

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA**

VINÍCIUS GOMES PEDRONI

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA A IMPLANTAÇÃO
DE SISTEMAS DE COGERAÇÃO EM MICROGERAÇÃO DISTRIBUIDA**

**São Paulo
2018**

VINÍCIUS GOMES PEDRONI

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA A IMPLANTAÇÃO
DE SISTEMAS DE COGERAÇÃO EM MICROGERAÇÃO DISTRIBUIDA**

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Orientador: Prof. Msc. Ronaldo Andreos

São Paulo – SP
2018

Catalogação-na-publicação

Pedroni, Vinícius Gomes

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA A
IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE COGERAÇÃO EM
MICROGERAÇÃO DISTRIBUIDA / V. G. Pedroni -- São Paulo, 2018.
83 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração
Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Cogeração à Gás Natural 2.Energia Solar Fotovoltaica 3.Viabilidade
técnico-econômica 4.Microgeração 5.Geração Distribuída I.Universidade de
São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em
Engenharia II.t.

DEDICATÓRIA

Aos meus pais Batista Pedroni Neto e Maria Aparecida Gomes Pedroni, aos meus irmãos Lucas e Mateus e amigos por sempre me apoiarem para a realização deste trabalho.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Maria e Batista, pela base educacional sólida que me proporcionaram, além de apoio e grandes conselhos em todos os momentos.

Aos meus irmãos, Lucas e Mateus, pelo companheirismo e confiança transmitidos ao longo deste trabalho.

Ao meu orientador Prof. Ronaldo Andreos, pelo apoio, dedicação e compreensão em frente as dificuldades encontradas para a realização deste trabalho.

À minha grande amiga Angélica de Oliveira Soares pela compreensão, apoio e dedicação para a realização deste trabalho.

Aos grandes amigos de turma, pelo apoio e amizade durante todo o processo de realização deste trabalho, bem como durante todo o curso.

As empresas Corona Solar e Toyota Tsusho, pela disponibilidade apresentada e pelo valioso conhecimento transmitido para realização do projeto.

EPÍGRAFE

“Seja a mudança que você quer ver no mundo. ”

Mahatma Gandhi

RESUMO

PEDRONI, V. G. ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA A IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE COGERAÇÃO EM MICROGERAÇÃO DISTRIBUIDA. 2017. 83 p. Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) – PECE – Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

O objetivo desta monografia é analisar a viabilidade técnico-econômica de sistemas de cogeração no ambiente de microgeração distribuída, com foco principal em aplicações residenciais, comparando os resultados com a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. As duas soluções estudadas tiveram como opção de comercialização de energia o sistema de compensação “net metering”, que se baseia na geração de créditos de energia que serão abatidos do consumo do cliente. A análise dos resultados inclui o fator de utilização de energia (FUE), os investimentos iniciais, fluxo de caixa, payback simples, TIR e VPL. Para o sistema fotovoltaico utilizou-se a tecnologia de um inversor string com placas policristalinas. Para o sistema de cogeração foi utilizado um micro CHP, com configuração topping cycle. Foi realizado estudo do cenário energético brasileiro do ponto de vista da geração centralizada de energia e da geração distribuída, assim como o cenário do consumo e geração de gás natural no Brasil, destacando suas vantagens e barreiras da cogeração no Brasil. Os resultados alcançados demonstram uma inviabilidade financeira da cogeração residencial devido as altas tarifas do gás natural, mas também pelo alto investimento inicial, isso devido à falta de integradores de sistemas de cogeração, o que impacta negativamente no preço de equilíbrio, dessa forma torna-se necessário incentivos para a utilização do gás natural, assim como para o crescimento da tecnologia de sistemas de cogeração residencial para o crescimento dessa aplicação no Brasil.

Palavras-chave: cogeração, gás natural, geração fotovoltaica, viabilidade técnico-econômica, CHP.

ABSTRACT

PEDRONI, V. G. STUDY OF TECHNICAL AND ECONOMIC VIABILITY FOR THE IMPLANTATION OF COGENERATION SYSTEMS IN DISTRIBUTED MICROGENERATION. 2017. 83p. Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) – PECE – Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

The objective of this paper is to analyze the technical-economic feasibility of cogeneration systems in the distributed microgeneration environment, with a main focus on residential applications, comparing the results with the installation of a photovoltaic system connected to the grid. The two solutions studied had the option of trading the net metering compensation system, which is based on the generation of energy credits that will be reduced from the customer's consumption. The results analysis includes the energy utilization factor (FUE), the initial investments, cash flow, simple payback, IRR and NPV. For the photovoltaic system the technology of a string inverter with poly-crystalline plates was used. For the cogeneration system a micro CHP, with topping cycle configuration, was used. A study was carried out on the Brazilian energy scenario from the point of view of centralized power generation and distributed generation, as well as the scenario of natural gas consumption and generation in Brazil, highlighting its advantages and barriers of cogeneration in Brazil. The results obtained demonstrate a financial infeasibility of residential cogeneration due to high natural gas tariffs, but also due to the high initial investment, due to the lack of cogeneration system integrators, which negatively impacts the equilibrium price. Necessary incentives for the use of natural gas, as well as for the growth of the technology of residential cogeneration systems for the growth of this application in Brazil.

Keywords: cogeneration, natural gas, photovoltaic generation, technical-economic feasibility, CHP.

Índice de Ilustrações

Figura 2.1 - Processo antes da Cogeração	21
Figura 2.2 - Processo após a Cogeração	22
Figura 2.3 - Vista em corte de uma microturbina.....	24
Figura 2.4 - Microturbina Capstone	24
Figura 2.5 - Esquema de uma Microturbina	25
Figura 2.6 - Motor Stirling (Cogeração residencial)	25
Figura 2.7 - Cogeração e dimensionamento topping cycle	27
Figura 2.8 - Topping cycle com turbina a gás.....	27
Figura 2.9 - Cogeração e dimensionamento bottoming cycle	28
Figura 2.10 - Bottoming cycle com Turbina a Vapor	28
Figura 2.11 - Microinversor.....	34
Figura 2.12 - Inversor String.....	34
Figura 2.13 - Inversor Central.....	35
Figura 2.14 - Cogeração Qualificada.....	38
Figura 3.1 - Capacidade instalada no SIN - 2016 / 2021	39
Figura 3.2 - Unidades Consumidoras com GD	40
Figura 3.3 - Produção Nacional de Gás Natural.....	41
Figura 3.4 - Projeção de Crescimento Gás Natural	42
Figura 4.1 - Sistema Fotovoltaico On-Grid	46
Figura 4.2 - Histórico de Consumo	47
Figura 4.3 - Dados de Irradiação solar	48
Figura 4.4 - Sistema Cogeração On-Grid	49
Figura 4.5 - Balanço Energético	50
Figura 4.6 - Catálogo CHP Yanmar.....	50
Figura 4.7 - Consumo de Água Quente	51
Figura 4.8 - Tarifa Gás Natural de Cogeração	52
Figura 4.9 - Consumo de Energia após Cogeração	53
Figura 4.10 - Consumo Gás Natural após Cogeração	53
Figura 4.11 - Custos Operacionais após Cogeração.....	54
Figura 4.12 - Qualificação da Cogeração	54
Figura 4.13 - Consumo de Energia após Cogeração	55
Figura 4.14 - Consumo de GN após Cogeração	56
Figura 4.15 - Tarifa GN Cogeração	56

Figura 4.16 - Tarifa GN Residencial	57
Figura 4.17 - Custos Operacionais após Cogeração	57
Figura 4.18 - Qualificação da Cogeração	58
Figura 4.19 - Consumo de Água Quente	58
Figura 4.20 - Tarifa Gás Natural de Cogeração.....	60
Figura 4.21 - Consumo de Energia após Cogeração.....	60
Figura 4.22 - Consumo Gás Natural após Cogeração.....	60
Figura 4.23 - Custos Operacionais após Cogeração	61
Figura 4.24 - Qualificação da Cogeração	62
Figura 4.25 - Orçamento Corona Solar.....	63
Figura 4.26 - Custo de Energia Elétrica	63
Figura 4.27 - Análise Financeira Sistema Fotovoltaico	64
Figura 4.28 - Payback Simples Sistema Fotovoltaico	64
Figura 4.30 - Análise Financeira Sistema de Cogeração.....	65
Figura 4.31 - Payback Simples Sistema de Cogeração.....	66
Figura 5.1 - Variação da tarifa do gás Natural	68

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	19
1.1	Objetivo, motivação e justificativas	19
2	ESTADO DA ARTE	21
2.1	Cogeração	21
	2.1.1 Conceito de Cogeração.....	21
	2.1.1.1 Classificação dos Sistemas de Cogeração	22
	2.1.2 Tipos de equipamentos e tecnologias disponíveis	23
	2.1.2.1 Microturbina a gás (μTG);	23
	2.1.2.2 Motor Stirling	25
	2.1.3 Configurações básicas da Cogeração.....	26
	2.1.4 Combustíveis Aplicáveis.....	28
	2.1.5 Fator de utilização de energia	30
2.2	Sistemas Fotovoltaicos.....	30
	2.2.1 Conceito de Sistemas Fotovoltaicos	31
	2.2.2 Tipos de equipamentos e tecnologias disponíveis	32
	2.2.3 Configurações básicas dos Sistemas Fotovoltaicos.....	35
2.3	Regulação	35
3	COGERAÇÃO A GÁS NATURAL VERSUS SISTEMA FOTOVOLTAICO ..	39
3.1	Cenário atual brasileiro	39
3.2	Potencial de mercado Gás Natural	40
3.3	Barreiras no Setor de Gás Natural.....	42
4	ESTUDO DE CASO COGERAÇÃO A GÁS NATURAL VERSUS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	45
4.1	Dimensionamento Sistema Fotovoltaico.....	45
4.2	Dimensionamento Cogeração	49
4.3	Solução Alternativa Cogeração	62
4.4	Análise econômica (Payback, TIR, VPL)	63
5	CONCLUSÕES.....	67
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	69
	Anexo A – Folha de Dados Painel Fotovoltaico	73

Anexo B – Folha de Dados Inversor	75
Anexo C – Planilha Dimensionamento Fotovoltaico	79
Anexo D – Planilha Retorno de Investimento Sistema Fotovoltaico	81
Anexo E – Planilha Retorno de Investimento Cogeração	83

1. INTRODUÇÃO

1.1 Objetivo, motivação e justificativas

Objetivo

O objetivo do presente trabalho é realizar um estudo comparativo das vantagens e aplicações das tecnologias de cogeração a gás natural e do sistema fotovoltaico em microgeração distribuída, analisando os valores de investimento, manutenção, payback, TIR, entre outras análises.

Motivação e Justificativas

Diante do atual cenário energético do Brasil, há a importância de ampliação da matriz energética brasileira, sendo assim umas das formas que mais tem se materializado no setor de geração de energia é através da popularização das tecnologias de micro e minigeração distribuída, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2026). (EPE, 2009)

Atualmente, a principal forma de geração de energia distribuída de pequeno porte, microgeração, é o aproveitamento da energia solar por sistemas fotovoltaicos.

Conforme apresentado no PDE 2026 e pelo diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no evento anual do programa brasileiro GHG Protocol 2017, existe a grande importância de ampliar o uso da cogeração no Brasil. E a possibilidade de as distribuidoras contratarem em chamadas públicas cogeração a gás natural e geração distribuída fotovoltaica a partir da definição do valor de referência (VRGD).

Assim, diante dos fatos da importância de diversificação da matriz energética através da microgeração distribuída e aliado a perspectiva de aumento em projetos de cogeração a gás natural e sistemas fotovoltaicos, a cogeração aplicada em microgeração distribuída apresenta um futuro promissor.

2 ESTADO DA ARTE

Para o este trabalho serão abordadas duas tecnologias distintas, uma delas será a Cogeração a gás natural e a outra será a tecnologia de sistemas fotovoltaicos, ambas serão estudadas no ambiente de microgeração distribuída, com base na Resolução nº482 da ANEEL.

2.1 Cogeração

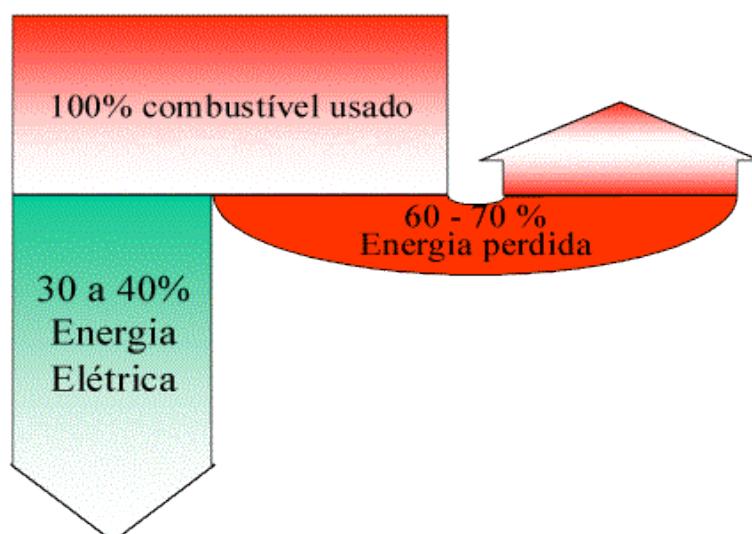
Segundo a ABRADEE, a cogeração é o processo que permite a produção simultânea de energia elétrica, térmica e de vapor, a partir de uma única fonte de combustível, como gás natural, lixo industrial, biomassa dentre outros. O processo de queima desse combustível produz energia térmica (calor) e, ao mesmo tempo, movimenta os geradores para produção de energia elétrica.

2.1.1 Conceito de Cogeração

“Cogeração consiste no processo de produção simultânea ou sequencial de duas ou mais formas de energia, térmica e mecânica, a partir de um único combustível, como: óleo, carvão, gás natural ou liquefeito, biomassa e energia solar, sendo o gás natural o combustível mais utilizado nos processos de cogeração de energia.” (SIMÕES MOREIRA, J. R. (ORG.), 2017)

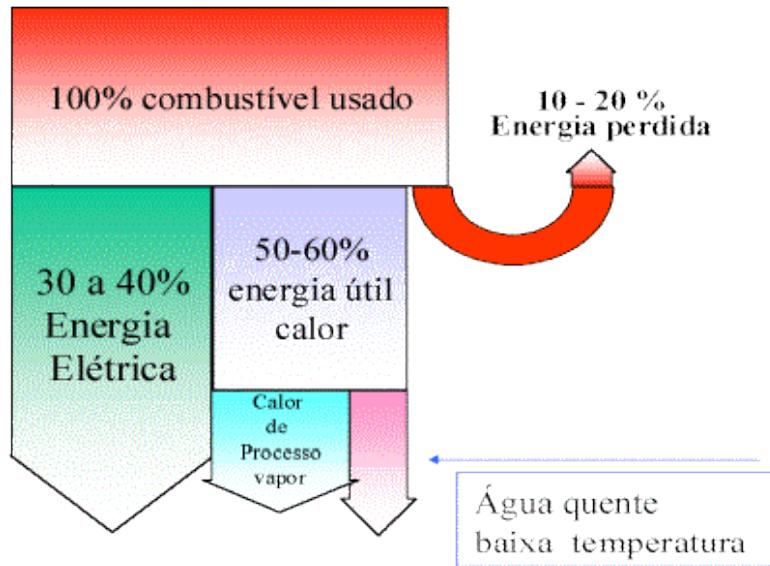
Os processos de cogeração buscam o máximo aproveitamento de um combustível, resultando num uso eficiente de energia e o uso sustentável da sua fonte energética. Nas figuras a seguir mostra um processo antes e após da cogeração.

Figura 2.1 - Processo antes da Cogeração



Fonte: INEE, 2017)

Figura 2.2 - Processo após a Cogeração



Fonte: INEE, 2017

Qualquer empreendimento que tenha uma demanda térmica e elétrica pode ser utilizado a cogeração para suprir o consumo energético. O resultado final da operação da planta dependerá de um projeto criterioso, levando em consideração o balanço térmico e elétrico ideal, a disponibilidade e as condições econômicas alternativas dos insumos energéticos. (SIMÕES MOREIRA, J. R. (ORG.), 2017).

2.1.1.1 Classificação dos Sistemas de Cogeração

Segundo a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP), a cogeração pode ser classificada em quatro tipos distintos de sistemas: (SIMÕES MOREIRA, J. R. (ORG.), 2017)

- a) Sistemas de companhias elétricas;
- b) Sistemas industriais;
- c) Sistemas de calefação e;
- d) Sistemas de energia total.

Os sistemas de energia total referem-se a plantas de cogeração totalmente isoladas da rede elétrica que atendem à demanda elétrica do empreendimento, e o calor residual é recuperado na produção de calefação e/ou climatização para o mesmo. Desta definição deriva-se o termo “Sistema de energia total integrado” onde o sistema de cogeração é integrado à rede pública podendo exportar a energia elétrica para a rede (SIMÕES MOREIRA, J. R. (ORG.), 2017).

2.1.2 Tipos de equipamentos e tecnologias disponíveis

Com o objetivo de se estudar a aplicação da cogeração de pequeno e médio porte para a produção de energia elétrica, água quente e água gelada, e buscando focar na aplicação no Brasil, encontrou-se as seguintes tecnologias:

- Motor a combustão interna (MCI);
- Turbina a vapor (TV);
- Turbina a gás (TG);
- Microturbina a gás (μ TG);
- Resfriador de líquido de absorção (ABS);
- Motor Stirling (MS).

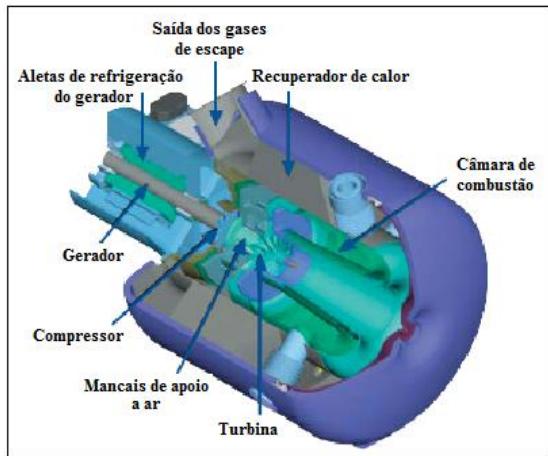
Para o presente estudo, com a intenção de se analisar o comportamento da cogeração na microgeração distribuídas será abordado os sistemas que utilizam microturbinas a gás natural e motor stirling.

