

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA

DOUGLAS DE ANDRADE PEREIRA

Viabilidade Técnico-Econômico de Geração Distribuída no Contexto
do Setor Elétrico Brasileiro.

São Paulo

2015

DOUGLAS DE ANDRADE PEREIRA

Viabilidade Técnico-Econômico de Geração Distribuída no Contexto do Setor
Elétrico Brasileiro.

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

Orientador: Prof. Dr. Roberto
Castro

São Paulo

2015

Catálogo-na-publicação

PEREIRA, DOUGLAS DE ANDRADE

Viabilidade Técnico-Econômico de Geração Distribuída no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro / D. D. A. PEREIRA -- São Paulo, 2015.
73 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.Geração distribuída 2.Viabilidade técnica 3.Viabilidade econômica
4.Matriz energética I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

ESCOLA POLITÉCNICA

DOUGLAS DE ANDRADE PEREIRA

Viabilidade Técnico-Econômico de Geração Distribuída no Contexto
do Setor Elétrico Brasileiro.

Monografia defendida e aprovada em 25/06/2015 pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Roberto Castro

Prof. Dr. José Roberto Simões Moreira

Prof. Dr. Eduardo Ioshimoto

AGRADECIMENTO

Agradeço primeiramente a Deus, por estar sempre presente em minha vida e dar oportunidades e condições para que chegasse no ponto em que me encontro hoje.

Agradeço também meu pais e meus irmãos por estarem sempre presentes comigo e acompanhado meu desenvolvimento pessoal e profissional, agradeço meus amigos, minha turma de sala e minha namorada por me acompanharem durante o período de curso e deste trabalho de conclusão.

A todos os professores e mestres, que deram condições e embasamentos para realização deste trabalho, especialmente ao meu orientador, Mestre Roberto Castro, que acreditou no meu potencial desde o início do curso e incentivou a elaboração deste trabalho.

RESUMO

Atualmente o Brasil vem encontrando dificuldades para retomar seu desenvolvimento econômico e produtivo. Um dos fatores que contribuem com essa situação é a disponibilidade e o preço da energia elétrica, que historicamente apresenta um comportamento fortemente sazonal, em função da disponibilidade hídrica que afeta a geração e consequentemente a transmissão e a própria distribuição de energia elétrica. Esse trabalho tem como objetivo avaliar como a geração distribuída pode influenciar positivamente o sistema elétrico brasileiro, considerando os aspectos de toda a cadeia produtiva da energia, na geração, transmissão e distribuição.

Para atender ao crescente consumo de energia elétrica, na forma com que o sistema brasileiro se desenvolveu até hoje, são necessários grandes investimentos na geração, transmissão e distribuição de energia.

No desenvolvimento desse trabalho serão analisadas as fontes de energia elétrica, a matriz energética brasileira, as normas técnicas, legislação e outras questões regulatórias para geração distribuída, com a finalidade de apresentar uma alternativa para o estudo técnico e econômico da viabilidade da implantação da geração distribuída no setor elétrico brasileiro.

Palavras-chave: Geração distribuída. Viabilidade técnica. Viabilidade econômica. Matriz energética.

ABSTRACT

Currently, Brazil has struggled to regain its economic and productive development. One of the factors contributing to this situation is the availability and the price of electricity, which historically has a strong seasonal pattern, depending on water availability that affects the generation and consequently the electricity transmission and distribution itself. The aim of this monograph is to show how the generation distributed can positively influence the Brazilian electrical system, considering the aspects of the entire production chain, generation, transmission and distribution of energy.

To supply the growing electricity consumption, in the way Brazilian system is developing until today, major investments are needed in generation, transmission and distribution of energy.

In developing of this work will be analyzed the energy sources, the Brazilian energy matrix, technical standards, the laws and other regulatory issues for distributed generation, in order to present an alternative to the technical and economic study of the distributed generation implementation viability in Brazilian electric sector.

