (indústria papel e celulose)

P_a [bar]	P_m [bar]	P_b [bar]	t_a [^oC]	t_m [^oC]	t_b [^oC]
92	13,5	5	490	195	150

Sendo que P_a, P_m e P_b são, respectivamente, alta, média e baixa pressão e t_a, t_m e t_b são as temperaturas nas pressões alta, média e baixa, respectivamente.

2. Indústria Sucroalcooleira

Segundo dados da União das Indústrias de Cana de Açúcar (UNICA) [100], a safra brasileira de cana de açúcar de 2007/2008 foi de 495,79 milhões de toneladas, sendo 60% deste valor produzido no estado de São Paulo, gerando 31 milhões de toneladas de açúcar e 22.538 milhões de litros de etanol (36,58% anidro e 63,42% hidratado). Este volume foi processado em 357 usinas - das quais 264 estão localizadas no Centro-Sul - o que faz do País o maior produtor mundial. Uma tonelada de cana rende, em média, 118 quilos de açúcar e dez litros de álcool, produzido a partir do mel residual [33].

O Brasil é um dos maiores consumidores de açúcar per capta do mundo. Segundo o Ministério de Agricultura [32], atualmente cada brasileiro consome, em média, entre 51 e 55 kg por ano, enquanto a média mundial está em 21 kg. Além do elevado consumo interno, o Brasil exporta 60% de sua produção (19,47 milhões de toneladas em 2008), havendo espaço para ampliação tanto do mercado interno como externo.

A seguir são apresentados alguns dados típicos do setor, obtidos em [36], [37], [38], [75], [100] e indústrias do setor:

- Custo do bagaço: 12 R$/t cana com 50% de umidade;
- Custo da palha: 20 a 27 R$/t cana;
- 1 t de cana → 120 kg açúcar;
- 1 t de cana → 85 l de etanol;
- 1 t de cana → 240 a 290 kg de bagaço;
- 1 kg de açúcar → 2,3 kg de bagaço (552 a 644 t de cana);
- 1 kg de álcool anidro → 2,8 kg de bagaço (672 a 784 t de cana);
- Vapor primário (para turbinas mecânicas): entre 18 bar / 280 °C e 21 bar / 310 °C, com consumo de 235 kg de vapor / t de cana;
- Vapor de processo: 0,25 bar / 280 °C, com consumo de 475 kg de vapor / t de cana;
- Consumo energia: 11 a 18 kWh/t cana (varia com a pressão de vapor);
- Poder Calorífico Inferior do bagaço: 7,2 MJ/kg;
- Poder Calorífico Inferior da palha: 12 MJ/kg.

A energia elétrica é gerada em usinas sucroalcooleiras, fundamentalmente, na época de seca, que coincide com a colheita. Desta forma, a cogeração através destas usinas pode contribuir para a economia de água nos reservatórios das hidroelétricas durante o período de seca. Indústrias modernas ou reformadas já apresentam capacidade de produção ao longo de todo o ano, a partir do uso de vapor com pressão de 80 bar ou processo de gaseificação do bagaço.

Atualmente, além do bagaço é possível utilizar a palha da cana, prática que possibilita uma maior produção de vapor e, conseqüentemente de energia elétrica, que poderá ser comercializada. Esta prática ainda não é comum devido ao custo de transporte da palha do campo para a usina de processamento, que não é compensado pela venda de excedentes de energia.

3. Indústria Siderúrgica

Existem dois tipos básicos de siderúrgicas, as integradas e as semi-integradas. No primeiro caso, a indústria possui as três fases básicas de produção do aço (redução, refino e laminação). Já as siderúrgicas semi-

integradas possuem duas fases: refino e laminação. Estas usinas partem do ferro gusa, ferro esponja ou sucata metálica adquiridas de terceiros para transformá-los em aço em aciarias elétricas e sua posterior laminação.

Antes de serem levados ao alto forno, o minério e o carvão (matérias primas) são previamente preparados para melhoria do rendimento e economia do processo. O minério é transformado em pelotas e o carvão é destilado, para obtenção do coque, dele se obtendo ainda subprodutos carboquímicos.