2.1.2.1 Microturbina a gás (μ TG);

O termo “microturbina” refere-se, em geral, a um sistema de dimensões relativamente reduzidas composto por compressor, câmara de combustão, turbina e gerador elétrico - uma constituição muito semelhante à das turbinas a gás - com uma potência elétrica total não superior a 300kW. Os fabricantes estão a desenvolver unidades cada vez menores, existindo já alguns modelos com potências da ordem dos 20kW. Uma grande parte das microturbinas a gás existente no mercado inclui um permutador de calor, para aproveitamento da energia térmica contida nos gases de exaustão e para, assim, poderem funcionar em Cogeração. Outras unidades necessitam da aquisição separada de tal equipamento. (ROCHA, 2016)

A Figura 2.3 - Vista em corte de uma microturbina apresenta uma vista do interior de uma microturbina, com os seus principais componentes.

Figura 2.3 - Vista em corte de uma microturbina



Fonte: ROCHA, 2016

Na Figura 2.4 - Microturbina Capstone é possível observar uma microturbina da Capstone, uma das maiores fabricantes de microturbinas, onde possuem microturbinas entre 30kw e 200kW, e sistemas modulares de até 1000kW.

Figura 2.4 - Microturbina Capstone

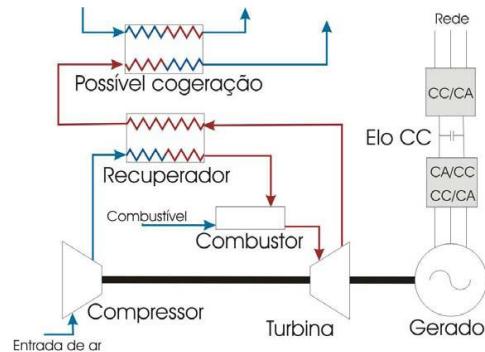


Fonte: Capstone

As microturbinas possuem os seguintes benefícios: baixos níveis de emissões de poluentes; baixo nível de ruídos e vibrações; são compactas, de fácil instalação e manutenção; alta eficiência na cogeração (80%); podem utilizar vários tipos de combustíveis; podem ser conectadas em módulos para aumentar a potência do sistema.

Na Figura 2.5 - Esquema de uma Microturbina observa-se o esquema de funcionamento de microturbina.

Figura 2.5 - Esquema de uma Microturbina



Fonte: BONA, F. S., RUPPERT FILHO, E., 2004

2.1.2.2 Motor Stirling

O motor Stirling foi inventado por Robert Stirling em 1816, foi utilizado até ao início do século XX para substituir os motores a vapor que explodiam com frequência, tendo sido substituído pelos motores elétricos e de combustão interna, devido à sua dificuldade em iniciar ou fazer variar a sua velocidade. (SANTOS, 2012).

Segundo ANDREOS, 2013, os motores Stirling são motores de combustão externa (MCE), podendo trabalhar com qualquer combustível, seja gás natural, gasolina, etanol, GLP, entre outros. A aplicação em cogeração pode ser feita em residências com rendimento elétrico de 6 a 8%. Sua vantagem em frente aos MCI é o maior rendimento térmico, menor impacto ambiental, além de possibilitar o uso de combustíveis alternativos.

Na Figura 2.6 - Motor Stirling (Cogeração residencial) é possível ver um motor Stirling instalado numa residência.

Figura 2.6 - Motor Stirling (Cogeração residencial)



Fonte: ABEGÁS, 2012

Os motores Stirling possuem 3 configurações diferentes: Alfa, Beta e Gama.

O motor tipo Alfa é constituído por dois cilindros independentes, onde o pistão quente é o responsável pela produção do movimento mecânico decorrente da pressão e vácuo interno do motor. (WAGNER, 2013).

O motor tipo Beta é constituído por um único cilindro, de dois pistões em linha, onde o pistão interno faz o deslocamento do fluido de trabalho “ar ou gás” entre duas câmaras “quente e fria”. O segundo pistão, conhecido pistão de trabalho, mantém suspenso o pistão deslocador, visivelmente aparente e responsável pelo trabalho do motor. (WAGNER, 2013).

O motor tipo Gama é o motor mais conhecido entre eles, ele é constituído por dois cilindros independentes, onde o pistão quente faz o deslocamento do fluido de trabalho entre a extremidade “quente e fria”, suspenso por uma haste deslizante sobre buchas, pelo centro do cilindro quente e este pistão é totalmente escondido pelo cilindro quente. O segundo pistão é conhecido com pistão de trabalho, pois ele é responsável pelo trabalho do motor. (WAGNER, 2013).

2.1.3 Configurações básicas da Cogeração

Como citado anteriormente, para um resultado ideal de funcionamento da planta de cogeração é necessário um estudo do balanço energético mais adequado para o empreendimento, em busca de atender a demanda elétrica e térmica da melhor maneira possível. Assim sendo, existem duas configurações básicas dos sistemas:

a) Topping Cycle

A cogeração chamada topping cycle é aquela em que a geração de base ou geração principal é a energia elétrica. Portanto, o combustível primário gera primeiramente a energia elétrica, sendo o calor residual recuperado e utilizado na produção de energia térmica resultante. Esse ciclo é muito utilizado no setor terciário, comércio e serviços, nos quais a energia elétrica tem maior relevância e maior intensidade. Na

Figura 2.7 - Cogeração e dimensionamento topping cycle é mostrado o princípio desse ciclo. (SIMÕES MOREIRA, J. R. (ORG.), 2017).

Figura 2.7 - Cogeração e dimensionamento topping cycle

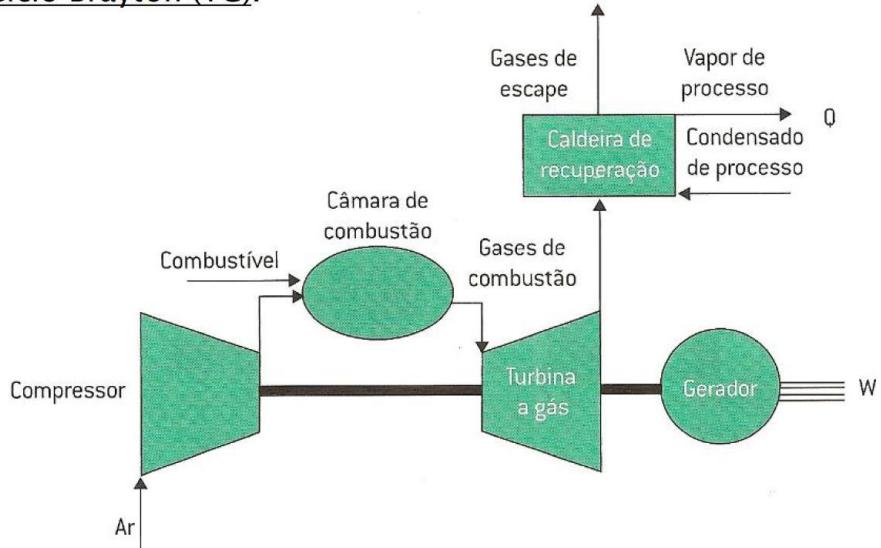


Fonte: ANDREOS, 2013

Na Figura 2.8 - Topping cycle com turbina a gás pode ser observado o princípio de funcionamento de um ciclo topping, onde uma máquina térmica gera energia mecânica a partir de uma energia primária, que vem a ser convertida logo após em energia elétrica por um gerador. A energia de produzida pelos gases da combustão são recuperados e transformados em energia térmica que pode ser utilizada de várias maneiras. (ANDREOS, 2013).

Figura 2.8 - Topping cycle com turbina a gás

Ciclo Brayton (TG).



Fonte: ANDREOS, 2013

b) Bottoming cycle

A cogeração chamada bottoming cycle é aquela em que a geração de base ou geração principal é a energia térmica. Logo, o combustível primário gera primeiramente a energia térmica, e o calor residual recuperado é utilizado na produção da energia elétrica resultante. Esse ciclo se viabiliza, em particular, em

processos cujo combustível possui baixo custo. Por exemplo em usinas de cana-de-açúcar e da indústria de papel e celulose. (SIMÕES MOREIRA, J. R. (ORG.), 2017).

Na Figura 2.9 - Cogeração e dimensionamento bottoming cycle pode ser observado o princípio do ciclo bottoming.

Figura 2.9 - Cogeração e dimensionamento bottoming cycle

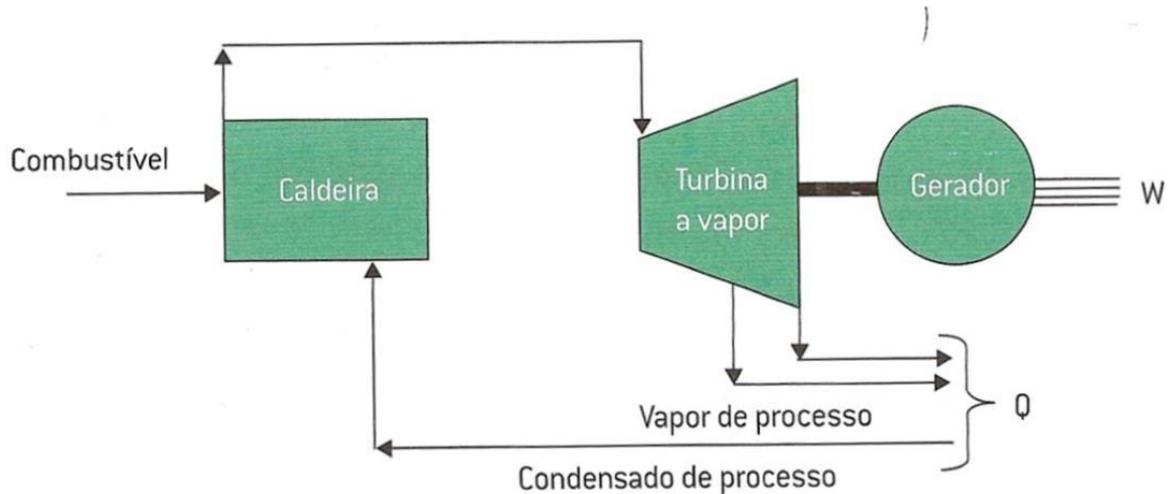


Fonte: ANDREOS, 2013

Na Figura 2.10 - Bottoming cycle com Turbina a Vapor é demonstrado o ciclo Rankine, o qual exemplifica o funcionamento do ciclo bottoming, onde pode também ser aplicado em processos com grande fluxo de calor e altas temperaturas.

Figura 2.10 - Bottoming cycle com Turbina a Vapor

Ciclo Rankine (TV).



Fonte: ANDREOS, 2013

2.1.4 Combustíveis Aplicáveis

Uma das vantagens em utilizar a cogeração é a flexibilidade do uso de combustíveis, podendo ser sólidos, líquidos ou gasosos. Para a definição de qual combustível a ser utilizado deve ser feito o melhor balanço térmico e dessa forma define-se a melhor máquina térmica para cada caso e o seu devido combustível.

a) Combustíveis Sólidos

Segundo MOREIRA, os principais combustíveis sólidos utilizados na cogeração estão contidos na família da biomassa:

- Bagaço de cana-de-açúcar;
- Palha de cana-de-açúcar;
- Lenha;
- Pallets de madeira;
- Carvão;
- Lixo urbano.

As principais características desse combustível são: o baixo custo unitário, a facilidade de emprego em caldeiras de geração de vapor para acionamento de turbinas no ciclo Rankine, largo emprego nos ciclos bottoming pela grande demanda de geração de vapor, e necessidade de infraestrutura complexa de transporte e armazenamento de combustível. (SIMÕES MOREIRA, J. R. (ORG.), 2017).

b) Combustíveis Líquidos

Segundo MOREIRA, os principais combustíveis líquidos utilizados na cogeração são:

- Derivados de petróleo, como óleo combustível e diesel;
- Biocombustíveis, como etanos e biodiesel;
- Resíduos de processo, como o licor negro.

Os combustíveis derivados de petróleo são pouco empregados na cogeração, devido às questões de transporte, de armazenamento, de viabilidade econômica, de segurança operacional e de questões ambientais. Dessa forma, os biocombustíveis se tornam mais interessantes nas questões ambientais e o licor negro pelas questões de logística e viabilidade econômica, sendo esse combustível muito utilizado nos ciclos bottoming.

c) Combustíveis Gasosos

De acordo com MOREIRA, os principais combustíveis gasosos utilizados na cogeração são:

- Gás natural;
- Biogás;
- Resíduos de processo, como gás de coqueira, gás de alto forno, gás de refinaria, entre outros.

O gás natural é o combustível gasoso que apresenta o melhor custo x benefício, sendo assim o mais utilizado quando disponível nas proximidades do empreendimento. Dessa forma, este será o combustível utilizado nesse estudo.

2.1.5 Fator de utilização de energia

Em decorrência dos sistemas de cogeração utilizarem uma fonte de combustível para gerar duas fontes de energia (mecânica / elétrica e térmica), um parâmetro para se determinar a eficiência do sistema é o Fator de Utilização de Energia (FUE). Este fator é a relação direta entre a produção de eletricidade e o consumo de combustível. (OKAZAKI, 2015)

$$FUE = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_u}{\dot{m}_{comb} \times PCI} \quad (1)$$

Em que:

- \dot{W} = Potência produzida (kW);
- \dot{Q}_u = Fluxo de calor útil para o processo (kW);
- \dot{m}_{comb} = Vazão mássica de combustível (kg/s);
- PCI: Poder calorífico inferior do combustível (kJ/kg)

As plantas de cogeração possuem diversas configurações que propiciam vários balanços energéticos, sendo o seu objetivo principal atingir um aproveitamento térmico que se aproxime do ideal (FUE=1). Em geral o FUE de uma planta pode chegar a 0,85, ou seja, 85% de aproveitamento de combustível primário. (SIMÕES MOREIRA, J. R. (ORG.), 2017)

2.2 Sistemas Fotovoltaicos

A energia da biomassa, ou da matéria orgânica, tem como origem a energia captada do Sol através da fotossíntese, que é a conversão da energia da luz solar em energia química. A energia da água dos rios, usada para mover turbinas de usinas hidrelétricas, tem origem na evaporação, nas chuvas e no degelo provocado pelo calor do Sol. A energia eólica tem origem nas diferenças de temperatura e pressão na atmosfera ocasionada pelo aquecimento solar. Até mesmo os combustíveis fósseis como o carvão, gás natural e o petróleo também têm sua origem na energia solar, pois

são resultado da decomposição da matéria orgânica produzida há muitos milhões de anos. (VILLALVA, 2015)

A geração de energia fotovoltaica é obtida a partir da conversão da radiação solar que incide no painel fotovoltaico em energia elétrica em corrente contínua. Essa energia pode ser consumida instantaneamente pela demanda da edificação, armazenada em baterias ou transmitida para a rede de distribuição local para consumo de outras unidades. (SIMÕES MOREIRA, J. R. (ORG.), 2017).

2.2.1 Conceito de Sistemas Fotovoltaicos

a) Radiação Solar

A energia do Sol é transmitida para o planeta através do espaço na forma de radiação eletromagnética. Essa radiação é constituída de ondas eletromagnéticas que possuem frequências e comprimentos de ondas. (VILLALVA, 2015)

Para calcular a energia de uma onda eletromagnética, utiliza-se a relação de Planck, que é dada na seguinte fórmula:

$$E = h \times f \quad (2)$$

Em que:

- E – Energia da onda [J]
- f – frequência [Hz]
- h – Constante de Planck ($6,636 \times 10^{-34}$ [J.s])

A radiação solar pode sofrer várias interferências para chegar ao solo. Sendo essa radiação chamada de radiação difusa, isso ocasionado muitas vezes por nuvens, poluição e até sombreamento.

A radiação que não sofre nenhuma interferência é chamada de Radiação Direta. E a soma dessas duas radiações forma-se o que se chama de Radiação Global.

b) Irradiância

De acordo com VILLALVA, uma grandeza empregada para quantificar a radiação solar é a irradiância, geralmente chamada também de irradiação, expressa na unidade de W/m^2 (watt por metro quadrado). Trata-se de uma unidade de potência por área.

c) Insolação

É a medida de energia por metro quadrado. Normalmente se usa a medida de insolação diária expressa em Wh/m²/dia (watt-hora por metro quadrado por dia). Essa medida é muito utilizada nos dimensionamentos dos sistemas fotovoltaicos. (VILLALVA, 2015).

2.2.2 Tipos de equipamentos e tecnologias disponíveis

a) Painel Fotovoltaico

O principal componente em um sistema fotovoltaico é o painel fotovoltaico. Ele é formado por um conjunto de células fotovoltaicas. Existem alguns tipos células e os principais são: células monocristalinas, células policristalinas e filmes finos. Sendo as células monocristalinas as mais eficientes, seguidas pelas policristalinas e depois as de filmes finos.

A energia é gerada quando os fótons excitam os elétrons para a banda de condução do material semicondutor.

Os painéis fotovoltaicos podem ser arranjados tanto em série, quanto em paralelo, conforme as especificações de tensão e corrente de projeto.

b) Baterias

As baterias geralmente são utilizadas em sistemas isolados, ou sistemas autônomos. Elas são responsáveis por fornecer a energia para as cargas do sistema, isso devido ao fato que os painéis não fornecem energia de uma maneira constante, sofrendo variações nos níveis de tensão e corrente durante o dia e não possui geração durante a noite.

As baterias podem ser conectadas em série e paralelo de acordo com as especificações do projeto, formando um banco de baterias, que normalmente costumam ter as tensões de 12V, 24V ou 48V. Outro ponto a ser abordado é a capacidade da bateria de corrente, denominado Ampére-hora (Ah), a capacidade da bateria é fundamental para se determinar a profundidade de descarga da bateria. Por exemplo, um sistema que possui um consumo diário de 30Ah e uma bateria de 100Ah, logo temos uma profundidade de descarga de 30%, isso influencia na vida útil da bateria, pois quanto menor a descarga da bateria, maior a quantidade de ciclos que ela realizará e consequentemente maior a vida útil da bateria.