Keywords: Distributed generation. Technical feasibility. Economic viability. Energy matrix.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – SIN – Rede de operação.....	15
Figura 2 – Usina de Marmelos	17
Figura 3 – Usina de Angiquinho (AL)	17
Figura 4 – Balanço Energético Nacional - 2014	18
Figura 5 – Dados do PROINFA - 2010.....	21
Figura 6 – Fluxograma de estudo de viabilidade técnica de PCH.....	26
Figura 7 – Mapa radiação solar global diária, média anual.	28
Figura 8 – Mapa insolação diária, média anual.	28
Figura 9 – Irradiação solar no plano horizontal	29
Figura 10 – Mapa do potencial eólico brasileiro anual	32
Figura 11 – Simulação CFD 3D para <i>micrositing</i>	36
Figura 12 – Efeito esteira e afastamento considerado seguro para não interferência.....	36
Figura 13 – Fluxograma do estudo de viabilidade técnica da usina eólica.....	38
Figura 14 – Croqui de usina sucroalcooleira	40
Figura 15 – Gerador termelétrico sem cogeração	41
Figura 16 – Gerador termelétrico com cogeração	41
Figura 17 – Demonstrativo de VPL.	48
Figura 18 – Irradiação solar no plano horizontal	49
Figura 19 – Irradiação solar no plano inclinado.....	50
Figura 20 – Painel solar Yingli Solar série de células YGE 60	50
Figura 21 – Tarifa de energia aplicada a clientes de baixa tensão (Grupo B)..	55
Figura 22 – Demanda Elétrica da Planta Industrial	58
Figura 23 – Demanda Térmica da Planta Industrial	58
Figura 24 – Ciclo Topping	59
Figura 25 – Esquema de Cogeração em Ciclo “Topping”	60
Figura 26 – Catálogo Caterpillar de turbinas de gás	60
Figura 27 – Tabela com consumo sem cogeração – situação atual.....	61
Figura 28 – Tabela com consumo com cogeração – situação futura	62
Figura 29 – Verificação dos requisitos da qualificação da cogeração	63
Figura 30 – Levantamento dos custos	64
Figura 31 – Pay back do projeto de cogeração (modificado)	65

Figura 32 – Gráfico <i>Pay back</i> do projeto de cogeração (modificado).....	65
---	----

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	11
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO.....	11
1.2 OBJETIVOS / MOTIVAÇÃO	12
1.3 METODOLOGIA UTILIZADA	12
2. ESTUDO BIBLIOGRÁFICO	14
2.1 CONTEXTO DO SETOR	14
2.2 CONDIÇÃO DO SISTEMA DO PONTO DE VISTA	16
2.3 MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	16
2.3.1 Histórico	16
2.3.2 Condição Atual	18
2.3.3 Perspectiva Futura	19
2.4 LEIS, DECRETOS, RESOLUÇÕES, APLICAÇÕES DA GD	19
3. DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO	24
3.1 ESTUDOS DE VIABILIDADE TÉCNICA.....	24
3.1.1 Fonte Hidráulica	24
3.1.2 Fonte Solar	27
3.1.3 Fonte Eólica	31
3.1.4 Fonte Biomassa	39
3.1.5 Cogeração Qualificada	40
4. ESTUDO DE VIABILIDADE ECONOMICA.....	46
4.1 PAY BACK	46
4.2 VALOR PRESENTE LÍQUIDO – VPL	46
5. ESTUDO DE CASO.....	49
5.1 ENERGIA SOLAR.....	49
5.2 COGERAÇÃO.....	57
6. CONCLUSÕES.....	67
7. REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	69

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O Brasil é o 5º maior país em extensão territorial. Possui uma ampla área territorial, totalizando 8.515.767,049 km² (IBGE, 2010), o que trazendo vantagens para o aproveitamento da diversidade de fontes de energia, mas que por outro lado, representa desafios para uma expansão e gestão eficientes, particularmente no que se diz respeito ao sistema elétrico.

Um ponto positivo é a possibilidade de diversificação da matriz energética, devido a geografia favorável, aproveitando-se das diversas fontes como a hidráulica, biomassa, gás natural, derivados de petróleo, nuclear, carvão, eólica, solar, dentre outras fontes. Favorece também o melhor aproveitamento local da fonte de energia, evitando o transporte da fonte para a geração de energia elétrica.

Porém a mesma geografia que favorece o país acaba por representar desafios, por exemplo, os maiores centros consumidores de energia normalmente estão à distância considerável de sua geração. Devido a extensão do país e sua densidade populacional há grande dificuldade em conectar todos os usuários ao sistema de distribuição de energia, pois inúmeras vezes, não há viabilidade técnica e econômica de fazer com que a energia elétrica “chegue” a toda a população através do sistema interligado, fazendo com que esses usuários façam parte de um sistema isolado, dificultando dessa maneira, o desenvolvimento da economia local.