No processo de redução, o ferro se liquefaz e é chamado de ferro gusa ou ferro de primeira fusão. Impurezas como calcário, sílica etc. formam a escória, que é matéria-prima para a fabricação de cimento.

A etapa seguinte do processo é o refino. O ferro gusa é levado para a aciaria, ainda em estado líquido, para ser transformado em aço, mediante queima de impurezas e adições. O refino do aço se faz em fornos a oxigênio ou elétricos.

Finalmente, a terceira fase do processo de fabricação do aço é a laminação. O aço, em processo de solidificação, é deformado mecanicamente e transformado em produtos siderúrgicos utilizados pela indústria de transformação, como chapas grossas e finas, bobinas, vergalhões, arames, perfilados, barras etc [39].

A tabela B.2 apresenta o valor do consumo energético específico anual das 5 maiores usinas siderúrgicas brasileiras no ano de 1997 [40].

Tabela B.2 – Consumo específico anual de energia no setor siderúrgico

Instalação	Consumo [GJ/tab]
Açominas	22,25
CSN	28,44
COSIPA	27,29
CST	21,24
USIMINAS	26,35
Média	25,11

O potencial de geração por meio de cogeração (ciclo combinado), calculado conforme metodologia apresentada no item 3.10.2, é dado por:

$$E_{exc} - Q_{anual} \cdot (\beta - \omega) \text{ [kWh]}$$

Considerando α igual a 0,765 e β igual a 1,375 (valor médio para ciclo combinado) e Q igual à média das maiores indústrias brasileiras (25,11 GJ/tab), tem-se um potencial de geração de 15,317 GWh/tab por ano. Este valor representa um potencial de 1.748,5 kWh/tab para um fator FC unitário, próximo do encontrado nas indústrias que instalaram, recentemente, unidades de cogeração mais otimizadas.

No caso de não ser aplicada a configuração em ciclo combinado e sim de turbina a gás, o potencial anual de geração reduz para 5,022 GWh/tab, ou seja 573,28 kWh/tab para um fator FC unitário.

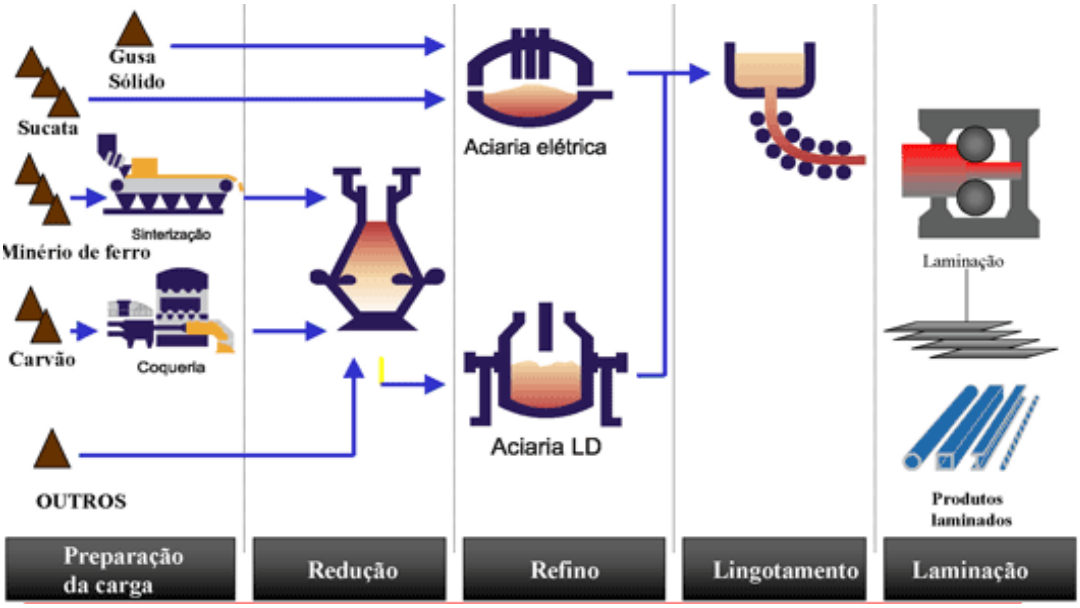


Figura B.1 – Processo de produção de aço

4. Indústria Têxtil

A indústria têxtil brasileira representa 3,5 % do PIB nacional, sendo a sexta maior do mundo, com produção de 9,8 bilhões de peças em 2008, segundos dados da Associação Brasileira da Indústria Têxtil e de Confecções (ABID) [42].