Existem alguns tipos mais comuns de baterias utilizadas em sistemas fotovoltaicos, que são: baterias de chumbo-ácido estacionaria com eletrólito líquido,

bateria de chumbo-ácido com eletrólito em gel, baterias de NiCd e NiMH, baterias AGM, baterias VRLA e baterias de ciclos profundos.

c) Controladores de carga

Os controladores de cargas são essenciais para os sistemas off-grid, pois são eles os responsáveis pelo gerenciamento da carga e descarga da bateria, para que isso seja realizado, eles necessitam de algumas funções específicas, como: proteção de sobrecarga, proteção de descarga excessiva, gerenciamento da carga da bateria, estágio de carregamento pesado, estágio de absorção e estágio de flutuação.

d) Inversores

Existem dois tipos de inversores: os inversores off-grid e os inversores on-grid.

Os inversores off-grid possuem uma construção mais simplificada, e possuem como principal função converter a energia contínua da bateria em energia alternada para alimentar as cargas em corrente alternada.

Os inversores on-grid já possuem características específicas dele, ele é o inversor solar mais utilizado no mundo. A expressão *grid-tie* em português significa: conectado à rede. O inversor *grid-tie* é aquele inversor usado para conectar um sistema fotovoltaico sem baterias na rede da sua residência ou empresa, eles são projetados para desligar rapidamente da rede elétrica caso ela venha a cair. (SOLAR)

Micro-inversor solar

Micro inversor solar é um inversor projetado para operar com um único painel solar. O micro-inversor converte a energia de corrente contínua de cada painel para corrente alternada. As vantagens do micro-inversor residem, principalmente, na operação independente de cada painel. Sim, algumas empresas possuem esta solução no Brasil. (SOLAR)

Na Figura 2.11 - Microinversor observa-se um exemplo de microinversor.

Figura 2.11 - Microinversor



Fonte: Portal Solar

Inversor Solar *string* (String inverter)

O inversor string é o tipo de inversor solar mais comumente utilizado em casas e sistemas de energia solar. Ele é um inversor solar grid-tie e atualmente representa 50% de todos inversores solares utilizados no mundo. Dependendo do tamanho da instalação, pode haver mais do que um inversor string. (SOLAR).

Na Figura 2.12 - Inversor String apresenta um exemplo de inversor string, nesse caso um inversor da marca WEG.

Figura 2.12 - Inversor String



Fonte: Portal Solar

Inversor solar central

Inversores centrais são projetados para aplicações de grande porte como edifícios, instalações sistemas fotovoltaicos industriais e usinas solares. Eles são, basicamente, um grande inversor string. (SOLAR).

Pode ser visto um exemplo de inversor central na Figura 2.13 - Inversor Central.

Figura 2.13 - Inversor Central



Fonte: Portal Solar

2.2.3 Configurações básicas dos Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos possuem duas configurações básicas principais, os sistemas isolados e os sistemas conectados à rede.

De acordo com MOREIRA, os sistemas isolados dependem exclusivamente da geração de energia a partir da conversão fotovoltaica para atender à demanda da edificação. Nesse caso, o uso de armazenadores (baterias) é necessário para operar sem interrupção e manter o funcionamento de energia mesmo durante dias de pouca disponibilidade de sol. A configuração mais simples é aquela em que a carga é compatível com a geração, ou seja, em corrente contínua. Desse modo, o sistema será composto pelos painéis, controlador de carga, baterias e acessórios para a conexão e segurança do sistema.

Segundo MOREIRA, os sistemas conectados à rede oferecem a vantagem de dispensar os armazenadores, pois caso a geração seja insuficiente, a demanda pode ser atendida a partir da rede local de distribuição de energia. Outro aspecto positivo é a possibilidade de transmitir para a rede local a energia excedente gerada pelo sistema. Essa prática, ainda insípiente no Brasil, é amplamente incentivada em diversos países e reduz o tempo de retorno do investimento para esse tipo de instalação.

2.3 Regulação

Com base na legislação vigente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece diversos mecanismos regulatórios. Assim sendo, após a

Audiência Pública nº 42/2011, estabeleceu a resolução normativa nº482 em abril de 2012. Essa resolução sofreu alterações de acordo com a resolução normativa nº 687. Dessa forma, foram definidas as normas para micro e minigeração, e as principais estão descritas logo abaixo:

- I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;(Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015). (ANEEL, 2012)
- II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75kW e menor ou igual a 3MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;(Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015). (ANEEL, 2012)
- III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015). (ANEEL, 2012).

Cogeração Qualificada

De acordo com SIMÕES MOREIRA, J. R. (ORG.), 2017, conforme estabelecido na Resolução Normativa da Aneel nº 235, de 14 de novembro de 2006, a central termelétrica cogeradora deverá atender aos seguintes requisitos para fins de enquadramento na modalidade de cogeração qualificada:

- Estar regularizada perante a Aneel, conforme o disposto na legislação e Resolução de nº112 de 18 de maio de 1999, a qual foi revogada e substituída ela Resolução Normativa nº390 de 15 de dezembro de 2009. (ANEEL, 2006)
- Atender aos requisitos mínimos de racionalidade energética mediante o cumprimento das inequações 2.1 e 2.2 respectivamente:

$$\frac{Et}{Ef} \geq 15\% \quad (3)$$

$$\left(\frac{Et}{Ef} \right) \div X + \frac{Ee}{Ef} \geq Fc\% \quad (4)$$

Em que:

- Energia da fonte (Ef): energia recebida pela central termelétrica cogeradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, com base no conteúdo energético específico e em termos líquidos, ou seja, descontando da energia bruta a energia não utilizável; (ANEEL, 2006).
- Energia da utilidade eletromecânica (Ee): energia cedida pela central termelétrica cogeradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando da energia bruta gerada o consumo em serviços auxiliares elétricos da central; (ANEEL, 2006).
- Energia da utilidade calor (Et): energia cedida pela central termelétrica cogeradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando das energias brutas quentes entregues ao processo industrial as energias frias que retornam à central; (ANEEL, 2006).
- Eficiência Energética: índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidade eletromecânica e utilidade calor; (ANEEL, 2006).
- Eficiência Exergética: índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidades equivalentes à eletromecânica; (ANEEL, 2006).
- Fator de cogeração ($Fc\%$): parâmetro definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeradora, o qual aproxima-se do conceito de Eficiência Exergética; e (ANEEL, 2006).
- IX - Fator de ponderação (X): parâmetro adimensional definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeradora, obtido da relação entre a eficiência de referência da utilidade calor e da eletromecânica, em processos de conversão para obtenção em separado destas utilidades. (ANEEL, 2006)

Os parâmetros para a qualificação da cogeração são apresentados na Figura 2.14 - Cogeração Qualificada

Figura 2.14 - Cogeração Qualificada

Fonte/potência elétrica instalada	X	Fc%
Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão:		
Até 5 MW	2,14	41
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,13	44
Acima de 20 MW	2,00	50
Demais combustíveis:		
Até 5 MW	2,50	32
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,14	37
Acima de 20 MW	1,88	42
Calor recuperado de processo:		
Até 5 MW	2,60	25
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,17	30
Acima de 20 MW	1,86	35

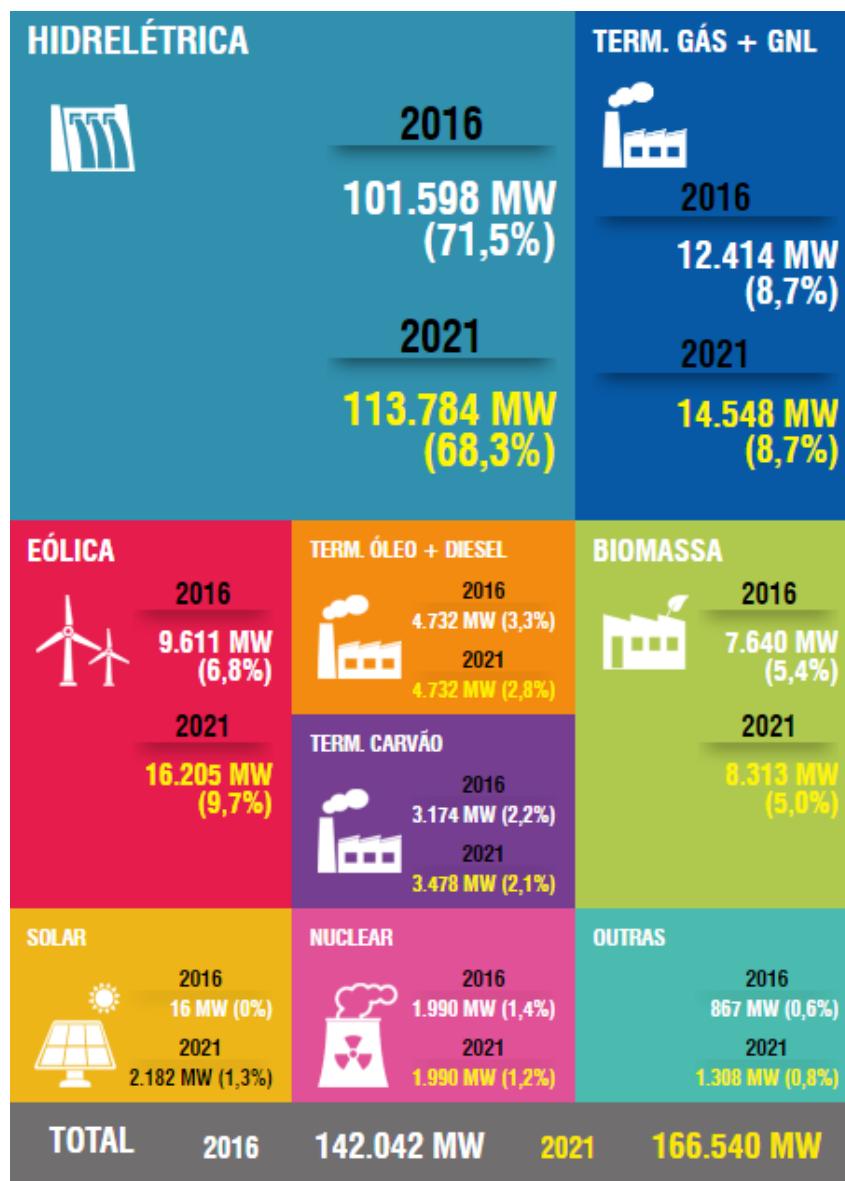
Fonte: ANEEL, 2006

3 COGERAÇÃO A GÁS NATURAL VERSUS SISTEMA FOTOVOLTAICO

3.1 Cenário atual brasileiro

A Figura 3.1 - Capacidade instalada no SIN - 2016 / 2021 apresenta a capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN), onde se observa a capacidade atual de geração do Brasil e a expectativa para o ano de 2021. Atualmente do total de 142.042 MW, 101.598 MW representam a geração a partir das usinas hidrelétricas, que corresponde à 71,5% de toda a geração. O importante a se analisar nos próximos anos é a tendência a aumentar a diversificação da matriz energética, onde pode se ver que o maior crescimento proporcional será nas fontes renováveis eólica e solar.

Figura 3.1 - Capacidade instalada no SIN - 2016 / 2021



Fonte: ONS, 2016

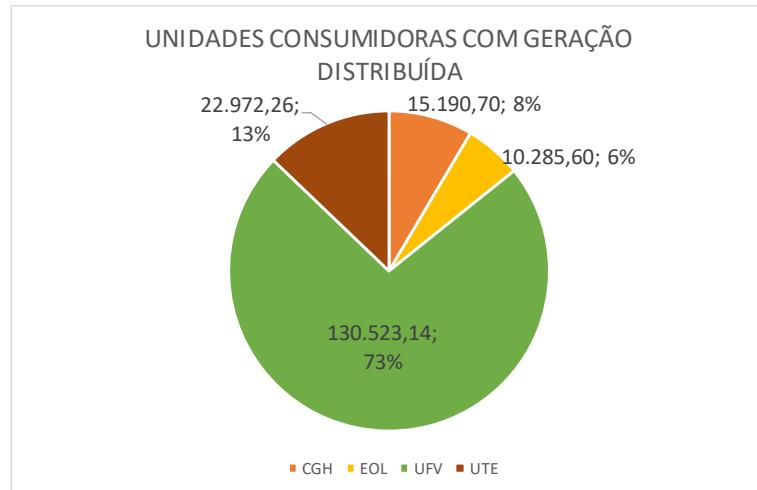
Na questão da Geração Distribuída é possível analisar os dados da ANEEL conforme a Tabela 3.1 - Unidades Consumidoras com GD, onde mostra a quantidade e os tipos de centrais geradores de energia que estão registradas perante ANEEL, é possível observar que a maior parte desse tipo de geração é proveniente da energia solar, cerca de 73% de toda geração, contra apenas 13% de geração por unidades térmicas, usinas que utilizam a queima de combustíveis para a geração de energia, isso demonstrado graficamente na Figura 3.2 - Unidades Consumidoras com GD. Entretanto, dessas 67 unidades consumidoras que utilizam a queima para a produção de energia apenas 2 utilizam o gás natural como fonte de geração, onde a maioria utiliza o biogás como fonte.

Tabela 3.1 - Unidades Consumidoras com GD

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA			
Tipo	Quantidade	Quantidade de UCS que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)
CGH	20	238	15.190,70
EOL	53	96	10.285,60
UFV	16.061	18.016	130.523,14
UTE	67	193	22.972,26
Total de usinas:	16.201	Total de UCs que recebem os créditos:	18.543
			Potência total: 178.971,70 kW

Fonte: ANEEL, 2017

Figura 3.2 - Unidades Consumidoras com GD



Fonte: Elaborada pelo Autor

3.2 Potencial de mercado Gás Natural

A atual crise econômica vem sendo uma solução para o setor elétrico brasileiro, pois o consumo de energia elétrica diminuiu diante dessa situação,

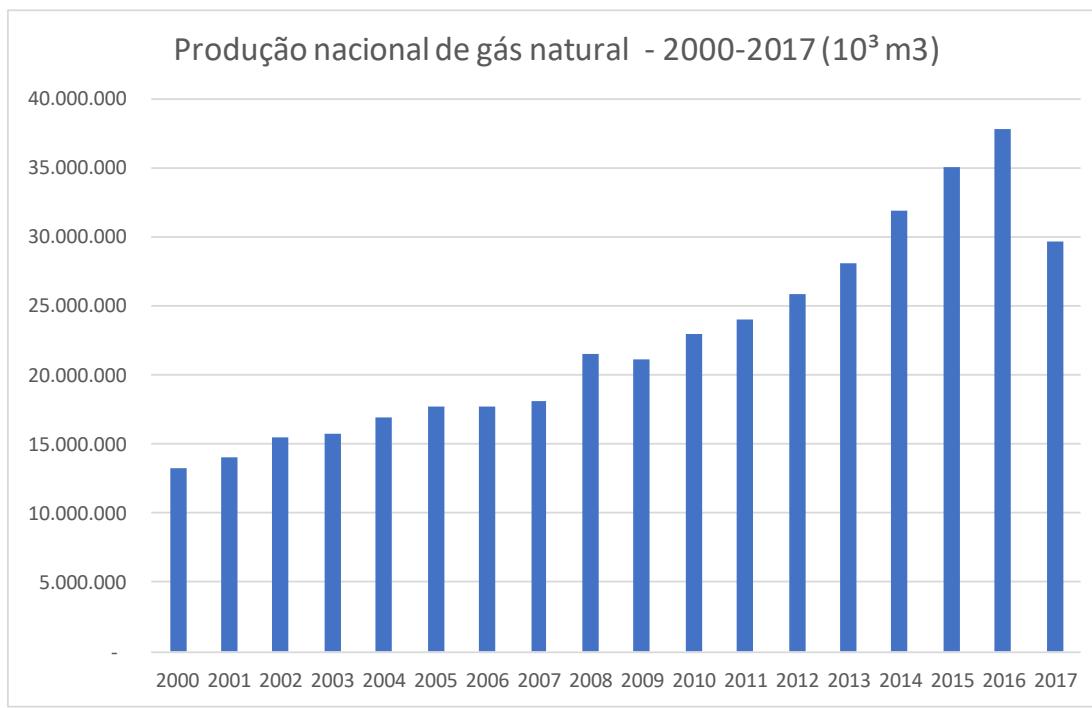
principalmente no setor industrial que não está em plena operação. Entretanto, com o fim da crise econômica, poderá surgir uma crise de racionamento de energia.

Porém, o setor comercial e residencial vem trazendo alguns problemas para o setor elétrico, pois devido à grande variação climática no país, a utilização de sistemas de climatização está aumento a cada dia. Dessa forma, um simples crescimento no setor industrial irá gerar grandes problemas para o sistema elétrico, onde a demanda de energia será maior que a geração.

Assim sendo, com a presente situação do sistema elétrico nacional será necessário a criação de novas fontes de geração natural. Uma dessas fontes a ser consideração é a geração de energia elétrica utilizando gás natural, existindo algumas formas de isso ser realizado, como a criação de termelétricas a gás natural, sistemas de cogeração e geração distribuída.

Na Figura 3.3 observa-se a curva do crescimento da produção de gás natural ao longo dos anos, nele é demonstrado um aumento constante na produção, gerando um aumento na oferta do natural e reduzindo o preço final de equilíbrio.

Figura 3.3 - Produção Nacional de Gás Natural

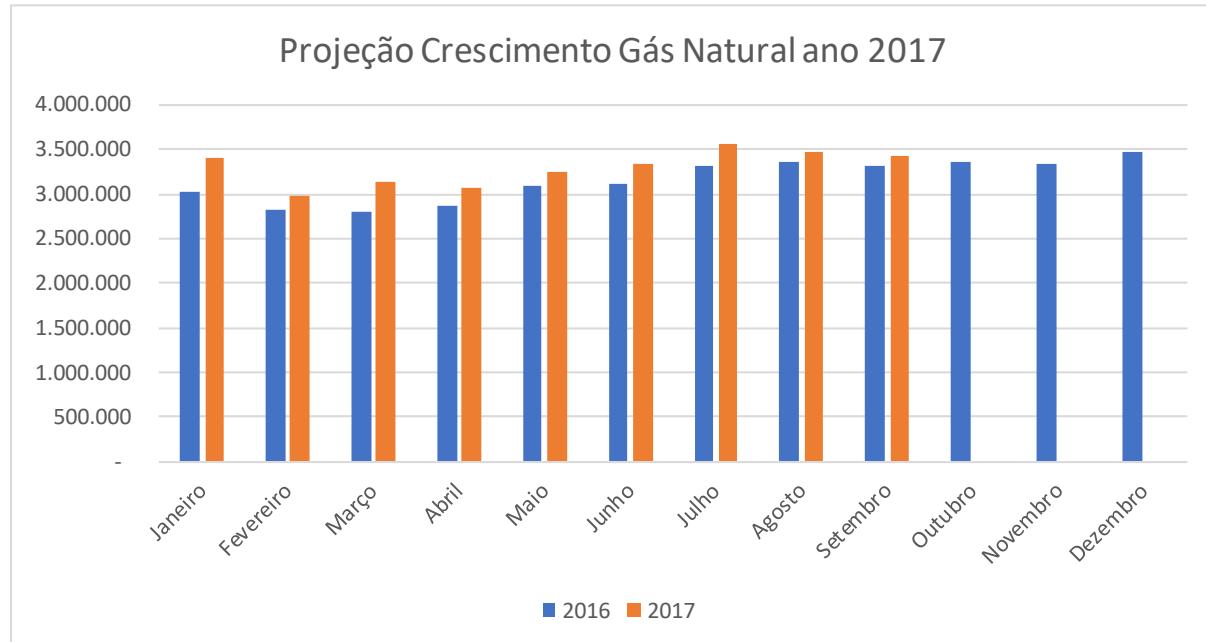


Fonte: ANP, 2017

Na Figura 3.4 é possível ver o crescimento de produção de gás ao longo dos meses desse ano, assim sendo a espera por um aumento na produção desse ano

de 2017 seja plausível, melhorando a oferta para novos empreendimentos que irão utilizar o gás natural para a geração de energia.