Nota-se que há possibilidades de estruturação e crescimento de modo harmônico no sistema elétrico brasileiro, por meio da geração distribuída, também conhecida como GD. De acordo com o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE):

A GD é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do consumidor, independente da potência, tecnologia e fonte de energia, envolvendo ainda, equipamentos de medida, controle e comando que articulam a operação dos geradores e o eventual controle de cargas (ligação/desligamento) para que estas se adaptem à oferta de energia.

1.2 OBJETIVOS / MOTIVAÇÃO

A principal fonte de geração de energia elétrica no Brasil é a hidroeletricidade, ou seja, geração de energia por meio de queda d'água formada em um rio, que normalmente é perene, volumoso e de planaltos. Essa combinação garante uma grande usina hidrelétrica, que nem sempre está próximo a grandes centros urbanos, normalmente essas Usinas ficam em lugares distantes dos grandes centros consumidores, depois de algum tempo as cidades ao entorno vão crescendo, como exemplo Foz do Iguaçu, mas essas cidades do entorno consomem apenas uma pequena quantidade do que é gerado nessas usinas, portanto boa parte da produção é transmitida para outras regiões que possuem maior demanda de energia, o problema é que essa energia é transmitida por uma distância que normalmente atravessam muitas cidades, até mesmo estados, gerando assim um grande investimento para criação das grandes usinas, linhas de transmissão extremamente extensas e sistemas de distribuição, além da manutenção nos três pilares da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Este trabalho tem como objetivo principal o estudo de viabilidade técnica e econômica da geração distribuída no setor elétrico brasileiro. Dessa maneira, caso positivo, o sistema elétrico conseguirá postergar investimentos de expansão dos sistemas de distribuição e transmissão, provável diminuição do impacto ambiental, redução no carregamento das redes, redução de perdas técnicas no sistema de transmissão, diversificação da matriz energética nacional e segurança na rede ou do sistema elétrico.

1.3 METODOLOGIA UTILIZADA

Foram realizados levantamentos de dados contidos nos órgãos reguladores do setor elétrico, como relatórios, publicações, normas e procedimentos; verificações bibliográficas em livros, artigos técnicos e científicos. Analisando-se essas referências, será elaborado um procedimento de estudo de viabilidade técnica para geração distribuída, além da apresentação do estudo de viabilidade econômica, justificando-se assim se o investimento deve ou não ser feito no projeto.

Será elaborado um estudo de caso analisando a viabilidade técnica do local da implantação da geração distribuída, assim como a viabilidade econômica.

2. ESTUDO BIBLIOGRÁFICO

2.1 CONTEXTO DO SETOR

Segundo o IBGE (2014) o Brasil possui uma população de 202.033.670 habitantes, com um PIB de 2.243.854 milhões de US\$ e um IDH 0,744. Para manter toda essa população, com um padrão de vida crescente, abastecida de energia elétrica, foi gerado no ano de 2013 a quantidade 570.025 GWh (EPE, 2014), sendo que essa geração possui diversas fontes, com diferentes capacidades instaladas e energia elétrica gerada, conforme demonstrado na Tabela 1.

Tabela 1 – Geração Elétrica (GWh)

Geração Elétrica (GWh)			
Fonte	2013	2012	Δ 13 / 12
Hidrelétrica	390.992	415.342	-5,9%
Gás Natural	69.017	46.760	47,6%
Biomassa ¹	39.679	34.662	14,5%
Derivados do Petróleo ²	22.090	16.214	36,2%
Nuclear	14.640	16.038	-8,7%
Carvão Vapor	14.801	8.422	75,7%
Eólica	6.579	5.050	30,3%
Outras ³	12.241	10.010	22,3%

Notas:

(1) Inclui lenha e bagaço de cana;

(2) Inclui óleo diesel e óleo combustível;

(3) Inclui outras recuperações, gás de coqueira e outras secundárias.

Fonte: EPE (2014)

Nota-se que houve diminuição de geração de energia hidrelétrica entre os anos de 2013-2012, devido às condições hidrológicas desfavoráveis, um aumento significativo da energia eólica após a entrega de alguns empreendimentos que estavam em fase de construção e ligação na rede, além de uma grande variação na geração de energia por meio das termelétricas, devido ao despacho coordenado pelo ONS.