Antes do tecido cru ser enviado à confecção, o mesmo passa por um processo conhecido como acabamento. Nesta etapa final o tecido irá adquirir algumas propriedades que lhe darão valor de mercado, dentre elas o aspecto, brilho, caimento, resistência, estabilidade dimensional, entre outros [43].

O acabamento é constituído de diversas etapas intermediárias tais como navalhagem, cardação, estamparia, tingimento, secagem, dentre muitos outros.

Dentro do processo produtivo, o acabamento do tecido é o que consome a maior quantidade de energia (aproximadamente 60%), sendo a maior parte na forma de energia térmica (água quente e vapor) [45]. Neste, maior destaque deve ser dado para o tingimento e estampagem, processos que consomem muita energia, água e produtos químicos. O consumo de energia na fase de acabamento varia com a fibra que compõe o material.

A energia elétrica representa 53 % do consumo energético do setor [44], representando entre 20 a 25% dos custos de produção [45].

5. Indústria de Cimento

Apesar de utilizado desde a antiguidade, foi em 1824 que o inglês Joseph Aspdin produziu um pó muito fino com base em argila e calcário que, quando misturado em água e seco, torna-se um material de alta resistência. Este pó foi batizado de cimento Portland [50], sendo calcário, argila, minério de ferro e gesso as matérias primas para sua produção.

O cimento Portland é composto de uma mistura de clínquer com produtos químicos. O clínquer é a fonte de Silicato Tricálcico $(CaO)_3SiO_2$ e Silicato Dicálcico $(CaO)_2SiO_2$ para o cimento, que são compostos com característica de ligante hidráulico e estão diretamente relacionados com a resistência mecânica do material após a hidratação.

A produção do clínquer é a principal etapa do processo de fabricação de cimento devido à sua complexidade e importância na definição da qualidade e custo total da cadeia produtiva [51].

A Figura B.2 [52] apresenta um fluxograma simplificado da produção de cimento. Uma vez uniformizadas, as matérias-prima são pré-aquecidas a temperaturas entre 700 ^oC e 1.000 ^oC. A etapa seguinte é feita no forno rotativo cilíndrico que apresenta temperaturas crescentes, sendo a temperatura de saída

entre 1.400 ^{o}C até 2.000 ^{o}C (final do processo de formação do clínquer). Tipicamente os fornos existentes possuem comprimento de até 16 m, com capacidade de produção entre 4.000 e 4.000 toneladas por dia, podendo chegar, a 10.000 toneladas dia.

Uma vez aquecida, a mistura, já denominada de clínquer, será subitamente resfriada para depois ser misturada com 3 a 4% de gesso e outros materiais, formando o cimento [53].

A temperatura de escape de gases é, em média de 1.200 ^{o}C com tempo de residência de 4 a 6 segundos. Tais valores são os maiores dentre todos os processos industriais, tornando este processo um dos mais atraentes para a cogeração. As indústrias de cimento são responsáveis pela emissão de 7% de CO_2 de todo o mundo, sendo a 3ª maior categoria emissora do planeta [54].