Figura 3.4 - Projeção de Crescimento Gás Natural



Fonte: ANP, 2017

Assim sendo, com o crescimento contínuo na produção de gás e analisando toda a estrutura e a criação do programa “Gás para Crescer” que tem como objetivo principal reformar a legislação sobre o gás natural, o gás natural apresenta um grande potencial para que seja inserido na matriz energética brasileira, assim como para utilização em mais projetos de geração residencial.

3.3 Barreiras no Setor de Gás Natural

As barreiras estruturais para a entrada de novos fornecedores devem ser eliminadas para não inviabilizar a reponsabilidade no mercado de gás brasileiro. A Petrobras é a principal produtora no mercado de gás nacional atual, com cerca de 80% da produção. Além disto, a empresa é proprietária ou realiza o controle de toda infraestrutura de escoamento, tratamento e regaseificação. A Petrobras é ainda controladora da maioria dos gasodutos e a única carregadora do sistema integrado de gás no país. Finalmente, a empresa detém participações em 20 das 27 distribuidoras de gás no Brasil. Dada esta configuração estrutural da indústria, a

possibilidade e o alcance futuro da competição no Brasil dependerá fortemente de uma reconfiguração patrimonial da indústria de gás nacional. (ALMEIDA, 2017)

Sem a presença de uma reforma estrutural adequada, a redução da participação da Petrobras no setor de gás natural pode resultar em um período sem investimentos na indústria de gás natural do país. Dessa forma afetando a curva de oferta e demanda do gás natural, como exemplo, se a Petrobras reduzir seus investimentos e as barreiras à entrada de novos fornecedores persistirem, não estarão dadas as condições para retomada do crescimento do setor através do investimento privado. Dessa forma, a oferta de gás natural tenderá a diminuir fazendo com que o novo preço de equilíbrio aumente. Assim sendo, sem mudanças estruturais na indústria, mudanças regulatórias permitindo a competição e o livre acesso terão o mesmo destino de várias inovações regulatórias que foram introduzidas pela lei 11.909 de 2009 que ficaram no papel. Só que desta vez, o resultado será pior, pois a Petrobras certamente não terá o papel na expansão que teve até o momento. (ALMEIDA, 2017)

Neste sentido, é fundamental ir além das propostas de mudanças regulatórias apresentadas pelo programa Gás para Crescer. É importante que concomitantemente às mudanças regulatórias se implemente uma reforma estrutural que passa pela adequada alienação de ativos da Petrobras e privatização das empresas estaduais distribuição de gás natural. É importante que a reforma estrutural e as mudanças regulatórias avancem de forma coordenada para maximizar os efeitos positivos sobre a economia além de maximizar a valorização dos ativos. (ALMEIDA, 2017)

4 ESTUDO DE CASO COGERAÇÃO A GÁS NATURAL VERSUS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A Cogeração apresenta várias vantagens e benefícios ao se aplicar em grandes sistemas, ou seja, em sistemas de minigeração e geração distribuída, que por definições da ANEEL são gerações entre 75kW até 5MW para a minigeração distribuída, definido na resolução nº482/2012, e até 30MW para a geração distribuída proveniente de fonte hídrica e geração termelétrica, incluindo cogeração, com eficiência energética inferior à 75 por cento, definido pelo Decreto nº5.163 de 2004.

Entretanto, não se encontram aplicações em casos de microgeração, “*central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL*” (ANEEL, 2012), utilizando sistemas de cogeração.

Portanto, a fim de analisar a viabilidade de um sistema de cogeração para microgeração distribuída, fez-se o dimensionamento de um sistema de cogeração para ser implantado em uma residência, fazendo a comparação com o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, sistema mais utilizado em microgeração, para ser implantado na mesma residência.

A residência utilizada para o estudo de caso se encontra no município de Sorocaba-SP. Nessa residência já se possui um aquecedor solar para a água dos banheiros e cozinha, porém é um sistema antigo, com mais de 10 anos de funcionamento. Para efeitos de comparação irá se utilizar as tarifas da COMGÁS, pois a distribuidora de gás no município de Sorocaba, a Gás Fenosa, não possui tarifas especiais para Cogeração em microgeração, sendo uma tarifa voltada apenas para uma Cogeração Industrial, inviabilizando qualquer projeto para microgeração, como no caso da Cogeração Residencial.

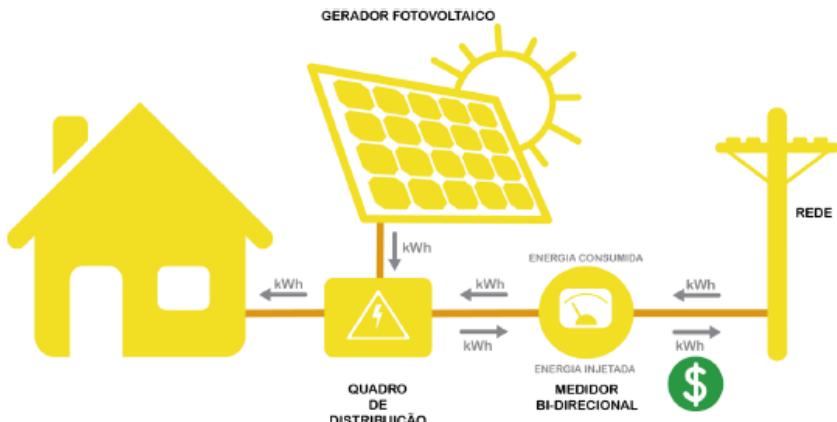
Dessa forma já é possível ver uma das grandes barreiras para a Cogeração, que é a tarifa do gás natural.

4.1 Dimensionamento Sistema Fotovoltaico

Para o dimensionamento em questão foi considerado um sistema fotovoltaico conectado à rede, conforme a Figura 4.1 - Sistema Fotovoltaico On-Grid, que

demonstra o esquema de funcionamento de um microgerador solar on-grid, onde seus principais equipamentos são: placas solares, inversor fotovoltaico, string-box e o medidor bidirecional, estes equipamentos serão descritos a seguir.

Figura 4.1 - Sistema Fotovoltaico On-Grid



Fonte: Corona Solar

As placas solares são responsáveis por captar a energia dos raios solares e converter em energia elétrica, porém essa energia é gerada em corrente contínua, sendo necessário a utilização do inversor solar para a conversão da corrente contínua para a corrente alternada, que é o modo que a maioria dos eletrodomésticos operam.

Entretanto, o inversor on-grid não serve apenas para converter a corrente, serve também como um circuito protetor do sistema de distribuição, eles são responsáveis pela sincronização da frequência da rede, pela diminuição da distorção harmônica da corrente injetada e o mais importante é a detecção e a desconexão do sistema em caso de ilhamento, esse sistema é fundamental para que não haja nenhum problema relacionado à segurança em casos de manutenção da rede.

A string-box é um conjunto de dispositivos de segurança tanto para o lado de corrente contínua, quanto para o lado da geração em corrente alternada.

E por fim, o medidor bidirecional serve para medir a quantidade de energia consumida pela residência e a quantidade de energia produzida e injetada na rede, dessa forma o consumidor só irá pagar a diferença entre esses valores, caso o consumo seja maior que a geração, nos casos em que a geração é maior que o consumo, esse valor vira créditos em que o consumidor pode utilizá-los em até 60 meses, esse sistema de tarifação é chamado de “net metering”.

Para fazer o dimensionamento de um sistema fotovoltaico é necessário seguir algumas etapas de dimensionamento, o primeiro consiste em determinar a quantidade de energia produzida pelo sistema. Existe duas maneiras para saber a quantidade de energia necessária para uma residência, a primeira é fazer o levantamento de toda a carga elétrica e o tempo de uso, por exemplo, 4 lâmpadas de LED de 7W ligadas por 6h por dia, dessa forma temos: $7W \cdot 6h \cdot 30\text{dias} = 1,26\text{kWh/mês}$. Realizando isso com todos os equipamentos teremos a quantidade de energia mensal.

Outra forma de determinação da energia produzida é através da utilização do histórico do consumo do cliente, essa foi a maneira utilizada para o estudo em questão. Através da conta de energia foi possível ver o consumo anual do consumidor e calcular a média mensal no consumo, na Figura 4.2 - Histórico de Consumo é possível analisar todo o histórico do consumo do último ano, fazendo a média do consumo foi encontrado o valor de 824kWh/mês de energia necessária para se produzir.

Figura 4.2 - Histórico de Consumo

HISTÓRICO DE CONSUMO		kWh	Dias
2017 AGO		944	30
JUL		1212	31
JUN		1058	30
MAR		955	30
ABR		847	28
MAR		838	31
FEV		731	27
JAN		1046	32
2016 DEZ		697	29
NOV		692	30
OUT		642	32
SET		693	31
AGO		1091	32

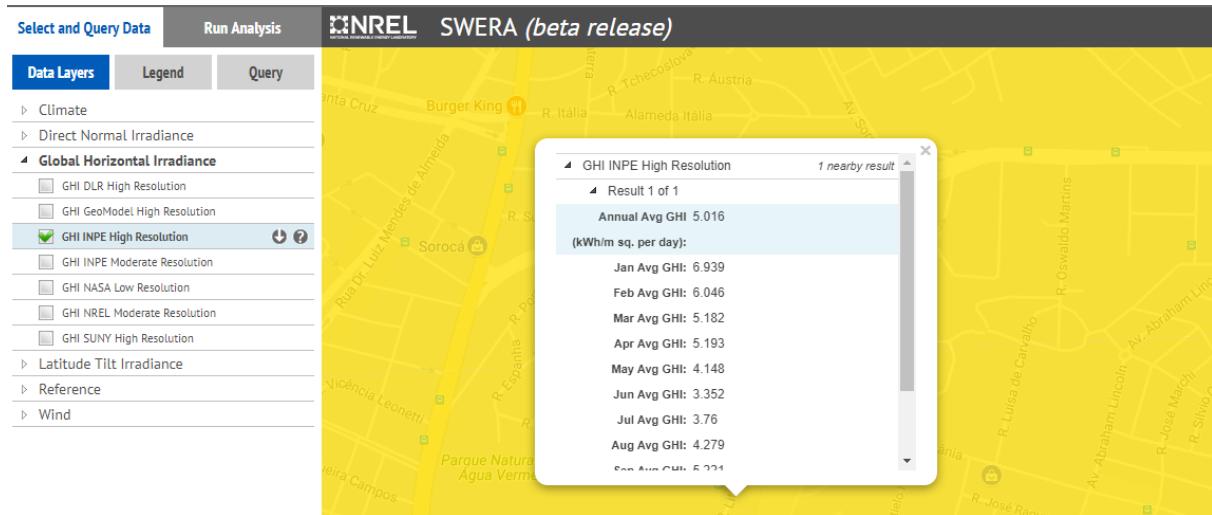
Fonte: CPFL Piratininga

Após determinar o valor da energia produzida é necessário calcular a quantidades de painéis fotovoltaicos que serão necessários para suprir essa energia. Para se definir a quantidade de painéis é necessário escolher o tipo de painel que será utilizado por primeiro. Após a definição do painel, utiliza a quantidade de energia gerada por mês pelo painel, esse valor deve ser calculado de acordo com a

irradiância média anual do local de instalação e com a área e eficiência do painel, com esse valor realiza a divisão da demanda de energia mensal pela energia gerada pelo painel.

Para o estudo de caso foi utilizada a base de dados do SWERA para se encontrar a irradiância média anual, na Figura 4.3 - Dados de Irradiação solar é demonstrado o site onde é possível encontrar os dados de irradiância solar. Para o município de Sorocaba-SP encontrou-se o valor de 5016Wh/m²/dia. Com o painel da fabricante Canadian Solar modelo CSI CS6P-260P, a Folha de Dados se encontra no “Anexo A – Folha de Dados Painel Fotovoltaico”. (CANADIAN, 2017). Dessa forma, obteve-se o número de painéis que foi igual à 24 painéis.

Figura 4.3 - Dados de Irradiação solar



Fonte: SWERA, 2017

Para se dimensionar o inversor é necessário que ele uma potência igual ou levemente superior à potência de pico do conjunto de módulos. Outro critério para o dimensionamento é que a tensão em circuito aberto da string não ultrapasse o valor da tensão máxima de entrada do inversor, quando isso ocorre pode ser feito um novo arranjo das strings ou encontrar outro inversor.

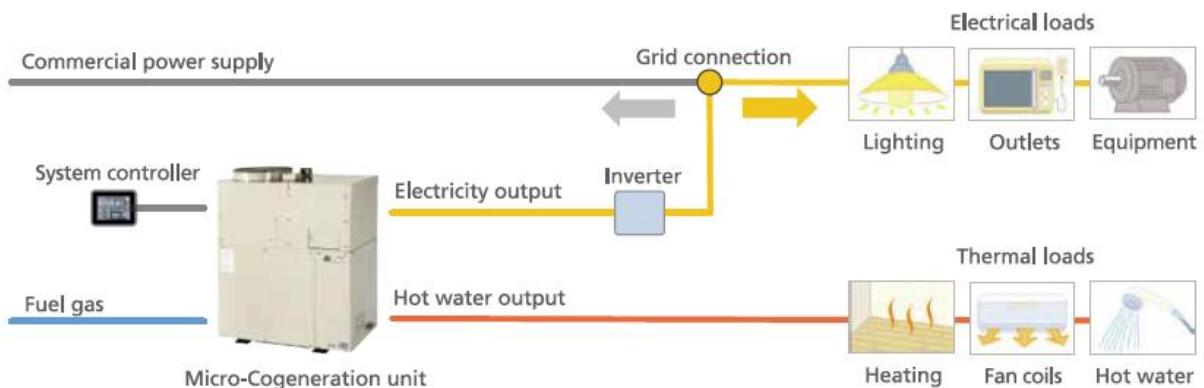
Para o estudo em questão foi considerado um percentual de 90% de fator de dimensionamento dos inversores, dessa forma temos $24 \times 260W \times 0,9 = 5616W$. Assim sendo, foi escolhido o inversor da Fronius modelo Primo 6.0-1 (6.000W), a Folha de Dados encontra-se no “Anexo B – Folha de Dados Inversor”. Nesse caso se todos os módulos fossem conectados em apenas em uma string o valor da tensão em circuito aberto iria ultrapassar o valor de entrada, desse modo realizou-se um

rearranjo das strings, fazendo duas strings de 12 painéis cada. Os cálculos de dimensionamento são encontrados no “Anexo C – Planilha Dimensionamento Fotovoltaico”.

4.2 Dimensionamento Cogeração

A Cogeração é de uma forma resumida o uso de um combustível para a produção de dois tipos de energia, nesse caso será utilizado o gás natural como combustível para a produção de energia térmica e energia elétrica. A energia térmica podendo ser utilizada para aquecimento de água de uma residência ou para um sistema de climatização dela. Enquanto a energia elétrica irá abastecer os eletrodomésticos da residência, na Figura 4.4 - Sistema Cogeração On-Grid demonstra o esquema de funcionamento de uma microcogeração.

Figura 4.4 - Sistema Cogeração On-Grid

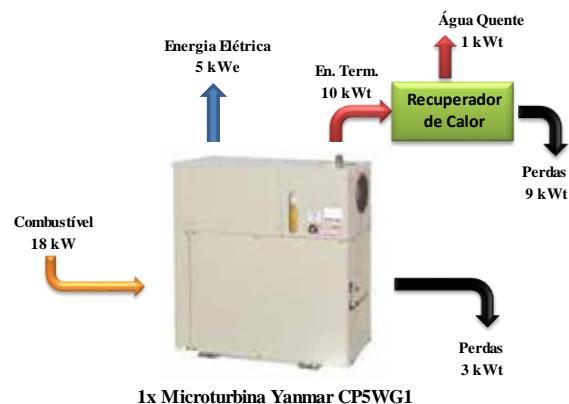


Fonte: Yanmar

Para realizar o dimensionamento de um sistema de cogeração é importante ter o melhor aproveitamento do combustível, ou seja, ter o melhor balanço energético. Existem dois tipos de dimensionamento, o ciclo topping, que primeiro gera energia elétrica e com o calor residual produz energia térmica, também existe o ciclo bottoming, que é um sistema contrário ao ciclo topping, gerando primeiro a energia térmica e com o calor recuperado gera-se energia elétrica, na Figura 4.5 é possível o balanço energético do sistema.

Figura 4.5 - Balanço Energético

Balanço Energético - Condições operacionais em Sorocaba	
Disponibilidade	95%
Microturbina	CP5WG1 1 x
Potência Elétrica Gerada	5,0 kW
Eficiência Elétrica	29%
Energia de entrada do Gás Natural	17,5 kW
PCI do Gás Natural	8.560 kcal/m3
Vazão de Gás Natural	1,76 m3/h
Eficiência Térmica	57%
Potência Térmica Gerada	10 kWt
Perdas	15%
Potência Térmica Perdida	3 kWt
Potência Térmica Utilizada AQ	1 kWt
Potência Térmica Não Utilizada	9 kWt
Perdas totais	11 kWt



Fonte: Elaborado pelo Autor

Para o estudo em questão foi utilizado um micro CHP (combined heat and power) do Fabricante Yanmar modelo CP5WG1, as especificações podem ser encontradas na Figura 4.6 - Catálogo CHP Yanmar. Esse micro CHP opera no ciclo topping onde primeiro se gera a energia elétrica e com o calor recuperado produz a energia térmica.