Enquanto que a variação positiva para maior geração de energia elétrica deve-se também a finalização de empreendimentos em construção e interligação no SIN – Sistema Interligado Nacional, que compõe as regiões sul, sudeste, centro-oeste, nordeste e parte da região norte, esse o SIN é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, com seu atual sistema hidrotérmico de produção e uma extensão de mais de 90 mil km, os sistemas que não são interligados ao SIN, são considerados sistemas isolados, sendo que estes sistemas compõem 1,7% da energia requerida pelo país (ONS, 2015).



Figura 1 – Rede de operação interligada - SIN

Fonte: ONS (2014)

2.2 CONDIÇÃO DO SISTEMA DO PONTO DE VISTA

Segundo a EPE (2014) a definição de geração distribuída é:

Aquela geração de energia, abrangendo eletricidade e outros energéticos, localizada próxima ao consumidor final, cuja instalação objetiva seu atendimento prioritário, podendo ou não gerar excedentes energéticos comercializáveis para além das instalações do consumidor final.

Dessa maneira considera-se que a GD pode ser classificada por tamanhos, sendo:

- Microgeração ou geração de pequeno porte: é a geração de energia por fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, com potência instalada menor ou igual a 100 kW, conectada a rede de distribuição;
- Minigeração ou geração de médio porte: é a geração de energia por fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, com potência instalada superior a 100 kW e inferior ou igual a 1 MW, conectada a rede de distribuição;
- Geração de grande porte: possui potência instalada superior a 1 MW, sendo que nesse caso é priorizada a autoprodução de energia, podendo ou não utilizar a rede de distribuição da concessionária para complementação do abastecimento próprio.

De acordo com a classificação identifica-se que a microgeração e minigeração são modelos de geração de energia elétrica voltados para residências e comércios, podendo ser utilizada também em regiões isoladas, que não são atendidas pelo sistema de transmissão e distribuição de energia, enquanto que a geração de grande porte esta voltada para abastecimento de energia elétrica das indústrias.

2.3 MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

2.3.1 Histórico

No século XIX a geração de energia elétrica no Brasil era predominantemente por meio das termelétricas, porém a instalação da primeira usina hidrelétrica em Juiz de Fora / MG no ano de 1889, a Usina de Marmelos,

começou a dar outros olhares para os empresários da época, principalmente os do ramo têxtil. Após alguns o empresário Delmiro Gouveia foi responsável pela instalação da segunda hidrelétrica brasileira no ano de 1903, a Usina de Angiquinho, aproveitando a queda d'água existente em Pedras / AL.



Figura 2 – Usina de Marmelos

Fonte: Jornal Estado de Minas (2013)



Figura 3 – Usina de Angiquinho (AL)

Fonte: Arquivo pessoal

Devido a geografia brasileira, posição geográfica, extensão territorial, relevo, clima, hidrografia, entre outros, e conhecimento da tecnologia houve a priorização na expansão da geração de energia por meio de hidrelétricas, sendo que no ano de 1910, apenas 21 anos após a instalação da primeira usina hidrelétrica no Brasil, já haviam 77 usinas hidrelétricas em operação. Dessa maneira houve o início da mudança da matriz energética brasileira de usinas termelétricas para geração hidrelétrica.

2.3.2 Condição Atual

Atualmente a matriz energética brasileira vem sofrendo uma transformação assim como aconteceu no passado, só que dessa vez a geração por fonte hidráulica vem diminuindo sua participação e a térmica ganhando espaço, dessa maneira o Brasil deixa a base hidráulica que já chegou a ter mais de 85%, para a base hidrotérmica, pois a geração por fontes hídricas atualmente é de 70,6% e a base térmica possui 28,3%, conforme demonstrado na figura 4, é apresentado um comparativo com da matriz elétrica brasileira nos anos de 2013 e 2012.