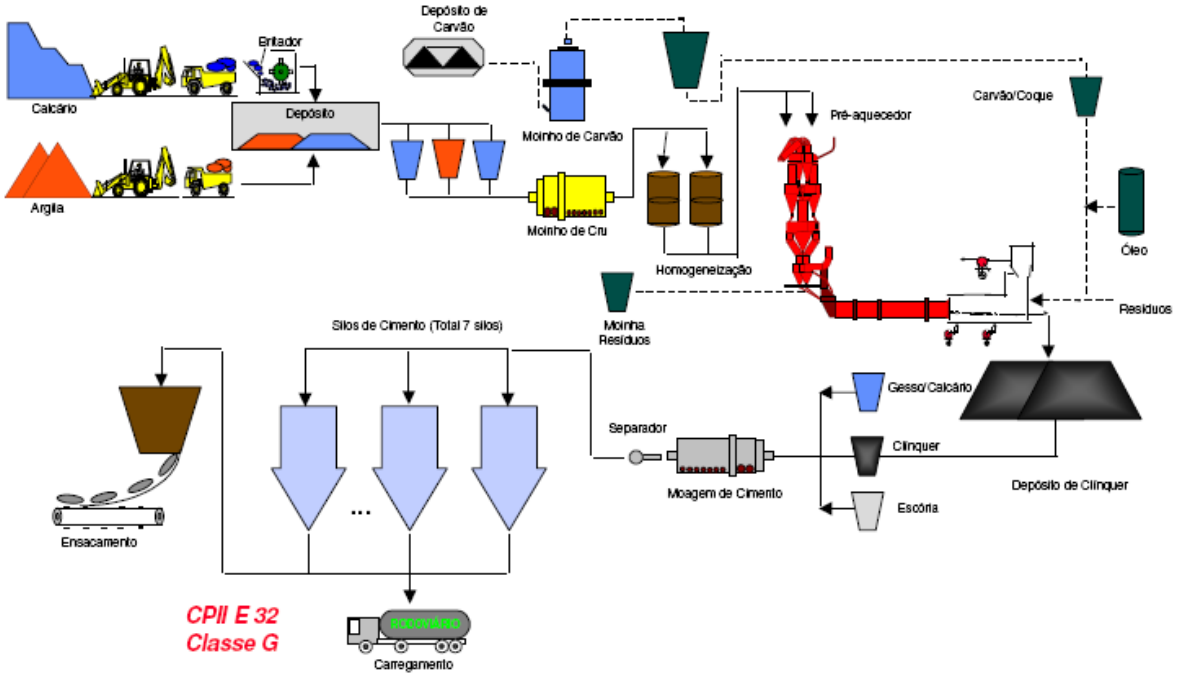


Figura B.2 – Fluxograma da produção de cimento

6. Aterros Sanitários

Segundo a norma NBR 10004 da ABNT, resíduos sólidos são resíduos nos estados sólidos ou semi-sólidos, que resultam de atividades da comunidade de

origem: industrial, doméstica, hospitalar, comercial, agrícola, de serviços e de varrição.

Segundo levantamento feito em 2001 pela CETESB e censo do IBGE deste mesmo ano, cada habitante gera, em média, 0,52 kg de lixo por dia. Apenas a cidade de São Paulo gera 15.000 t/dia de resíduos, sendo 9.000 t/dia de resíduos sólidos de origem doméstica, com maior percentual de resíduos orgânicos.

6.1 Geração de Energia Elétrica em Aterros Sanitários

Para calcular a quantidade de energia elétrica a ser gerada através da queima do biogás, optou-se por usar a metodologia descrita pelo IPCC (Intergovernamental Panel of Climate Change) cuja formulação é apresentada a seguir para geração através de motor de combustão interna [90]:

$$P_E = \frac{Q_B \cdot 5800 \cdot 4180 \cdot \eta_M \cdot \eta_{CG}}{3600 \cdot 1000}$$

Sendo:

P_E = energia elétrica disponível (kW);
Q_B = vazão de metano (m^3/h);
η_M = rendimento do motor (%) (*);
η_{CG} – rendimento da coleta de gás (%) (**);
5800 kcal/m^3 = poder calorífico inferior (PIC);
4180 J/kcal = fator de conversão de [kcal] para [J];
3600 = conversão de segundos para horas (lembrando que 1J = 1 W.s);
1000 = conversão de W em kW.

(*) rendimento do motor: 32 a 38% para ciclo Otto.
(**) rendimento da coleta de biogás: 50% para lixão; 60% para aterro controlado; 70% a 75% para aterro sanitário.

Normalmente o valor da vazão de biogás é conhecido para cada aterro sanitário, sendo que este valor varia anualmente de acordo com o volume de resíduos depositados. Se for conhecido o valor de biogás, o metano

correspondente poderá ser obtido considerando uma porcentagem de 50 a 55% (taxa usualmente também conhecida através de medições feitas pelo aterro).