Figura 4.6 - Catálogo CHP Yanmar

Key specifications		CP5WG1	CP10WG
Output	Rated output (*1)	kW	5.0
	Frequency	Hz	50
	Voltage	V	400 AC
	Current (supplied to load per phase)	A	7,2 AC
	Phases / wires	-	Three-phase / four-wire
	Power factor	%	99 or more
Heat recovery	Recovered heat	kW	9.9
	Hot water temperature inlet / outlet	C	60 / 80
	Hot water flow rate (*2)	L / min	6,6
Efficiency	Overall / generation / heat recovery	%	85,0 / 28,5 / 56,5
Input power supply	Supply voltage	V	230 AC
	Average starting current	A	13 AC
Power consumption	Rated / heater ON (below 5C)	kW	0,19 / -
Fuel	Natural gas consumption LHV data (*3)	kW	17,5
	Supply pressure for natural gas	kPa	2,0
Sound pressure	Rated load with fan OFF / ON (*4)	dB(A)	50
Weight	Including lubricant and coolant	kg	365
Gas engine	Engine type	-	Yanmar Gas Engine
	Specified engine lubricant	-	Yanmar genuine GHP oil
	Specified engine coolant	-	Yanmar genuine GHP coolant
Generator	Generator type	-	Compact and light weight permanent magnet generator
Grid connection	Connection method	-	High efficiency inverter grid interconnection
Servicing	Service interval	-	10,000 hours
Operation	Operation modes		Standard cogeneration (without internal radiator)

Fonte: Yanmar

Ao observar o consumo de uma residência é possível notar que a quantidade de energia utilizada para aquecer a água é menor do que a quantidade de energia utilizada pelo restante da residência. Dessa forma, para esse estudo de caso foi considerado a utilização do micro CHP como um aquecedor de passagem, dessa forma gerando energia elétrica apenas quando for necessário a utilização de água quente na casa.

Para eventual estudo, foram considerados 3 cenários para a aplicação residencial, o primeiro cenário utilizando energia elétrica da rede mais um sistema de aquecimento térmico solar, o segundo cenário foi utilizando a rede elétrica mais um aquecedor de passagem a gás natural e o terceiro cenário um sistema inteiramente elétrico.

Cenário 1 – EE + Solar Térmico

Para se realizar o dimensionamento nesse cenário realizou-se algumas etapas, a primeira etapa consiste em determinar a quantidade de água a ser aquecida durante o ano todo, dessa forma é possível determinar a energia necessária para esse consumo de água. Considerando uma temperatura de 45°C como aquecimento e uma temperatura média de 20°C, foi possível encontrar o valor da energia consumido anualmente, como o CHP funcionará como um aquecedor de passagem, esse valor encontrado será o mesmo que a cogeração deverá produzir, esses dados podem ser observados na Figura 4.7 - Consumo de Água Quente.

Figura 4.7 - Consumo de Água Quente

Aquecimento de água para Banho e Cozinha

Nº com.	Cap. Ducha (l/min)	Tempo médio de uso (min)	Usos/dia	Dias/ano	Fator de ocupação	Total (l/ano)	
1	12	15	2	365	0,8	105.120	Chuveiros
1	12	15	1	365	0,8	52.560	Chuveiros
3	3	3	3	365	0,8	23.652	Torneiras
1	3	5	3	365	0,8	13.140	Torneira Cozinha
						Total (l/ano)	194.472
Aquecimento médio de 20 para 45 °C				$\Delta t = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$		kcal/ano	4.861.800
						kWh/ano	5.653

Fonte: Elaborado pelo Autor

Após determinar o consumo de água quente da residência, é necessário encontrar o valor de gás consumido pelo CHP, para isso utiliza-se o valor de consumo de gás fornecido na folha de dados do fabricante em kW, transforma-se

em kcal/h e divide pelo PCI do gás natural, obtendo o consumo do CHP em m³/h, conforme o cálculo a seguir.

$$\text{Consumo gás} \left(\frac{m^3}{h} \right) = \frac{17,5kW \times 860\text{kcal}/kWh}{8560\text{kcal}/m^3} = 1,76 \frac{m^3}{h}$$

Com o consumo do CHP é necessário encontrar o tempo de uso mensal do mesmo, ele servirá para calcular a quantidade de gás consumido no mês, dessa forma temos:

$$\text{Tempo uso CHP} = \frac{\text{Energia média consumida}}{\text{Potência do CHP}} = \frac{5653 \text{kWh/ano} / 12 \text{mês/ano}}{9,9kW/0,95} = 50,1 \frac{h}{mês}$$

$$\text{Gás consumido pelo CHP} = 1,76 \frac{m^3}{h} \times 50,1 \frac{h}{mês} \times 0,95 = 84 \frac{m^3}{mês}$$

Com o valor da quantidade de gás é possível determinar o valor da tarifa de gás de Cogeração, esse valor pode ser visto na Figura 4.8 - Tarifa Gás Natural de Cogeração.

Figura 4.8 - Tarifa Gás Natural de Cogeração

Volume mensal:		84 m ³		
Termo Variável (Cogeração)		Tarifas		Valores
1	0,00 a 5.000	83,77 m ³	0,470084 R\$/m ³	R\$ 39,38
2	5.000,01 a 50.000	0,00 m ³	0,369164 R\$/m ³	R\$ 0,00
3	50.000,01 a 100.000	0,00 m ³	0,317803 R\$/m ³	R\$ 0,00
4	100.000,01 a 500.000	0,00 m ³	0,241412 R\$/m ³	R\$ 0,00
5	500.000,01 a 2.000.000	0,00 m ³	0,249553 R\$/m ³	R\$ 0,00
6	2.000.000,01 a 4.000.000	0,00 m ³	0,225881 R\$/m ³	R\$ 0,00
7	4.000.000,01 a 7.000.000	0,00 m ³	0,197649 R\$/m ³	R\$ 0,00
8	7.000.000,01 a 10.000.000	0,00 m ³	0,169413 R\$/m ³	R\$ 0,00
9	> 10.000.000	0,00 m ³	0,140522 R\$/m ³	R\$ 0,00
Termo Variável		0,470084 R\$/m ³	R\$ 39,38	
COGERAÇÃO		0,814300 R\$/m ³	R\$ 68,21	
		Valor fatura s/ ICMS	R\$ 107,59	
		Valor fatura c/ ICMS	R\$ 126,58	
		Tarifa média s/ ICMS	1,284384 R\$/m ³	
		Tarifa média c/ ICMS	1,511040 R\$/m³	

Fonte: Elaborado pelo Autor

Com o dimensionamento realizado é possível realizar a comparação do sistema de Cogeração com o sistema Convencional desse primeiro cenário, primeiramente é possível ver a questão da redução do consumo de energia elétrica da residência, isso demonstrado na Figura 4.9 - Consumo de Energia após Cogeração.

Figura 4.9 - Consumo de Energia após Cogeração

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
ENERGIA ELÉTRICA	CPFL Piratininga B1 Residencial - Bifásico	CPFL Piratininga B1 Residencial - Bifásico
Demanda Energia Elétrica (kWh/mês)	824	824
Consumo Anual Ponta (kWh)	0	0
Consumo Anual (kWh)	9.888	7.036
Consumo Anual Total (kWh)	9.888	7.036
Custo Específico (R\$/kWh) - C/ Impostos	R\$0,62945	R\$0,62945
Custo anual total de energia elétrica	R\$6.224	R\$4.429

Fonte: Elaborado pelo Autor

Nessa comparação é importante observar que houve uma redução no consumo anual de energia, essa variação representa uma economia de 28,8%, uma redução baixa para o valor do investimento.

Outra comparação a ser realizada é em relação ao uso do gás natural antes e após a cogeração, isso demonstrado na Figura 4.10 - Consumo Gás Natural após Cogeração.

Figura 4.10 - Consumo Gás Natural após Cogeração

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
GERAÇÃO DE ENERGIA A GÁS NATURAL		Microturbina
Capacidade de Geração Elétrica (kWe)		5
Disponibilidade		95%
Energia Elétrica Anual Gerada (kWh)		2.852
Consumo Anual de Gás Natural (m ³)		1.005
Custo do GN de Cogeração (R\$/m ³) - C/ Impostos		R\$1.511040
Custo com Manutenção da Microturbina		R\$86
Custo anual de geração de energia elétrica		R\$1.605
Custo do kWh Gerado (R\$/kWh) - C/ Impostos		R\$0,56267
ENERGIA TÉRMICA - ÁGUA QUENTE	Solar Térmico	
Capacidade de Geração Térmica (kWt)	-	9,9
Energia Térmica produzida pela Cogeração (kWh)	-	5.653
Consumo anual de Água Quente (kWh)	5.653	-
Eficiência do Gerador de Água Quente a Gás Natura	-	-
Consumo Anual de Gás Natural (m ³)	-	-
Custo do GN Residencial (R\$/m ³) - C/ Impostos	-	-
Custo anual de geração de água quente	-	-
Custo do kWh Gerado (R\$/kWh) - C/ Impostos	-	-

Fonte: Elaborado pelo Autor

Essa análise é importante, pois nela demonstra que antes da Cogeração não haviam gastos com geração de energia, e esse novo gasto é semelhante à economia de energia visto anteriormente. Dessa forma, afetando de uma forma negativa o payback.

Assim sendo, é possível determinar a comparação dos custos operacional e dos investimentos, sendo possível determinar a economia operacional e o payback simples, demonstrado na Figura 4.11 - Custos Operacionais após Cogeração.

Figura 4.11 - Custos Operacionais após Cogeração

CUSTO OPERACIONAL	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Custo anual total de energia elétrica	R\$6.224	R\$4.429
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$1.605
Custo anual de geração de água quente	-	-
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$6.224	R\$6.034
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	R\$190 3%

INVESTIMENTOS	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Aquisição e Instalação da Microturbina	R\$15.000	R\$77.000
INVESTIMENTO TOTAL	R\$15.000	R\$77.000
INVESTIMENTO ADICIONAL		R\$62.000
PAYBACK SIMPLES (anos)		325,5

Fonte: Elaborado pelo Autor

Nota-se que a economia foi de apenas 3% dos gastos anteriores com um payback simples de 325,5 anos, ou seja, inviabilizando totalmente o projeto.

Porém, mesmo com a baixa eficiência essa microgeração mostrou ser qualificada de acordo com a norma da ANEEL, desse modo esse sistema poderia ser conectado à rede e ser tarifado de acordo com o net metering, o resultado da qualificação pode ser observado na Figura 4.12 - Qualificação da Cogeração.

Figura 4.12 - Qualificação da Cogeração

Cálculo requisito de qualificação da Cogeração - ANEEL Resol. n° 235 14/11/06

$$\begin{aligned}
 E_f &= 1,20 \text{ kWh/h} \\
 E_e &= 0,34 \text{ kWh/h} \quad 54\% = \frac{E_t}{E_f} \geq 15\% & \text{Cumpre} & \text{requisito (a)} \\
 E_t &= 0,65 \text{ kWh/h} \\
 X &= 2,14 \\
 F_c &= 41\% \quad 54\% = \left(\frac{E_t}{E_f} \right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq F_c\% & \text{Cumpre} & \text{requisito (b)}
 \end{aligned}$$

Cogeração Qualificada ANEEL

Fator de Utilização de Energia - FUE

$$\begin{aligned}
 W &= 5 \text{ kW} \\
 Q_u &= 10 \text{ kW} \\
 Q_{comb} &= 18 \text{ kW}
 \end{aligned}
 \quad FUE = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_u}{\dot{Q}_{comb}} = 85\%$$

Fonte: Elaborado pelo Autor

Cenário 2 – EE + GN Residencial

Para se realizar o dimensionamento nesse cenário realizou-se as mesmas etapas do cenário 1, a primeira etapa consiste em determinar a quantidade de água a ser aquecida durante o ano todo, dessa forma é possível determinar a energia necessária para esse consumo de água. Considerando uma temperatura de 45°C

como aquecimento e uma temperatura média de 20°C, foi possível encontrar o valor da energia consumido anualmente, como o CHP funcionará como um aquecedor de passagem, esse valor encontrado será o mesmo que a cogeração deverá produzir, esses dados podem ser observados na Figura 4.7 - Consumo de Água Quente.

Após determinar o consumo de água quente da residência, é necessário encontrar o valor de gás consumido pelo CHP, para isso utiliza-se o valor de consumo de gás fornecido na folha de dados do fabricante em kW, transforma-se em kcal/h e divide pelo PCI do gás natural, obtendo o consumo do CHP em m³/h, conforme o cálculo a seguir.

$$\text{Consumo gás} \left(\frac{m^3}{h} \right) = \frac{17,5kW \times 860kcal/kWh}{8560kcal/m^3} = 1,76 \frac{m^3}{h}$$

Com o consumo do CHP é necessário encontrar o tempo de uso mensal do mesmo, ele servirá para calcular a quantidade de gás consumido no mês, dessa forma temos:

$$\text{Tempo uso CHP} = \frac{\text{Energia média consumida}}{\text{Potência do CHP}} = \frac{5653 \text{ kWh/ano} / 12 \text{ meses/ano}}{9,9 \text{ kW} / 0,95} = 50,1 \frac{\text{h}}{\text{mês}}$$

$$\text{Gás consumido pelo CHP} = 1,76 \frac{m^3}{h} \times 50,1 \frac{h}{\text{mês}} \times 0,95 = 84 \frac{m^3}{\text{mês}}$$

Com o dimensionamento realizado é possível realizar a comparação do sistema de Cogeração com o sistema Convencional desse cenário 2, primeiramente é possível ver a questão da redução do consumo de energia elétrica da residência, isso demonstrado na Figura 4.13 - Consumo de Energia após Cogeração.

Figura 4.13 - Consumo de Energia após Cogeração

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
ENERGIA ELÉTRICA	CPFL Piratininga B1 Residencial - Bifásico	CPFL Piratininga B1 Residencial - Bifásico
Demanda Energia Elétrica (kWh/mês)	824	824
Consumo Anual Ponta (kWh)	0	0
Consumo Anual (kWh)	9.888	7.036
Consumo Anual Total (kWh)	9.888	7.036
Custo Específico (R\$/kWh) - C/ Impostos	R\$0,62945	R\$0,62945
Custo anual total de energia elétrica	R\$6.224	R\$4.429

Fonte: Elaborado pelo Autor

Nessa comparação é importante observar que houve uma redução no consumo anual de energia, essa variação representa uma economia de 28,8%, uma redução baixa para o valor do investimento.

Outra comparação a ser realizada é em relação ao uso do gás natural antes e após a cogeração, isso demonstrado na Figura 4.14 - Consumo de GN após Cogeração.

Figura 4.14 - Consumo de GN após Cogeração

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
GERAÇÃO DE ENERGIA A GÁS NATURAL		Microturbina
Capacidade de Geração Elétrica (kWe)		5
Disponibilidade		95%
Energia Elétrica Anual Gerada (kWh)		2.852
Consumo Anual de Gás Natural (m ³)		1.005
Custo do GN de Cogeração (R\$/m ³) - C/ Impostos		R\$1,511040
Custo com Manutenção da Microturbina		R\$86
Custo anual de geração de energia elétrica		R\$1.605
Custo do kWh Gerado (R\$/kWh) - C/ Impostos		R\$0,56267
ENERGIA TÉRMICA - ÁGUA QUENTE		
Capacidade de Geração Térmica (kWt)		10
Energia Térmica produzida pela Cogeração (kWh)		5.653
Consumo anual de Água Quente (kWh)		5.653
Eficiência do Gerador de Água Quente a Gás Natura		85%
Consumo Anual de Gás Natural (m ³)		668
Custo do GN Residencial (R\$/m ³) - C/ Impostos		R\$5,111240
Custo anual de geração de água quente		R\$3.415
Custo do kWh Gerado (R\$/kWh) - C/ Impostos		R\$0,60413

Fonte: Elaborado pelo Autor

Essa análise é importante, pois nela demonstra o consumo e custo do gás natural e a diferença da tarifa residencial e da tarifa para a cogeração, na Figura 4.15 e na Figura 4.16.

Figura 4.15 - Tarifa GN Cogeração

Volume mensal:		84 m ³
Termo Variável (Cogeração)		
1	0,00 a 5.000	83,77 m ³
2	5.000,01 a 50.000	0,00 m ³
3	50.000,01 a 100.000	0,00 m ³
4	100.000,01 a 500.000	0,00 m ³
5	500.000,01 a 2.000.000	0,00 m ³
6	2.000.000,01 a 4.000.000	0,00 m ³
7	4.000.000,01 a 7.000.000	0,00 m ³
8	7.000.000,01 a 10.000.000	0,00 m ³
9	> 10.000.000	0,00 m ³
Termo Variável		0,470084 R\$/m ³
		R\$ 39,38
Termo Fixo =		0,814300 R\$/m ³
		R\$ 68,21
COGERAÇÃO		
		Valor fatura s/ ICMS R\$ 107,59
		Valor fatura c/ ICMS R\$ 126,58
		Tarifa média s/ ICMS 1,284384 R\$/m ³
		Tarifa média c/ ICMS 1,511040 R\$/m³

Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 4.16 - Tarifa GN Residencial

Volume mensal:		55,68 m ³
Residencial Individual Variável		
1	0,00 a 1,00	1,00 m ³
2	1,01 a 3,00	2,00 m ³
3	3,01 a 7,00	4,00 m ³
4	7,01 a 14,00	7,00 m ³
5	14,01 a 34,00	20,00 m ³
6	34,01 a 600,00	21,68 m ³
7	600,01 a 1.000,00	0,00 m ³
8	> 1.000,00	0,00 m ³
Termo Variável		4,194598 R\$/m ³
		R\$ 233,57
Termo Fixo =		8,35 R\$/mês
		Valor fatura s/ ICMS R\$ 241,92
RESIDENCIAL INDIVIDUAL		R\$ 284,61
		Tarifa média s/ ICMS 4,344554 R\$/m ³
		Tarifa média c/ ICMS 5,111240 R\$/m³

Fonte: Elaborado pelo Autor

É possível observar que mesmo com o consumo de gás natural aumentando, o valor cobrado será menor, isso ocorre, pois, a tarifa de Cogeração é menor que a tarifa Residencial, isso sendo um atrativo para a cogeração.