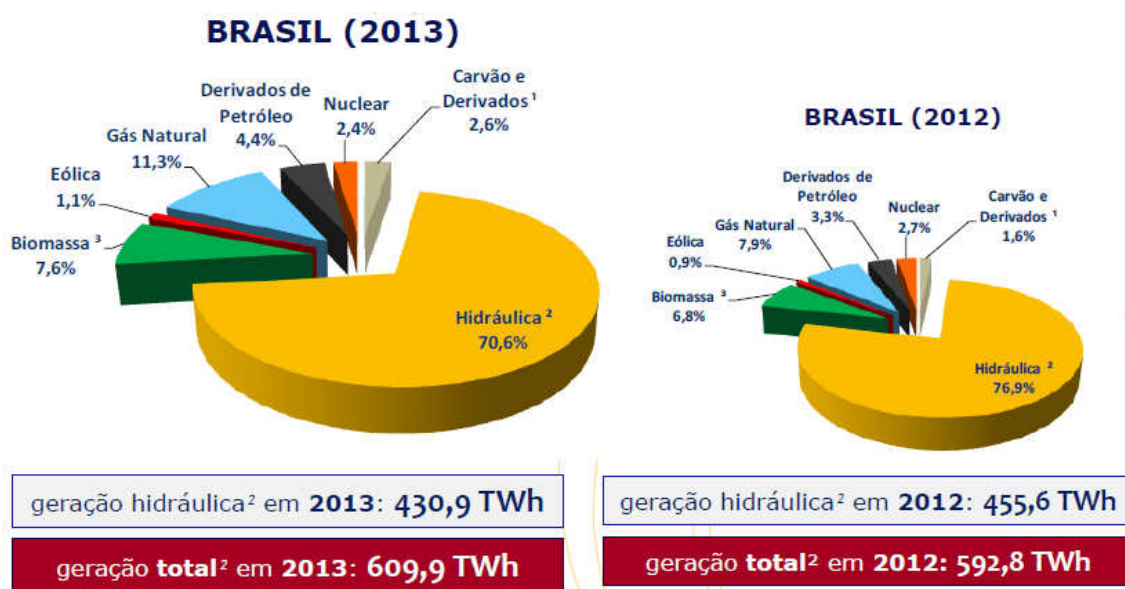


Figura 4 – Balanço Energético Nacional - 2014

Fonte: EPE (2014)

Conforme demonstrado na figura 4, o Brasil vem sofrendo um processo de diversificação da matriz, ou seja, há o acréscimo de geração por meio das térmicas, assim como da energia eólica.

2.3.3 Perspectiva Futura

Tem-se a previsão da inclusão da fonte solar nos próximos anos, por meio da geração distribuída nas residências e pequenos comércios, e em usinas solares que vem sendo estudadas e apresentadas como sugestão de diversificação para os próximos anos.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (PDE) no final da data estudada estima-se que a geração distribuída (grande e pequeno porte) apresente uma redução de 91 TWh no consumo do Sistema Interligado Nacional – SIN, sendo dividido da seguinte maneira:

- 0,87 TWh em sistemas de pequeno porte, devido à instalação / inserção de sistemas de geração de energia solar fotovoltaica residencial e comercial até 2023;
- Estima-se que 90 TWh, seja instalado em sistemas de grande porte, para suprimento total ou parcial em indústrias siderúrgicas, celulose e papel, petroquímica, refino, produção de açúcar e álcool, entre outras.

O PDE 2023 (PDE) prevê a expansão da geração por fonte eólica do atual 1,1% da matriz elétrica para 8,1%, dando assim grande significância para o setor eólico, na diversificação da matriz energética brasileira.

2.4 LEIS, DECRETOS, RESOLUÇÕES, APLICAÇÕES DA GD

Os agentes reguladores do sistema elétrico, como MME, ANEEL, EPE, ONS, vêm trabalhando na implantação e regulamentação da geração distribuída há muitos anos. Por isso algumas leis, decretos, resoluções e normas técnicas foram criadas ao longo desse período, que serão apresentadas a seguir:

PROINFA – Lei 10.438/02;

Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária e sobre a universalização do serviço público energético. Cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

O Proinfa teve como o principal objetivo aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN), o programa teve grande importância para o crescimento da energia eólica na matriz energética nacional, superando a meta estabelecida de 1.100 MW para cada fonte de energia, a potência instalada de base eólica foi de 1.136,60 MW (MME).

Para a GD considera-se que o PROINFA foi de suma importância para o incentivo da diversificação da matriz energética, principalmente tratando-se da geração por meio dos ventos, energia eólica, que obteve 1.136,60 MW contratados até o ano de 2010, conforme demonstrado na figura 5. No final de 2013 a energia eólica possuía 2.207 MW (EPE, 2014) de capacidade instalada, essa expansão deve-se ao PROINFA, por ter criado uma cadeia produtiva, estudos com maior detalhamento do potencial eólico brasileiro, melhora no banco de dados em relação à velocidade, direção, frequência, intensidade e outros dados relevantes antes da elaboração de um projeto, ou mesmo implantação de uma usina eólica. Incentivou também a geração por meio de PCH, que obteve 50 unidades contratadas, totalizando 992,20 MW no final de 2010, enquanto que a biomassa teve a inserção de apenas 4 usinas e uma quantidade de potência contratada bem inferior ao planejado, apenas 10% dos 1.100 MW previsto no início do plano. A figura 5 – Dados do PROINFA demonstra a quantidade de usinas e suas respectivas potências em operação, em construção e contratada, separadas por fontes, após a implantação do programa de incentivo.