A determinação da quantidade de gás metano em um determinado ano pode ser obtida a partir da curva logarítmica de caimento do volume de gás disponível:

$$Q = k \cdot R_x \cdot L_0 \cdot e^{-k(X-T)}$$

Onde:

Q = vazão de metano em m^3/ano;

k = $\frac{\ln 2}{t_{1/2}}$ - constante de caimento (1/ano);

R_X = fluxo de resíduos no ano (t/ano);

X = ano atual;

T = ano de deposição do resíduo no aterro;

$t_{1/2}$ = tempo médio para 50% da decomposição (típico: 9 anos);

L_0 – potencial de geração de biogás (tipicamente 170 m^3/t).

O valor de k foi analisado no Brasil, obtendo-se os seguintes valores médios por região:

- Sul: 0,08;
- Sudeste: 0,09;
- Norte/Nordeste: 0,1.

Dada a característica de caimento na disponibilidade de combustível (biogás), a potência elétrica disponível para geração também irá cair exponencialmente a partir do ano de fechamento do aterro.

Em muitos casos a geração de energia é implementada após o fechamento do aterro, parcial ou total. Caso o aterro já esteja fechado, o valor de R_X será o total de resíduos acumulados durante os anos em que o aterro esteve aberto (em toneladas), sendo este um valor conhecido de cada aterro a ser estudado.

Quanto maior o valor de L_0, maior a concentração de resíduos orgânicos no aterro. O valor exato de L_0 pode ser obtido a partir da equação abaixo:

$$L_0 = MCF \cdot DOC \cdot DOC_F \cdot F \cdot \frac{16}{12}$$

Onde:

L_0 = potencial de geração de metano (m^3/kg_{RSD});
MCF = fator de correção de metano (%) = 1 em aterros bem gerenciados;
DOC = fração de carbono degradável (kg_C/kg_{RSD});
DOC_F = fração de DOC dissolvido (kg_C/kg_{RSD});
F = fração de metano no biogás;
16/12 = conversão de carbono para metano;
RSD = resíduo sólido doméstico.

O valor de DOC é tipicamente igual a 0,174, o de DOC_F é igual a 0,77 e o de F é de 40%. Sabendo que a densidade do metano é de 0,0007168 t/m^3, o valor típico de L_0 é de 99,69 m^3/t_{RSG}.

O valor exato de DOC e DOC_F é obtido através das equações abaixo:

$$DOC = 0{,}40 \cdot A + 0{,}16 \cdot (B + C) + 0{,}30 \cdot D$$

Onde:

A = percentual de papelão e tecidos (~22%);

B + C = percentual de alimentos e outros resíduos orgânicos (~55%);

D = percentual de resíduos de madeira (~2%).

$$DOC_F = 0{,}014 \cdot T + 0{,}28$$

Onde T é a temperatura na zona aeróbica dos resíduos (tipicamente 35 ^oC).

A CETESB, juntamente com os governos federal e do estado de São Paulo desenvolveram uma programa computacional (BIOGÁS) a partir da metodologia acima descrita, que identifica a energia elétrica possível a ser gerada anualmente. No caso de não se conhecer algumas informações, o programa sugere valores típicos [88].

ANEXO C – ASPECTOS COMPLEMENTARES À COGERAÇÃO

1. Ciclos Disponíveis para a Cogeração

Existem diversos ciclos termodinâmicos disponíveis para uso em centrais de cogeração, sendo a seleção em função do tipo de combustível, tecnologia empregada e rendimento desejável. Tais ciclos podem ser divididos em dois grupos: ciclos a vapor e ciclos a gás.

Os principais ciclos termodinâmicos utilizados industrialmente são [9] [10]:

- Ciclo Rankine (vapor);
- Ciclo Brayton (gás);
- Ciclo Otto (gás)
- Ciclos Diesel (gás)
- Ciclo combinado Brayton - Rankine (vapor - gás).

O ciclo a vapor (Rankine) é o mais utilizado atualmente, especialmente no Brasil. Este é composto por caldeiras aquotubulares de alta pressão associados a turbinas de condensação e extração, ou turbinas de contrapressão.

Ciclos a gás são compostos por um conjunto composto por turbina, câmara de combustão e compressor de ar. Os gases de exaustão poderão ser aproveitados diretamente ou inseridos em uma caldeira de recuperação, gerando assim vapor para o processo.