Assim sendo, é possível determinar a comparação dos custos operacional e dos investimentos, sendo possível determinar a economia operacional e o payback simples, demonstrado na Figura 4.17 - Custos Operacionais após Cogeração.

Figura 4.17 - Custos Operacionais após Cogeração

CUSTO OPERACIONAL	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Custo anual total de energia elétrica	R\$6.224	R\$4.429
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$1.605
Custo anual de geração de água quente	R\$3.415	-
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$9.639	R\$6.034
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	R\$3.606
		37%

INVESTIMENTOS	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Aquisição e Instalação da Microturbina	R\$2.500	R\$77.000
INVESTIMENTO TOTAL	R\$2.500	R\$77.000
INVESTIMENTO ADICIONAL		R\$74.500
PAYBACK SIMPLES (anos)		20,7

Fonte: Elaborado pelo Autor

Nota-se que a economia foi de apenas 37% dos gastos anteriores com um payback simples de 20,7 anos, ou seja, inviabilizando totalmente o projeto.

Porém, mesmo com a baixa eficiência essa microgeração mostrou ser qualificada de acordo com a norma da ANEEL, desse modo esse sistema poderia ser conectado à rede e ser tarifado de acordo com o net metering, o resultado da qualificação pode ser observado na Figura 4.18 - Qualificação da Cogeração.

Figura 4.18 - Qualificação da Cogeração

Cálculo requisito de qualificação da Cogeração - ANEEL Resol. n° 235 14/11/06

Ef	1 kWh/h				
Ee	0,34 kWh/h	$54\% = \frac{Et}{Ef} \geq 15\%$		Cumpre	requisito (a)
Et	0,65 kWh/h				
X	2,14				
Fc	41%	$54\% = \left(\frac{Et}{Ef} \right) \div X + \frac{Ee}{Ef} \geq Fc\% \quad \text{Cumpre}$			requisito (b)

Cogeração Qualificada ANEELFator de Utilização de Energia - FUE

W	5 kW			
Qu	10 kW	$FUE = \frac{W + \dot{Q}_u}{\dot{Q}_{comb}} = 85\%$		
\dot{Q}_{comb}	18 kW			

Fonte: Elaborado pelo Autor

Cenário 3 – EE Total

Para se realizar o dimensionamento nesse cenário realizou-se algumas etapas, a primeira etapa consiste em determinar a quantidade de água a ser aquecida durante o ano todo, dessa forma é possível determinar a energia necessária para esse consumo de água. Considerando uma temperatura de 45°C como aquecimento e uma temperatura média de 20°C, foi possível encontrar o valor da energia consumido anualmente, nesse cenário também foi calculada a quantidade de energia usada por chuveiros e torneiras elétricas, os cálculos podem ser observados na Figura 4.19 - Consumo de Água Quente.

Figura 4.19 - Consumo de Água Quente

Aquecimento de água para Banho e Cozinha

Nº apto.	Cap. Ducha (l/min)	Tempo médio banho (min)	Uso/dia	Dias/ano	Fator de ocupação	Total (l/ano)
1	5,8	20	2	365	0,8	67.744 Chuveiro
1	3,2	20	1	365	0,8	18.688 Chuveiro
3	3	3	3	365	0,8	23.652 Torneira Elétrica
1	3	5	3	365	0,8	13.140 Torneira Elétrica
						Total (l/ano) 123.224
Aquecimento médio de 20 para 45 °C			$\Delta t = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$		kcal/ano	3.080.600
						kWh/ano 3.582

Aquecimento de água

Nº apto.	Potência (kW)	Tempo médio (h)	Quantidade de uso/dia	Dias/ano	Eficiência	Total (kWh/ano)
1	5,8	0,333333333	2	365	0,95	1.341 Chuveiro
1	6,8	0,333333333	1	365	0,95	786 Chuveiro
3	4,4	0,05	3	365	0,95	687 Torneira Elétrica
1	4,4	0,083333333	3	365	0,95	381 Torneira Elétrica
						Total (kWh/ano) 3.195

Fonte: Elaborado pelo Autor

É importante observar que para o aquecimento da água por gás natural é necessária uma quantidade maior de energia do que o aquecimento elétrico.

Após determinar o consumo de água quente da residência, é necessário encontrar o valor de gás consumido pelo CHP, para isso utiliza-se o valor de consumo de gás fornecido na folha de dados do fabricante em kW, transforma-se em kcal/h e divide pelo PCI do gás natural, obtendo o consumo do CHP em m³/h, conforme o cálculo a seguir.

$$\text{Consumo gás} \left(\frac{m^3}{h} \right) = \frac{17,5kW \times 860kcal/kWh}{8560kcal/m^3} = 1,76 \frac{m^3}{h}$$

Com o consumo do CHP é necessário encontrar o tempo de uso mensal do mesmo, ele servirá para calcular a quantidade de gás consumido no mês, dessa forma temos:

$$\text{Tempo uso CHP} = \frac{\text{Energia média consumida}}{\text{Potência do CHP}} = \frac{3582 \text{ kWh/ano} / 12 \text{ meses/ano}}{9,9kW / 0,95} = 31,7 \frac{h}{mês}$$

$$\text{Gás consumido pelo CHP} = 1,76 \frac{m^3}{h} \times 31,7 \frac{h}{mês} \times 0,95 = 53 \frac{m^3}{mês}$$

Com o valor da quantidade de gás é possível determinar o valor da tarifa de gás de Cogeração, esse valor pode ser visto na Figura 4.20 - Tarifa Gás Natural de Cogeração.

Figura 4.20 - Tarifa Gás Natural de Cogeração

Volume mensal:			53 m ³		
Termo Variável (Cogeração)			Tarifas	Valores	
1	0,00 a 5.000	53,08 m ³	0,470084 R\$/m ³	R\$ 24,95	
2	5.000,01 a 50.000	0,00 m ³	0,369164 R\$/m ³	R\$ 0,00	
3	50.000,01 a 100.000	0,00 m ³	0,317803 R\$/m ³	R\$ 0,00	
4	100.000,01 a 500.000	0,00 m ³	0,241412 R\$/m ³	R\$ 0,00	
5	500.000,01 a 2.000.000	0,00 m ³	0,249553 R\$/m ³	R\$ 0,00	
6	2.000.000,01 a 4.000.000	0,00 m ³	0,225881 R\$/m ³	R\$ 0,00	
7	4.000.000,01 a 7.000.000	0,00 m ³	0,197649 R\$/m ³	R\$ 0,00	
8	7.000.000,01 a 10.000.000	0,00 m ³	0,169413 R\$/m ³	R\$ 0,00	
9	> 10.000.000	0,00 m ³	0,140522 R\$/m ³	R\$ 0,00	
Termo Variável			0,470084 R\$/m ³	R\$ 24,95	
Termo Fixo =			0,814300 R\$/m ³	R\$ 43,22	
COGERAÇÃO			Valor fatura s/ ICMS	R\$ 68,18	
COGERAÇÃO			Valor fatura c/ ICMS	R\$ 80,21	
COGERAÇÃO			Tarifa média s/ ICMS	1,284384 R\$/m ³	
COGERAÇÃO			Tarifa média c/ ICMS	1,511040 R\$/m³	

Fonte: Elaborado pelo Autor

Com o dimensionamento realizado é possível realizar a comparação do sistema de Cogeração com o sistema Convencional desse cenário, primeiramente é possível ver a questão da redução do consumo de energia elétrica da residência, isso demonstrado na Figura 4.21 - Consumo de Energia após Cogeração.

Figura 4.21 - Consumo de Energia após Cogeração

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
ENERGIA ELÉTRICA	CPFL Piratininga B1 Residencial - Bifásico	CPFL Piratininga B1 Residencial - Bifásico
Demandas Energia Elétrica (kWh/mês)	824	824
Consumo Anual Ponta (kWh)	0	0
Consumo Anual (kWh)	9.888	8.081
Consumo Anual Total (kWh)	9.888	8.081
Custo Específico (R\$/kWh) - C/ Impostos	R\$0,62945	R\$0,62945
Custo anual total de energia elétrica	R\$6.224	R\$5.087

Fonte: Elaborado pelo Autor

Nessa comparação é importante observar que houve uma redução no consumo anual de energia, essa variação representa uma economia de 18,3%, uma redução baixa para o valor do investimento.

Outra comparação a ser realizada é em relação ao gasto de energia para aquecer água e o custo para gerar energia antes e após a Cogeração, isso demonstrado na Figura 4.22 - Consumo Gás Natural após Cogeração.

Figura 4.22 - Consumo Gás Natural após Cogeração

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
GERAÇÃO DE ENERGIA A GÁS NATURAL		
Capacidade de Geração Elétrica (kWe)		5
Disponibilidade		95%
Energia Elétrica Anual Gerada (kWh)		1.807
Consumo Anual de Gás Natural (m ³)		637
Custo do GN de Cogeração (R\$/m ³) - C/ Impostos		R\$1.511040
Custo com Manutenção da Microturbina		R\$54
Custo anual de geração de energia elétrica		R\$1.017
Custo do kWh Gerado (R\$/kWh) - C/ Impostos		R\$0,56267
ENERGIA TÉRMICA - ÁGUA QUENTE		
Capacidade de Geração Térmica (kWt)	-	9,9
Energia Térmica produzida pela Cogeração (kWh)	-	3.582
Consumo anual de Água Quente (kWh)	3.582	-
Eficiência das Duchas de Água Quente	95%	-
Consumo Anual Energia (kWh)	3.195	-
Custo do kWh Residencial (R\$/kWh) - C/ Impostos	R\$0,629454	-
Custo anual de geração de água quente	R\$2.011	-
Custo do kWh Gerado (R\$/kWh) - C/ Impostos	R\$0,62945	-

Fonte: Elaborado pelo Autor

Assim sendo, é possível determinar a comparação dos custos operacional e dos investimentos, sendo possível determinar a economia operacional e o payback simples, demonstrado na Figura 4.23 - Custos Operacionais após Cogeração.

Figura 4.23 - Custos Operacionais após Cogeração

CUSTO OPERACIONAL	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Custo anual total de energia elétrica	R\$6.224	R\$5.087
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$1.017
Custo anual de geração de água quente	R\$2.011	-
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$8.235	R\$6.103
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	R\$2.132
		26%
INVESTIMENTOS		
Aquisição e Instalação da Microturbina	-	R\$77.000
INVESTIMENTO TOTAL	R\$0	R\$77.000
INVESTIMENTO ADICIONAL		R\$77.000
PAYBACK SIMPLES (anos)		36,1

Fonte: Elaborado pelo Autor

Nota-se que a economia foi de apenas 26% dos gastos anteriores com um payback simples de 36,1 anos, ou seja, inviabilizando totalmente o projeto.

Porém, mesmo com a baixa eficiência essa microgeração mostrou ser qualificada de acordo com a norma da ANEEL, desse modo esse sistema poderia ser conectado à rede e ser tarifado de acordo com o net metering, o resultado da qualificação pode ser observado na Figura 4.24 - Qualificação da Cogeração.

Figura 4.24 - Qualificação da Cogeração

Cálculo requisito de qualificação da Cogeração - ANEEL Resol. n° 235 14/11/06

E_f	1 kWh/h				
E_e	0,22 kWh/h	$54\% = \frac{E_t}{E_f} \geq 15\%$		Cumpre	requisito (a)
E_t	0,41 kWh/h				
X	2,14				
F_c	41%	$54\% = \left(\frac{E_t}{E_f} \right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq F_c\%$		Cumpre	requisito (b)

Cogeração Qualificada ANEELFator de Utilização de Energia - FUE

W	5 kW			
Q_u	10 kW	$FUE = \frac{W + \dot{Q}_u}{\dot{Q}_{comb}} = 85\%$		
Q_{comb}	18 kW			

Fonte: Elaborado pelo Autor

4.3 Solução Alternativa Cogeração

Nos 3 cenários estudados apenas foi considerado a colocação do sistema de cogeração para o aquecimento de água colocando o CHP como um aquecedor de passagem, não se observou o gasto de energia da residência e a possibilidade de ser feito um estudo de eficiência energética. Portanto, nessa configuração alternativa visa à eficiência energética do consumo de energia elétrica da residência.

Ao se olhar o tipo de cada equipamento eletrônico, foi possível observar a presença de 5 ar-condicionados na casa, sendo um na sala e mais um em cada quarto.

Assim sendo, ao realizar o estudo de eficiência energética para a implantação de um sistema de Cogeração é possível trocar qualquer ar-condicionado da casa por um sistema de climatização feito junto com a cogeração.

Portanto, a nova configuração consiste no aumento da carga térmica para realizar a climatização da residência e o aquecimento de água. Dessa forma teríamos um balanço muito melhor do que se tem hoje.

Entretanto, esse estudo não foi realizado devido ao alto valor de investimento inicial, pois além do micro CHP será necessário um sistema de climatização, o que pode elevar muito mais o investimento inicial, sendo muito difícil ter um payback baixo em qualquer um dos 3 cenários apresentados.

4.4 Análise econômica (Payback, TIR, VPL)

Para realizar o levantamento de custos e consequentemente a análise financeira dos sistemas realizou-se um orçamento com empresas dos setores. Para o sistema fotovoltaico, entrou-se em contato com a empresa Corona Solar, que realiza a integração dos sistemas de geração de energia solar, empresa com sede no município de Jacareí-SP, esse orçamento pode ser visto na Figura 4.25 - Orçamento Corona Solar.

Figura 4.25 - Orçamento Corona Solar

Custo do Sistema		
Item	Descrição	Valor (R\$)
1	Serviços - Projeto e Instalação	7.000,00
2	Material (Módulos, Inversores, Estrutura, Cabos, Conectores e String Box)	23.190,00
3	Valor Total (R\$)	30.190,00

Fonte: Corona Solar

Após determinar os custos de implantação é possível se obter as análises de payback, TIR e VPL. Para os custos de energia foi considerado as tarifas da CPFL Piratininga mais o adicional da Bandeira Vermelha Patamar 2. As bandeiras mudam conforme as informações do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) sobre a geração de energia por parte das Termelétricas, com essas informações a ANEEL divulga a bandeira tarifária em vigor e as distribuidoras informam os consumidores. O cálculo do custo da energia elétrica para a CPFL Piratininga pode ser observado na Figura 4.26 - Custo de Energia Elétrica.

Figura 4.26 - Custo de Energia Elétrica

Cálculo custo de Energia Elétrica - Sistema Convencional						
CPFL Piratininga B1 Residencial - Bifásico	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kWh/mês)	Consumo (kWh/ano)	Custo (R\$)	Dias de uso
Consumo uso Sistema [kWh] -TUSD	R\$ 0,16786 /kWh	R\$ 0,241178 /kWh	824	9.888	2.385	
Consumo Bandeira Verde - TE	R\$ 0,23776 /kWh	R\$ 0,34 /kW	824	-	3.378	
Adicional Bandeira Amarela	R\$ 0,02000 /kWh	R\$ 0,02874 /kW	824	-	0,00	0
Adicional Bandeira Vermelha Patamar 1	R\$ 0,03000 /kWh	R\$ 0,04310 /kW	824	-	0,00	0
Adiciona Bandeira Vermelha Patamar 2	R\$ 0,03500 /kWh	R\$ 0,04667 /kW	824	-	461,44	30
Total anual				9.888	6.224	
Custo Específico EE (R\$/kWh)					0,62945	
		Impostos inclusos:		PIS/PASEP/COFINS	5,4%	
				ICMS	25,0%	

Fonte: Elaborado pelo Autor

Com o custo da energia e o valor da energia é possível determinar o fluxo de caixa, porém o fluxo de caixa não será constante, nesse estudo será considerado a

inflação prevista para o ano de 2017 como a variação do custo de energia anual. E como taxa de desconto será considerado o valor do rendimento de uma poupança, ou seja, o investimento inicial será totalmente de uma poupança do cliente. No “Anexo D – Planilha Retorno de Investimento Sistema Fotovoltaico”, é possível analisar todos os valores durante o período estudado de 25 anos.

Com o fluxo de caixa e o tempo de estudo definidos é possível determinar o tempo de retorno do investimento (payback), assim como os valores da taxa interna de retorno (TIR) e o Valor presente líquido (VPL), esses resultados sendo demonstrados na Figura 4.27 - Análise Financeira Sistema Fotovoltaico. Com os valores de 4,6 anos para o payback simples, um VPL de R\$67.100,70 e uma TIR de 23,4%, esse valor da TIR representa a análise de viabilidade do projeto, nesse caso a TIR apresenta um alto valor, mostrando que o projeto de um sistema fotovoltaico é viável para essa residência.

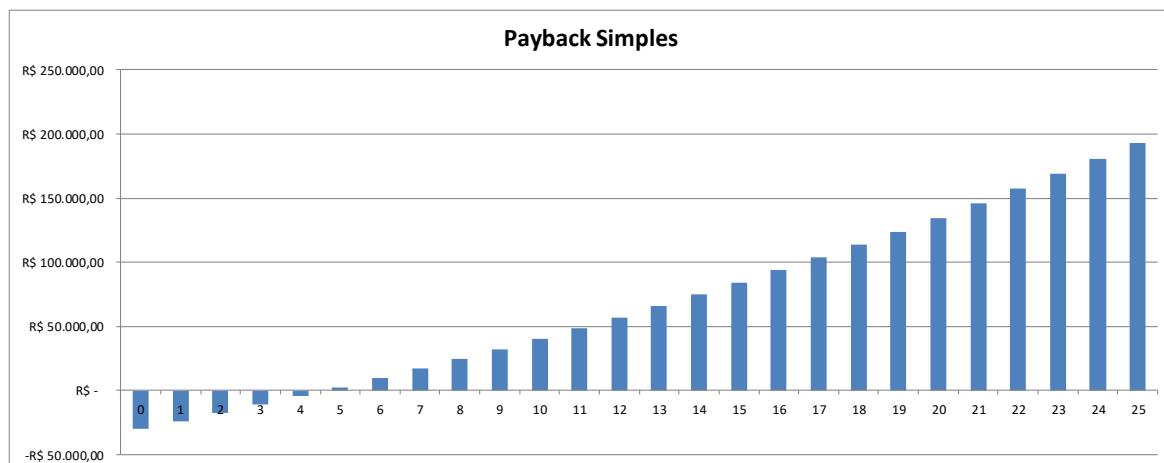
Figura 4.27 - Análise Financeira Sistema Fotovoltaico

Payback Simples	4,607	anos	VP	R\$ 97.290,70
Payback Descontado	5,567	anos	VPL	R\$ 67.100,70
Investimento Inicial	R\$ 30.190,00			
Capital Próprio	R\$ 30.190,00	100%	Taxa de retorno	6,8%
Empréstimo	R\$ -	0%	Juros Empréstimo	26,67%
Taxa de Desconto (WACC)	6,80%		Imposto de Renda	27,5%
TIR	23,4%			

Fonte: Elaborado pelo Autor

Na Figura 4.28 - Payback Simples Sistema Fotovoltaico observa-se o comportamento do fluxo de caixa referente ao valor do investimento inicial.