Fonte		Operação comercial pelo PAC		Em construção		Não iniciada construção						TOTAL contratado
						Com EPC		Sem EPC		Total		
PCH	Qde	35	70,0%	15	30,0%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	50
	MW	735,20	74,1%	257,00	25,9%	0,00	0,0%	0,00	0,0%	0,00	0,0%	892,20
BIOMASSA	Qde	4	100,0%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	4
	MW	110,90	100,0%	0,00	0,0%	0,00	0,0%	0,00	0,0%	0,00	0,0%	110,90
EÓLICA	Qde	18	39,1%	10	21,7%	18	34,8%	2	4,3%	18	39,1%	48
	MW	253,55	22,3%	405,00	35,8%	443,75	39,0%	34,30	3,0%	478,05	42,1%	1.136,60
TOTAL INSTALADO	Qde	57	57,0%	25	25,0%	16	16,0%	2	2,0%	18	18,0%	100
	MW	1.099,65	49,1%	662,00	29,6%	443,75	19,8%	34,30	1,5%	478,05	21,3%	2.239,70
Sub total PCH	Qde	50		100,0%								50
	MW	892,20		100,0%								892,20
Sub total BIO	Qde	4		100,0%								4
	MW	110,90		100,0%								110,90
Sub total EOL	Qde	28		60,9%								48
	MW	858,55		57,9%								1.136,60
Sub total Geral	Qde	82		82,0%								100
	MW	1.761,65		78,7%								2.239,70

* No âmbito do PAC é considerada a potência instalada

* No âmbito do PAC é considerada a potência instalada

Figura 5 – Dados do PROINFA - 2010

Fonte: MME (2010)

Decreto 5.163/04

Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

Lei 10.848/04

Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, no artigo 2 -“§ 8º - No atendimento à obrigação referida no caput deste artigo de contratação da totalidade do mercado dos agentes, deverá ser considerada a energia elétrica:”. Proveniente de geração distribuída, com algumas ressalvas em relação limites de contratação e de repasse às tarifas.

Resolução Normativa Nº 482/12 – ANEEL

No texto da resolução 482/12 da ANEEL são estabelecidos os critérios para a conexão na rede das concessionárias de distribuição de energia, por meio da microgeração distribuída, com potência instalada menor ou igual a 100 kW, e da minigeração distribuída, por sua vez, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1MW, assim como seu sistema de compensação, condições, prazos e modelos, desde que a geração dessa energia seja

realizada por meio das fontes energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada e sejam localizadas na área da mesma distribuidora de energia.

A Res. 482/12 tornou-se a base para ampliação da microgeração e minigeração distribuída no país, principalmente no que tange a energia por fonte solar.

Audiência Pública 012/15 - ANEEL

Obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da regulação para contratação de geração própria de unidade consumidora, conforme o disposto na Portaria MME nº 44/2015.

Portaria MME Nº 44/15

Estabelecer diretrizes para a contratação de geração própria de unidades consumidoras atendidas por concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, daqui por diante denominada distribuidora, e definindo a ANEEL como responsável pela regulamentação da Portaria, bem como pela elaboração do Edital e dos Contratos de Adesão de Geração Própria.

Como maior incentivo da microgeração e minigeração encontra-se a Resolução nº 482/12 da ANEEL, que atualmente é utilizada como base para implantação de painéis solares em residências e pequenos comércios.

Outro marco importante para a ampliação da geração de energia elétrica em diferentes escalas e fontes de energias são os leilões de energia elétrica, que possuem o objetivo de contratar a energia elétrica necessária para assegurar o atendimento da demanda futura no ambiente de contratação regulada, segundo o MME (2015) a classificação dos leilões divide-se em:

Leilão A-5: processo licitatório para a contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizado com 5 (cinco) anos de antecedência do início do suprimento. Esse foi criado para viabilizar empreendimentos de longa maturação, como, por exemplo, os empreendimentos hidrelétricos.

Leilão A-3: processo licitatório para a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração novos realizado com 3 (três) anos de antecedência do início do suprimento. Esse leilão foi criado para viabilizar empreendimentos de médio prazo de maturação, como, por exemplo, os empreendimentos termelétricos.