O ciclo combinado é muito utilizado em centrais termelétricas já que apresenta um melhor aproveitamento de combustível para a geração de energia elétrica. Neste são empregadas turbinas a gás (1º estágio – *topping*) e a vapor (2º estágio – *bottoming*). No setor industrial há uma crescente aplicação do ciclo combinado em siderúrgicas.

O ciclo diesel apresenta elevada produção eletromecânica comparativamente à sua capacidade de produção térmica (água e ar quente).

A cogeração poderá operar segundo três estratégias básicas:

- Atendimento da demanda térmica (paridade térmica);

- Atendimento da demanda eletromecânica (paridade elétrica);
- Despacho econômico.

No Brasil não existe a prática de comercialização de vapor, desta forma, a maior parte das unidades cogeradoras existentes visam a paridade térmica, objetivando o atendimento da curva de demanda térmica, podendo haver ou não queima suplementar em caldeiras.

Neste caso, a energia elétrica gerada poderá ser superior ou inferior à necessidade de processo, ocasionando exportação ou importação para a concessionária.

2. Seleção do Ciclo de Cogeração

A seleção do ciclo que irá compor o sistema de cogeração é a primeira etapa para o desenvolvimento do projeto da central a ser instalada. Antes da escolha do ciclo, todas as premissas do projeto devem estar bem definidas, tais como a estratégia de operação, volume de exportação de energia excedente, consumo interno de energia e vapor, custo máximo previsto de instalação e operação.

Para a adequada seleção de equipamentos que irão compor a central de cogeração é necessário o conhecimento de algumas informações básicas conforme descrito abaixo [11]:

- Razão potência / calor gerado pelo equipamento (*power to heat ratio*);
- Consumo específico de vapor (*steam rate*) [kg/kWh];
- Consumo específico de combustível [kg/kWh];
- Eficiência termodinâmica global do equipamento;
- Variações da eficiência sob cargas parciais;
- Temperatura do fluxo térmico retirado do equipamento [°C];
- Limite de rejeição do equipamento;
- Disponibilidade e confiabilidade do equipamento.

A razão potência / calor gerado (E'/S') varia de acordo com a tecnologia de geração utilizada. Quando o valor desta relação é superior a 1 indica que existe maior capacidade de geração de energia eletromecânica, em contrapartida, quando menor que 1 indica melhor desempenho na geração de calor.

A tabela C.1 apresenta alguns valores típicos encontrados para a razão potência / calor gerado [13]:

Tabela C.1 – Razão potência / calor gerador em ciclos térmicos (*topping*)

Ciclo a Vapor	**Ciclo a Gás**	**Ciclo Combinado**	**Ciclo Diesel**
0,10 a 0,30 – contrapressão	0,3 a 0,80	0,60 a 1,50	0,80 a 2,40
0,40 a 1,50 - condensação			

O ciclo a vapor é o que converte maior parcela da energia do combustível para vapor (razão E'/S' < 1) e o ciclo diesel é o que converte maior parcela da energia do combustível em energia eletromecânica (E'/S' > 1).

As características de processo do consumidor que instalará uma cogeração também são de fundamental importância para a correta seleção do ciclo termodinâmico a ser adotado. Tais características poderão ser agrupadas em três partes, conforme abaixo [11]:

- Unidade de processo:
  - quantidade de calor requerida;
  - fluxos de massa para calor de processo requeridos e os respectivos níveis de temperatura;
  - curvas de carga da potência eletromecânica (E), com variações diárias e sazonais;
  - curvas de carga da potência térmica (S), com variações diárias e sazonais;
  - picos de potência e calor alcançáveis no processo;
  - componentes de demanda contínua, separados das demandas variáveis com a temperatura.
- Componentes do processo (visando suavizar as curvas de carga):
  - existência de equipamentos de resfriamento (*chillers*);

  - existência de equipamentos geradores de água quente;
  - existência de bombas de calor.
- Combustíveis:
  - disponibilidade e limitações de combustíveis, inclusive com variações durante o ano;
  - capacidade de armazenamento de combustível;
  - consumo de combustível dos equipamentos;
  - impactos ambientais decorrentes do uso dos combustíveis.