Figura 4.28 - Payback Simples Sistema Fotovoltaico



Fonte: Elaborado pelo Autor

Para realizar a análise financeira do sistema de cogeração considerou-se o sistema do cenário 2, visto como o cenário mais atrativo para essa aplicação.

Realizou-se um orçamento com a empresa Toyota Tsusho do Brasil para a linha de micro CHP que eles importam para o Brasil. São CHP da marca Yanmar, no estudo utilizou-se o modelo CP5WG1, com o valor de R\$70.000,00, visto na Tabela. Para o investimento inicial considerou-se um acréscimo de 10% do valor do equipamento para os custos de projeto, mão-de-obra e materiais.

Tabela 4.1- Orçamento micro CHP

Modelo	Geração		Operação	Preço (R\$)	Prazo de Entrega
	KWe	KWt			
CP5WG1	5,0	9,9	Ilha/Grid	70.000,00	4 meses
CP10WG	10,0	17,6	Ilha/Grid	110.000,00	4 meses
CP10WE1	10,0	16,2	Ilha/Grid	-	-
CP25WE	25,0	38,4	Ilha/Grid	220.000,00	4 meses
CP35D1	35,0	59,8	Ilha/Grid	270.000,00	4 meses

Fonte: Toyota Tsusho

Para o cálculo do fluxo de caixa de caixa considerou as tarifas de energia e gás natural residencial contra as tarifas de energia e gás natural de cogeração, essas tarifas vistas anteriormente durante o dimensionamento do sistema. Para a análise desse investimento adotou-se um período de estudo de 35 anos.

Com o fluxo de caixa definido e considerando a mesma situação do sistema fotovoltaico, onde o cliente irá utilizar o dinheiro de uma poupança para o investimento inicial, obtendo dessa forma uma taxa de desconto de 6,8%. Com esses parâmetros encontrou-se um payback simples de 20,7 anos, uma TIR de apenas 3,3% e um VPL negativo de -R\$26.777,00, isso significa que o projeto não irá se pagar dentro do período estudado. Esses valores podem ser vistos na Figura 4.29 - Análise Financeira Sistema de Cogeração.

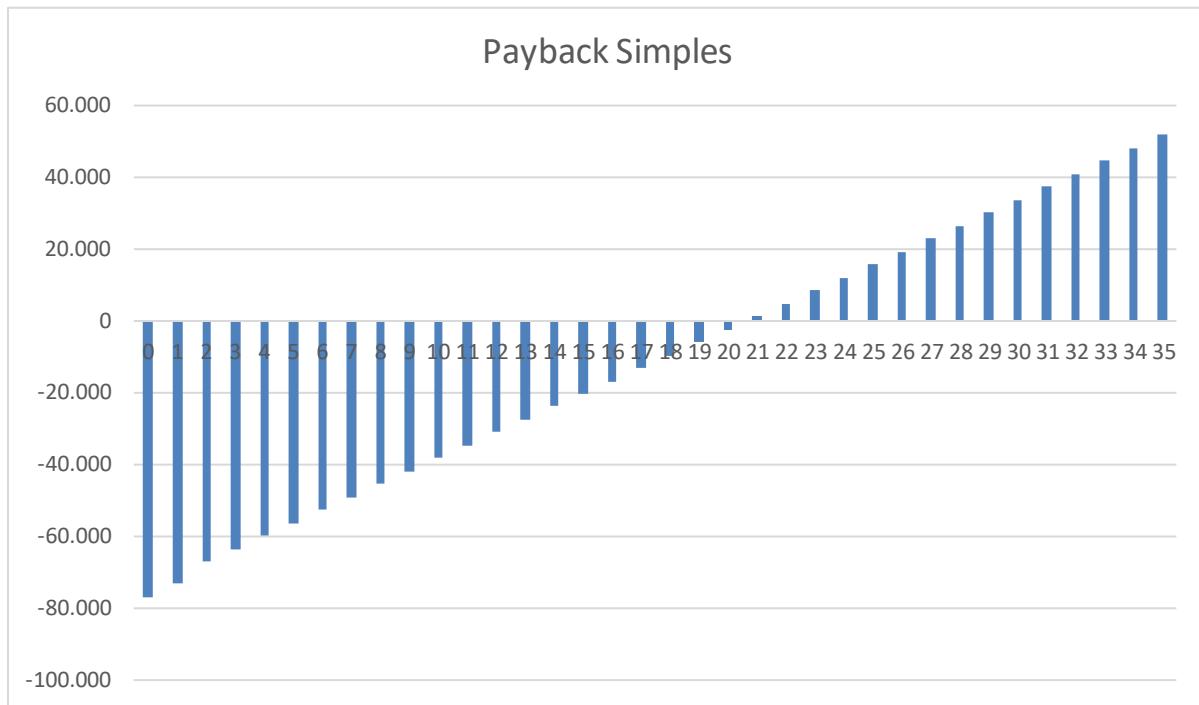
Figura 4.29 - Análise Financeira Sistema de Cogeração

Parâmetros Financeiros		Resultado Financeiro	
Inv. Inicial Adicional	-R\$ 74.500	IIo	Payback simples 20,7 anos
Fluxo de Caixa	R\$ 3.606	FLC	Payback Descontado 109,3 anos
Taxa de desconto	7%	r	VPL -R\$ 26.777
Período (anos)	35	n	TIR 3,3%

Fonte: Elaborado pelo Autor

Na Figura 4.30 - Payback Simples Sistema de Cogeração observa-se o comportamento do fluxo de caixa em relação ao investimento inicial, vendo o grande período para que o projeto se pague.

Figura 4.30 - Payback Simples Sistema de Cogeração



Fonte: Elaborado pelo Autor

5 CONCLUSÕES

O principal objetivo desse estudo foi estudar novas alternativa para a geração de energia no ambiente residencial, porém no estudo realizado não se obteve o resultado esperado, isso se deve à alguns fatores:

As tecnologias de cogeração se mostram bastante eficientes e possuem várias vantagens na questão ambiental devido as baixas emissões de CO₂, porém no cenário residencial o custo inicial é muito elevado, inviabilizando qualquer projeto.

Na questão de viabilidade técnica, a cogeração para microgeração não se mostrou viável, pois depois de realizada uma pesquisa de mercado acabou-se encontrando apenas um fornecedor de Micro CHP, o Micro CHP da Yanmar fornecido pela Toyota Tsusho, com a valor mínimo de R\$70.000,00, e uma potência de 5kWe, sendo um valor e uma potência muito alta para apenas uma residência, pois em nenhum dos casos foi possível obter um tempo de payback aceitável, assim como uma TIR aceitável. Assim sendo, esse Micro CHP terá uma melhor eficiência quando aplicado para um pequeno grupo de residências, pequenos condomínios, academias e até pequenos clubes.

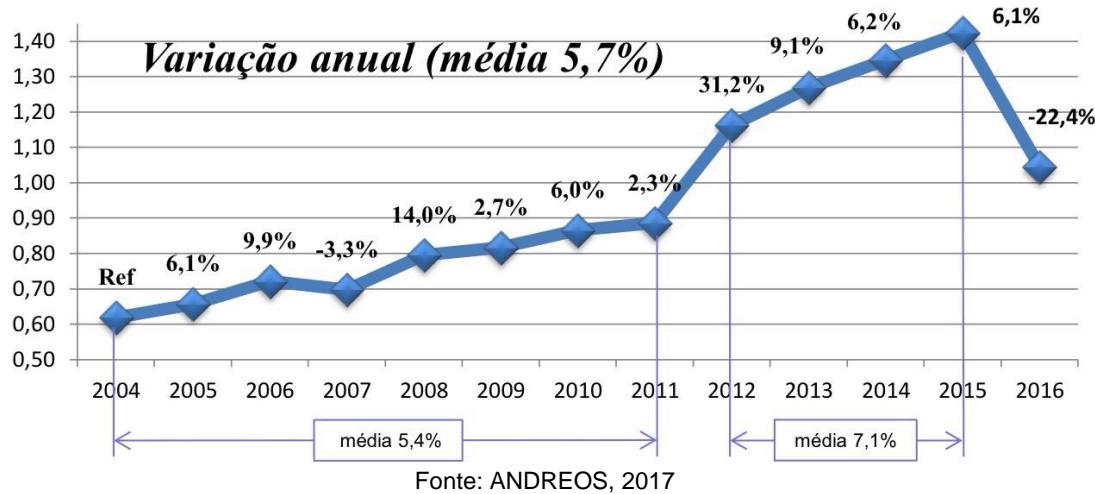
Dessa forma é necessário investir no desenvolvimento de tecnologia nessa área, seja no desenvolvimento de uma tecnologia nacional ou em trazer mais indústrias multinacionais para o país. Desse modo, a oferta irá aumentar trazendo um melhor ponto de equilíbrio para o cliente.

O gás natural se mostrou um combustível muito eficiente. Entretanto as tarifas não se demonstraram atraentes para o investimento, isso se confirma na utilização das tarifas da COMGÁS e não da Gás Fenosa para os estudos, pois a tarifa da Gás Fenosa é apenas para a Cogeração Industrial. Porém, mesmo utilizando a tarifa da COMGÁS, obteve uma redução de apenas R\$0,06 (seis centavos), no custo do kWh, tendo uma redução de R\$0,62/kWh para R\$0,56/kWh, sendo essa redução de 10% muito baixa para se considerar um alto investimento inicial, onde não se obteve um retorno do investimento.

Na Figura 5.1 observa-se a variação da tarifa de gás ao longo dos últimos anos, onde demonstra um cenário favorável até o ano de 2011, após esse ano houve aumentos constantes no valor da tarifa inviabilizando qualquer projeto na área de cogeração, mesmo com a redução no ano de 2016 o valor ainda é considerado

alto em comparação com os valores da energia elétrica, tendo em vista o alto tempo de retorno encontrado nos estudos realizados.

Figura 5.1 - Variação da tarifa do gás Natural



Apesar do sistema de cogeração não ter se mostrado viável para ambientes residenciais, ele pode ser empregado em empreendimentos que possuam uma carga térmica mais do que a demanda de energia elétrica, como academias onde possa existir o aquecimento de piscinas, a climatização completa da academia, assim como outros empreendimentos, como condomínios clube, centros empresariais e etc.

Tendo em vista o mercado brasileiro, para a cogeração residencial se torne viável será necessário um alto investimento em novas tecnologias, assim como uma nova política de incentivos fiscais para o uso do gás natural, ou seja, uma alta redução das tarifas para que a utilização do gás natural se torne viável em comparação ao uso da energia elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE, A. B. D. D. E. E.-. Glossário do Setor Elétrico. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/glossario-do-setor-eletrico>>. Acesso em: 24 agosto 2017.

ALMEIDA, E. D. Blog Infopetro. **Introdução da competição na indústria de gás natural**: quando mudanças na regulação não são suficientes, 2017. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2017/06/12/introducao-da-competicao-na-industria-de-gas-natural-quando-mudancas-na-regulacao-nao-sao-suficientes/>>. Acesso em: 21 outubro 2017.

ANDREOS, R. **Estudo de viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais de cogeração a gás natural no setor terciário do estado de São Paulo**. Dissertação de Mestrado - IEE Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. São Paulo. 2013.

_____. **Notas de Aula do Curso de Especialização Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. São Paulo: PECE - POLI, 2017.

ANEEL. Resolução Normativa nº235 de 14/11/2006. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**, 2006. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 23 setembro 2017.

_____. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**, 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em: 21 OUTUBRO 2017.

_____, A. N. D. E. E.-. Resolução nº482 de 17/04/2012. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 24 Agosto 2017.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Dados estatísticos**, 2017. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos>>. Acesso em: 03 nov. 2017.

BEN, B. E. N.-. BEN 2017. **Empresa de Pesquisa Energética**, 2017. Disponivel em: <<http://ben.epe.gov.br/default.aspx>>. Acesso em: 24 agosto 2017.

BONA, F. S. D.; RUPERT FILHO, E. ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL. **As Microturbinas e a Geração Distribuída**, Campinas, 2004. Disponivel em: <<http://www.proceedings.scielo.br/pdf/agrener/n5v1/018.pdf>>. Acesso em: 17 setembro 2017.

CANADIAN. Solar Modules. **60-CELL STANDARD PANELS**, 2017. Disponivel em: <https://www.canadiansolar.com/fileadmin/user_upload/downloads/datasheets/en/nsw/Canadian_Solar-Datasheet-CS6P-P_en.pdf>. Acesso em: 10 agosto 2017.

COGEN, A. D. I. D. C. D. E.-. Conceitos e Tecnologias, 2017. Disponivel em: <<http://cogensp.com.br>>. Acesso em: 24 agosto 2017.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**, 2009. Disponivel em: <<http://www.epe.gov.br/pde/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 17 agosto 2017.

IEE, I. D. E. E. A.-. Instituto de Energia e Ambiente. Disponivel em: <<http://www.iee.usp.br>>. Acesso em: 24 agosto 2017.

INEE, I. N. D. E. E.-. O Que é Cogeração?, 2017. Disponivel em: <http://www.inee.org.br/forum_co_geracao.asp?Cat=gd>. Acesso em: 24 agosto 2017.

OKAZAKI, H. **Vantagens e aplicações da cogeração a gás natural versus biomassa bagaço de cana**. Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 84. 2015.

ONS. OPERADORES NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **O Sistema em Números**, 2016. Disponivel em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 19 outubro 2017.

ROCHA, T. Cogeração - Tecnologias de Micro-cogeração (5ª PARTE), 14 abril 2016. Disponivel em: <<https://www.voltimum.pt/artigos/artigos-tecnicos/cogeracao-tecnologias-0>>. Acesso em: 24 agosto 2017.

SANTOS, M. R. C. **Estudo de um Sistema de cogeração com motor Stirling e concentrador solar.** Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto. 2012.

SIMÕES MOREIRA, J. R. (ORG.). **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.** 1ª. ed. Rio de Janeiro: LTC-Gen, 2017.

SOLAR, P. Portal Solar - Tudo sobre Energia Solar Fotovoltaica. **O INVERSOR SOLAR.** Disponivel em: <<http://www.portalsolar.com.br/o-inversor-solar.html>>. Acesso em: 23 setembro 2017.

SWERA. NREL - National Renewable Energy Laboratory. **SWERA-NREL**, 2017. Disponivel em: <<https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=z0JMe%255Bv%255D%3Dt&bL=groad&cE=0&IR=0&mC=-23.519735600778848%2C-47.48289942741394&zL=16>>. Acesso em: 08 novembro 2017.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações - Sistemas Isolados e Conectados à Rede.** 2ª. ed. São Paulo: Érica, 2015.

WAGNER, L. Manual do motor Stirling: Os tipos de motores Stirling e suas diferenças entre o Beta, Gama e Alfa. **Manual do motor Stirling**, 8 dezembro 2013. Disponivel em: <<http://manualdomotorstirling.blogspot.com.br/2013/12/os-tipos-de-motores-stirling-e-suas.html>>. Acesso em: 17 setembro 2017.

Anexo A – Folha de Dados Painel Fotovoltaico



CS6P-260 | 265 | 270P

The high quality and reliability of Canadian Solar's modules is ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

KEY FEATURES

-  Excellent module efficiency of up to 16.79 %
-  Outstanding low irradiance performance of up to 96.5 %
-  High PTC rating of up to 92.0 %
-  IP67 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 6000 Pa, wind load up to 4000 Pa *



*Black frame product can be provided upon request.

25
years

linear power output warranty

10
years

product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / TÜV-Rheinland / CE / MCS / JET / SII / CEC AU / INMETRO / CQC
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1
IEC 60068-2-68: SGS
Take-e-way



* Please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific product certificates applicable in your market.

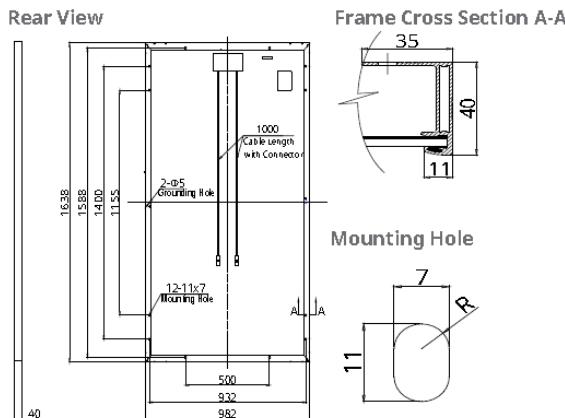
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 20 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

*For detail information, please refer to Installation Manual.

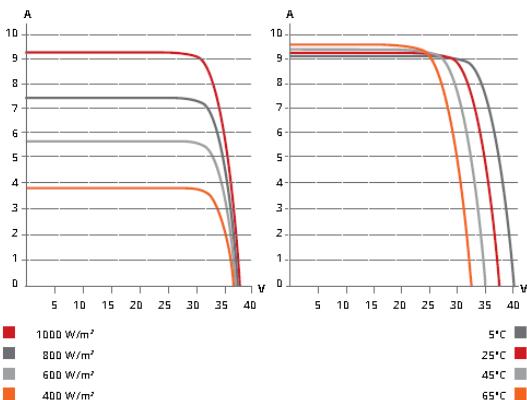
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6P-265P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A
Module Efficiency	16.16%	16.47%	16.79%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	191 W	195 W	198 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	28.0 V	28.2 V	28.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.83 A	6.92 A	7.00 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.9 V	35.1 V	35.3 V
Short Circuit Current (Isc)	7.36 A	7.45 A	7.53 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.5 % for irradiances between 200 W/m² and 1000 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The aforesaid datasheet only provides the general information on Canadian Solar products and, due to the on-going innovation and improvement, please always contact your local Canadian Solar sales representative for the updated information on specifications, key features and certification requirements of Canadian Solar products in your region.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC. May 2017. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V5.54_EN

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6×10)
Dimensions	1638×982×40 mm (64.5×38.7×1.57 in)
Weight	18 kg (39.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in) (650 mm (25.6 in) is optional)
Connectors	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 515 kg (1135.4 lbs)
Per Container (40' HQ)	728 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % /°C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % /°C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % /°C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43±2 °C

PARTNER SECTION



Scan this QR-code to discover solar projects built with this module



Anexo B – Folha de Dados Inversor

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS PRIMO

/ The communicative inverter for optimised energy management.