Leilão A-1: processo licitatório para a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes realizado com 1 (um) ano de antecedência do início do suprimento. Excepcionalmente, no ano de 2013, o início de entrega poder-se-á dar no ano da licitação.

Leilão de Ajuste: processo licitatório que tem por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor dos agentes de distribuição, até o limite de 1% do mercado de cada distribuidora.

Leilão de Fontes Alternativas - LFA

Os leilões de fontes alternativas foram criados com o objetivo de incentivar a diversificação da matriz de energia elétrica, introduzindo fontes renováveis e ampliando a participação de energia eólica e da bioeletricidade.

Nota-se que o Brasil possui uma regulamentação no aspecto técnico que ainda esta sendo ampliada, devido as condições do sistema, pois após a aplicação das mesmas verifica-se a necessidade de alterações e revisões para melhor adequação no sistema elétrico brasileiro. Enquanto que no âmbito econômico houve um incentivo para ampliação e diversificação da matriz energética, porém verifica-se que poderiam ser criados um numero maior de incentivos fiscais e/ou econômicos que atraíssem um maior numero de investidores para esses mercado.

3. DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

3.1 ESTUDOS DE VIABILIDADE TÉCNICA

Tratando-se de geração distribuída conforme visto no item 2.2 há diversas formas de geração de energia assim como classificação em relação à potência instalada, neste capítulo será analisado os componentes necessários para elaboração do estudo técnico de cada fonte de energia a fim de viabilizar a GD.

3.1.1 Fonte Hidráulica

Para a aplicação em GD por fonte hidráulica conceitualmente usa-se as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), devido suas características como a potência instalada superior a 1.000 kW até igual ou inferior a 30.000 kW, tamanho do reservatório máximo de 13,0 km². Para avaliação de viabilidade técnica de uma PCH adota-se o seguinte critério.

Segundo Reis e Caselato, o estudo de viabilidade técnica de uma PCH pode ser dividido em 5 etapas, sendo estimativa, inventário, viabilidade, projeto básico e projeto executivo.

- Estimativa: é análise do potencial energético da bacia fluvial em estudo, realizando a avaliação preliminar das características da bacia topográfica, em relação a topografia, geologia e hidrologia. Avaliação preliminar do potencial hidrelétrico, número de locais barráveis, cronograma preliminar físico-financeiro do empreendimento;
- Inventário: consiste na identificação e quantificação do potencial hidrelétrico da bacia hidrográfica, através da divisão de quedas hidráulicas e avaliação do custo de implantação de cada aproveitamento hidrelétrico com base em orçamentos padrões;
- Viabilidade: definição da concepção e pré-dimensionamento dos componentes da PCH (melhor eixo de barramento, nível de água máximo, nível de água mínimo operativo, volume útil do reservatório, potência instalada, número de unidades da usina, queda de referência de projeto da turbina, obras de infraestrutura

local e regional, uso múltiplo da água e os efeitos sobre o meio ambiente), otimizando os parâmetros e características básicas e verificando sua viabilidade;

- Projeto básico: elaboração de projeto básico contendo a definição das obras civis e equipamentos principais da PCH, como o gerador, turbina, pontes rolantes, concepção dos sistemas de controle, proteção, elétricos e automação, mecânica, entre outros, além da elaboração do orçamento final;
- Projeto executivo: detalhamento dos estudos e projetos básicos desenvolvidos, com a finalidade de construção e aquisição dos equipamentos.

Na figura 6 é apresentado o fluxograma de atividades para estudos e projetos básicos de PCH.