/ SnapINverter Technology



/ Integrated data communication



/ SuperFlex Design



/ Dynamic Peak Manager



/ Smart Grid Ready



/ Zero feed-in



/ The Fronius Primo in power categories from 3.0 to 8.2 kW perfectly completes the SnapINverter generation. This single-phase, transformerless device is the ideal inverter for private households. Its innovative SuperFlex Design provides maximum flexibility in system design, while the SnapINverter mounting system makes installation and maintenance easier than ever before. The communication package included as standard, with WLAN, energy management, several interfaces and much more besides, makes the Fronius Primo a communicative inverter for owner-occupiers.

TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

INPUT DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Number of MPP trackers			2		
Max. input current ($I_{dc,max,1} / I_{dc,max,2}$)			12.0 A / 12.0 A		
Max. array short circuit current (MPP ₁ /MPP ₂)			18.0 A / 18.0 A		
DC input voltage range ($U_{dc,min} - U_{dc,max}$)			80 - 1,000 V		
Feed-in start voltage ($U_{dc,start}$)			80 V		
Usable MPP voltage range			80 - 800 V		
Number of DC connections			2 + 2		
Max. PV generator output ($P_{dc,max}$)	4.5 kW _{peak}	5.3 kW _{peak}	5.5 kW _{peak}	6.0 kW _{peak}	6.9 kW _{peak}

OUTPUT DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
AC nominal output ($P_{ac,n}$)	3,000 W	3,500 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W
Max. output power	3,000 VA	3,500 VA	3,680 VA	4,000 VA	4,600 VA
AC output current ($I_{ac,nom}$)	13.0 A	15.2 A	16.0 A	17.4 A	20.0 A
Grid connection (voltage range)			1 - NPB 220 V / 230 V (180 V - 270 V)		
Frequency (frequency range)			50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Total harmonic distortion			< 5 %		
Power factor ($\cos \varphi_{ac,n}$)			0.85 - 1 ind. / cap.		

TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

GENERAL DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Dimensions (height x width x depth)			645 x 431 x 204 mm		
Weight			21.5 kg		
Degree of protection			IP 65		
Protection class			1		
Oversvoltage category (DC / AC) ¹⁾			2 / 3		
Night time consumption			< 1 W		
Inverter design			Transformerless		
Cooling			Regulated air cooling		
Installation			Indoor and outdoor installation		
Ambient temperature range			-40 - +55 °C		
Permitted humidity			0 - 100 %		
Max. altitude			4,000 m		
DC connection technology			4x DC+ and 4x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²		
AC connection technology			3-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²		
Certificates and compliance with standards			DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, VDE AR N 4105		

EFFICIENCY	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Max. efficiency	98.0 %	98.0 %	98.0 %	98.1 %	98.1 %
European efficiency (η_{EP})	96.1 %	96.8 %	96.8 %	97.0 %	97.0 %
MPP adaptation efficiency			> 99.9 %		

PROTECTIVE DEVICES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
DC insulation measurement			Yes		
Overload behaviour			Operating point shift, Power limitation		
DC disconnector			Yes		
Reverse polarity protection			Yes		

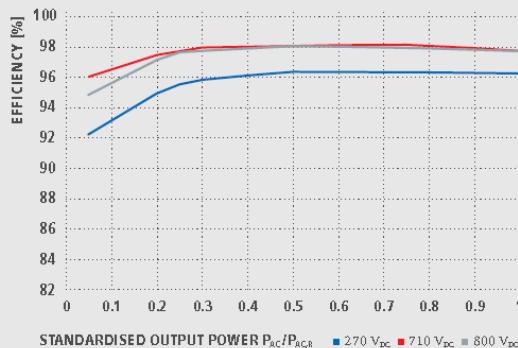
INTERFACES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
WLAN / Ethernet LAN			Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)		
6 inputs and 4 digital in/out			Interface to ripple control receiver		
USB (A socket) ²⁾			Datalogging, inverter update via USB flash drive		
2x RS422 (RJ45 socket) ²⁾			Fronius Solar Net		
Signalling output ²⁾			Energy management (potential-free relay output)		
Datalogger and Webserver			Included		
External input ²⁾			SO-Meter Interface / Input for oversvoltage protection		
RS485			Modbus RTU SunSpec or meter connection		

¹⁾ According to IEC 62109-1.

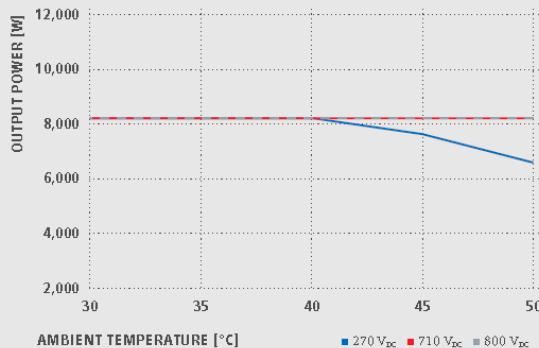
²⁾ Also available in the light version.

Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

FRONIUS PRIMO 8.2-1 EFFICIENCY CURVE



FRONIUS PRIMO 8.2-1 TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO (5.0-1, 5.0-1 AUS, 6.0-1, 8.2-1)

INPUT DATA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Number of MPP trackers			2	
Max. input current ($I_{dc,max,1} / I_{dc,max,2}$)	12.0 A / 12.0 A		18.0 A / 18.0 A	
Max. array short circuit current (MPP _j /MPP _z)	18.0 A / 18.0 A		27.0 A / 27.0 A	
DC input voltage range ($U_{dc,min} - U_{dc,max}$)		80 - 1,000 V		
Feed-in start voltage ($U_{dc,start}$)		80 V		
Usable MPP voltage range		80 - 800 V		
Number of DC connections		2 + 2		
Max. PV generator output ($P_{dc,max}$)	7.5 kW _{peak}	7.5 kW _{peak}	9.0 kW _{peak}	12.3 kW _{peak}

OUTPUT DATA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
AC nominal output ($P_{so,r}$)	5,000 W	4,600 W	6,000 W	8,200 W
Max. output power	5,000 VA	5,000 VA	6,000 VA	8,200 VA
AC output current ($I_{so,nom}$)	21.7 A	21.7 A	26.1 A	35.7 A
Grid connection (voltage range)		1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)		
Frequency (frequency range)		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Total harmonic distortion		< 5 %		
Power factor ($\cos \varphi_{so,r}$)		0.85 - 1 ind. / cap.		

GENERAL DATA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Dimensions (height x width x depth)		645 x 431 x 204 mm		
Weight		21.5 kg		
Degree of protection		IP 65		
Protection class		1		
Overvoltage category (DC / AC) ¹⁾		2 / 3		
Night time consumption		< 1 W		
Inverter design		Transformerless		
Cooling		Regulated air cooling		
Installation		Indoor and outdoor installation		
Ambient temperature range		-40 - +55 °C		
Permitted humidity		0 - 100 %		
Max. altitude		4,000 m		
DC connection technology		4x DC+ and 4x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²		
AC connection technology		3-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²		
Certificates and compliance with standards	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEC 0-21, VDE AR N 4105 ²⁾			

¹⁾ According to IEC 62109-1.²⁾ Fronius Primo 5.0-1, Fronius Primo 6.0-1 and Fronius Primo 8.2-1 are not fully compliant with VDE AR N 4105. Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

EFFICIENCY	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Max. efficiency	98.1 %	98.1 %	98.1 %	98.1 %
European efficiency (η_{EU})	97.1 %	97.1 %	97.3 %	97.5 %
MPP adaptation efficiency			> 99.9 %	

PROTECTIVE DEVICES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
DC insulation measurement		Yes		
Overload behaviour		Operating point shift power limitation		
DC disconnector		Yes		
Reverse polarity protection		Yes		

INTERFACES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
WLAN / Ethernet LAN		Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)		
6 inputs and 4 digital in/out		Interface to ripple control receiver		
USB (A socket) ¹⁾		Datalogging, inverter update via USB flash drive		
2x RS422 (RJ45 socket) ¹⁾		Fronius Solar Net		
Signalling output ¹⁾		Energy management (potential-free relay output)		
Datalogger and Webserver		Included		
External input ¹⁾		SO-Meter Interface / Input for overvoltage protection		
RS485		Modbus RTU SunSpec or meter connection		

¹⁾ Also available in the light version.

Further information and technical data can be found at www.fronius.com.

Anexo C – Planilha Dimensionamento Fotovoltaico

Dimensionamento de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica

Dados do módulo fotovoltaico em STC			Cálculo da eficiência (se não for informada no catálogo)		
Modelo:	Canadian		Área do módulo:	1,61	m ²
Potência de pico:	260	Wp	Eficiência:	16,16	%
Eficiência informada no catálogo:	16,2	%			
Dados da localidade					
Cidade:	Sorocaba-SP				
Energia diária (média anual):	5016	Wh/m ² /dia			
Dados do inverter					
Modelo:	Fronius				
Potência nominal	6000	W			
Eficiência:	98	%			
Dimensionamento					
Energia mensal desejada	824	kWh			
Energia produzida por módulo	39	kWh			
Número de módulos	24				
Área dos módulos	39	m ²			
Potência de pico dos módulos	6240	Wp			
Fator de dimensionamento dos inversores	90	%			
Potência necessária dos inversores	5616	W			
Número de inversores	1				
Custos do projeto			Quantidade	Unitário	Total
Módulo	24	R\$ 570,00	R\$	13.680,00	
Inversor	1	R\$ 8.310,00	R\$	8.310,00	
Materiais - Estrutura de montagem, cabos, conectores e string box (por módulo)	24	R\$ 50,00	R\$	1.200,00	
Serviços (instalação e projeto)	1	R\$ 7.000,00	R\$	7.000,00	
Valor do investimento:			R\$	30.190,00	
Análise econômica					
Custo por watt-pico do projeto			R\$	4,84	/Wp

Anexo D – Planilha Retorno de Investimento Sistema Fotovoltaico

Retorno do investimento											
Valor atual do kWh		R\$ 0,63									
INFLAÇÃO		2,97%									
Investimento		R\$ 30.190,00									
Ano	Custo da energia	Fluxo de Caixa	Payback Simples			VP			VPL		
0	R\$ 0,63	-R\$ 30.190,00	30.190,00	-R\$ 30.190,00	-R\$ 30.190,00	30.190,00	-R\$ 30.190,00	-R\$ 30.190,00	30.190,00	30.190,00	
1	R\$ 0,63	R\$ 6.224,04	-R\$ 23.965,96	R\$ 23.965,96	R\$ 5.827,75	-R\$ 5.827,75	R\$ 24.362,25	R\$ 24.362,25			
2	R\$ 0,65	R\$ 6.408,90	-R\$ 17.557,06	R\$ 17.557,06	R\$ 5.618,76	-R\$ 5.618,76	R\$ 18.743,48	R\$ 18.743,48			
3	R\$ 0,67	R\$ 6.599,24	-R\$ 10.957,82	R\$ 10.957,82	R\$ 5.417,27	-R\$ 5.417,27	R\$ 13.326,22	R\$ 13.326,22			
4	R\$ 0,69	R\$ 6.795,24	-R\$ 4.162,59	R\$ 4.162,59	R\$ 5.222,99	-R\$ 5.222,99	R\$ 8.103,22	R\$ 8.103,22			
5	R\$ 0,71	R\$ 6.997,06	R\$ 2.834,47	R\$ 2.834,47	R\$ 5.035,69	-R\$ 5.035,69	R\$ 3.067,53	R\$ 3.067,53			
6	R\$ 0,73	R\$ 7.204,87	R\$ 10.039,34	R\$ 10.039,34	R\$ 4.855,10	-R\$ 4.855,10	R\$ 1.787,57	R\$ 1.787,57			
7	R\$ 0,75	R\$ 7.418,85	R\$ 17.458,19	R\$ 17.458,19	R\$ 4.680,99	-R\$ 4.680,99	R\$ 6.468,56	R\$ 6.468,56			
8	R\$ 0,77	R\$ 7.639,19	R\$ 25.097,38	R\$ 25.097,38	R\$ 4.513,13	-R\$ 4.513,13	R\$ 10.981,69	R\$ 10.981,69			
9	R\$ 0,80	R\$ 7.866,08	R\$ 32.963,46	R\$ 32.963,46	R\$ 4.351,28	-R\$ 4.351,28	R\$ 15.332,97	R\$ 15.332,97			
10	R\$ 0,82	R\$ 8.099,70	R\$ 41.063,16	R\$ 41.063,16	R\$ 4.195,24	-R\$ 4.195,24	R\$ 19.528,20	R\$ 19.528,20			
11	R\$ 0,84	R\$ 8.340,26	R\$ 49.403,42	R\$ 49.403,42	R\$ 4.044,79	-R\$ 4.044,79	R\$ 23.572,99	R\$ 23.572,99			
12	R\$ 0,87	R\$ 8.587,97	R\$ 57.991,38	R\$ 57.991,38	R\$ 3.899,74	-R\$ 3.899,74	R\$ 27.472,73	R\$ 27.472,73			
13	R\$ 0,89	R\$ 8.843,03	R\$ 66.834,41	R\$ 66.834,41	R\$ 3.759,89	-R\$ 3.759,89	R\$ 31.232,62	R\$ 31.232,62			
14	R\$ 0,92	R\$ 9.105,67	R\$ 75.940,08	R\$ 75.940,08	R\$ 3.625,05	-R\$ 3.625,05	R\$ 34.857,67	R\$ 34.857,67			
15	R\$ 0,95	R\$ 9.376,10	R\$ 85.316,18	R\$ 85.316,18	R\$ 3.495,05	-R\$ 3.495,05	R\$ 38.352,72	R\$ 38.352,72			
16	R\$ 0,98	R\$ 9.654,58	R\$ 94.970,76	R\$ 94.970,76	R\$ 3.369,71	-R\$ 3.369,71	R\$ 41.722,43	R\$ 41.722,43			
17	R\$ 1,01	R\$ 9.941,32	R\$ 104.912,07	R\$ 104.912,07	R\$ 3.248,87	-R\$ 3.248,87	R\$ 44.971,31	R\$ 44.971,31			
18	R\$ 1,04	R\$ 10.236,57	R\$ 115.148,65	R\$ 115.148,65	R\$ 3.132,36	-R\$ 3.132,36	R\$ 48.103,67	R\$ 48.103,67			
19	R\$ 1,07	R\$ 10.540,60	R\$ 125.689,25	R\$ 125.689,25	R\$ 3.020,03	-R\$ 3.020,03	R\$ 51.123,70	R\$ 51.123,70			
20	R\$ 1,10	R\$ 10.853,66	R\$ 136.542,90	R\$ 136.542,90	R\$ 2.911,73	-R\$ 2.911,73	R\$ 54.035,43	R\$ 54.035,43			
21	R\$ 1,13	R\$ 11.176,01	R\$ 147.718,91	R\$ 147.718,91	R\$ 2.807,31	-R\$ 2.807,31	R\$ 56.842,74	R\$ 56.842,74			
22	R\$ 1,16	R\$ 11.507,94	R\$ 159.226,85	R\$ 159.226,85	R\$ 2.706,64	-R\$ 2.706,64	R\$ 59.549,38	R\$ 59.549,38			
23	R\$ 1,20	R\$ 11.849,72	R\$ 171.076,57	R\$ 171.076,57	R\$ 2.609,57	-R\$ 2.609,57	R\$ 62.158,95	R\$ 62.158,95			
24	R\$ 1,23	R\$ 12.201,66	R\$ 183.278,23	R\$ 183.278,23	R\$ 2.515,99	-R\$ 2.515,99	R\$ 64.674,94	R\$ 64.674,94			
25	R\$ 1,27	R\$ 12.564,05	R\$ 195.842,27	R\$ 195.842,27	R\$ 2.425,76	-R\$ 2.425,76	R\$ 67.100,70	R\$ 67.100,70			
	SOMA	R\$ 226.032,27	R\$ 1.842.704,50	R\$ 97.290,70	R\$ 97.290,70	R\$ 67.100,70					

Anexo E – Planilha Retorno de Investimento Cogeração

Ano	FLC	FLCD	FLCA	Payback simples
0	-74.500	-74.500	-74.500	-77.000
1	3.606	3.376	-71.124	-73.394
2	3.606	3.161	-67.963	-67.288
3	3.606	2.960	-65.003	-63.683
4	3.606	2.771	-62.231	-60.077
5	3.606	2.595	-59.636	-56.471
6	3.606	2.430	-57.206	-52.865
7	3.606	2.275	-54.931	-49.260
8	3.606	2.130	-52.801	-45.654
9	3.606	1.995	-50.806	-42.048
10	3.606	1.868	-48.939	-38.442
11	3.606	1.749	-47.190	-34.837
12	3.606	1.637	-45.553	-31.231
13	3.606	1.533	-44.020	-27.625
14	3.606	1.435	-42.584	-24.019
15	3.606	1.344	-41.240	-20.413
16	3.606	1.259	-39.982	-16.808
17	3.606	1.178	-38.803	-13.202
18	3.606	1.103	-37.700	-9.596
19	3.606	1.033	-36.667	-5.990
20	3.606	967	-35.699	-2.385
21	3.606	906	-34.794	1.221
22	3.606	848	-33.946	4.827
23	3.606	794	-33.152	8.433
24	3.606	744	-32.408	12.038
25	3.606	696	-31.712	15.644
26	3.606	652	-31.060	19.250
27	3.606	610	-30.450	22.856
28	3.606	571	-29.878	26.461
29	3.606	535	-29.343	30.067
30	3.606	501	-28.842	33.673
31	3.606	469	-28.373	37.279
32	3.606	439	-27.934	40.885
33	3.606	411	-27.522	44.490
34	3.606	385	-27.137	48.096
35	3.606	361	-26.777	51.702