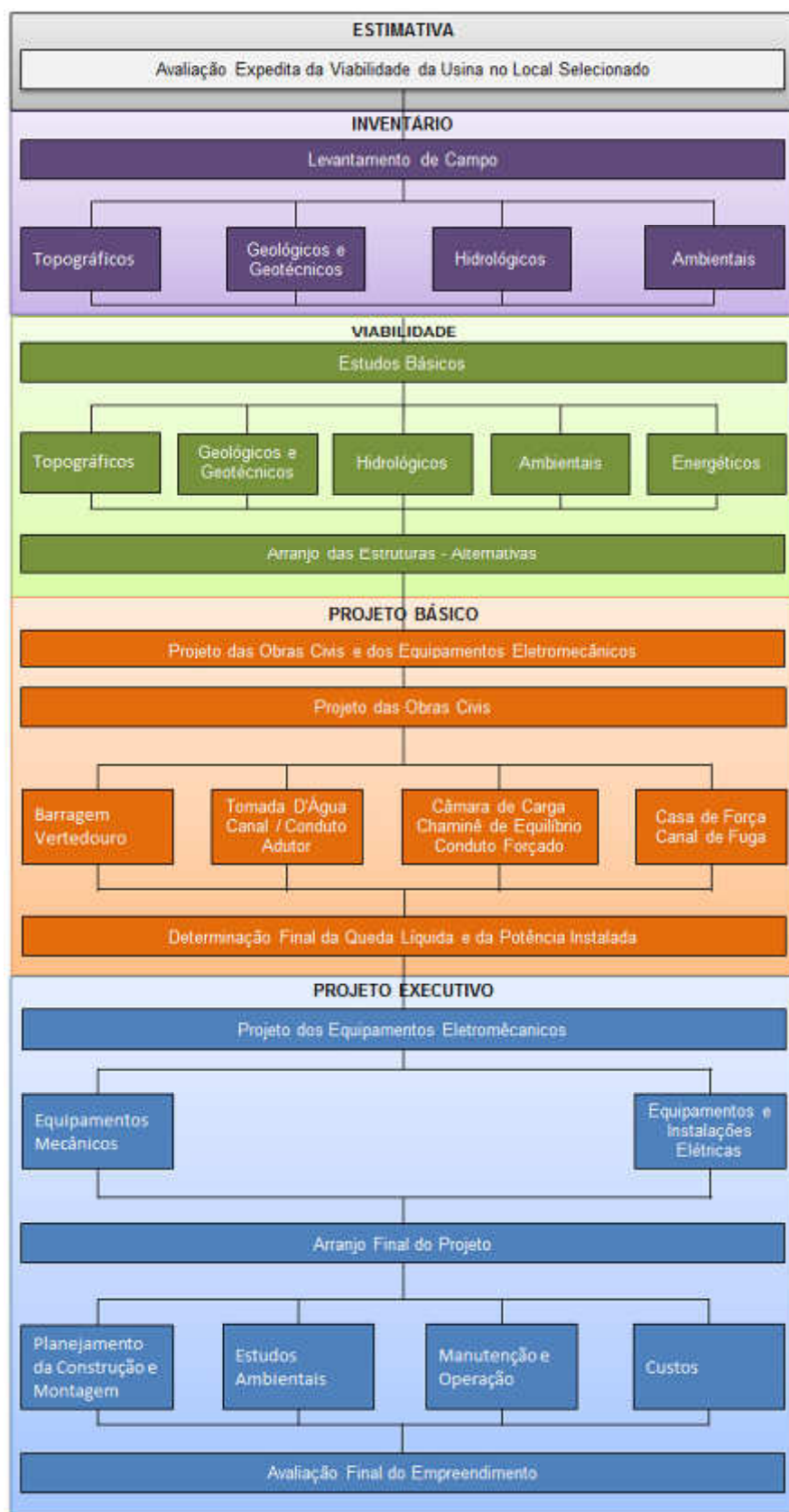


Figura 6 – Fluxograma de estudo de viabilidade técnica de PCH

Fonte: Eletrobrás (2000)

3.1.2 Fonte Solar

A energia que provém da luz solar absorvida de forma direta e convertida posteriormente em formas de energias mais úteis para consumo, como a eletricidade, essa conversão ocorre por meio de duas maneiras: conversão térmica, que corresponde à transformação da luz solar em energia térmica, provocando o aquecimento de superfícies; e fotoconversão, caracterizada pela alteração física ou química do material absorvente de calor proveniente da luz do Sol, produzindo dessa forma energia elétrica (BAIRD; CANN, 2011).

Para elaboração do estudo de viabilidade técnica de um projeto solar, primeiramente deve ser consultado os mapas e atlas solarimétrico do Brasil, dessa maneira, informações importantes como radiação solar diária ($\text{MJ/m}^2.\text{dia}$), insolação diária (horas), serão a base para o desenvolvimento do estudo, no caso do Brasil, país favorecido pela uma alta média de radiação solar e insolação, raramente haverá inviabilidade de algum projeto por esses itens, mas servem para dar um apoio técnico. Centros de referencias em pesquisas e desenvolvimento de estudo também possuem informações tratadas, devido a medições e acompanhamento técnico, como é o caso do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito – CRESESB.

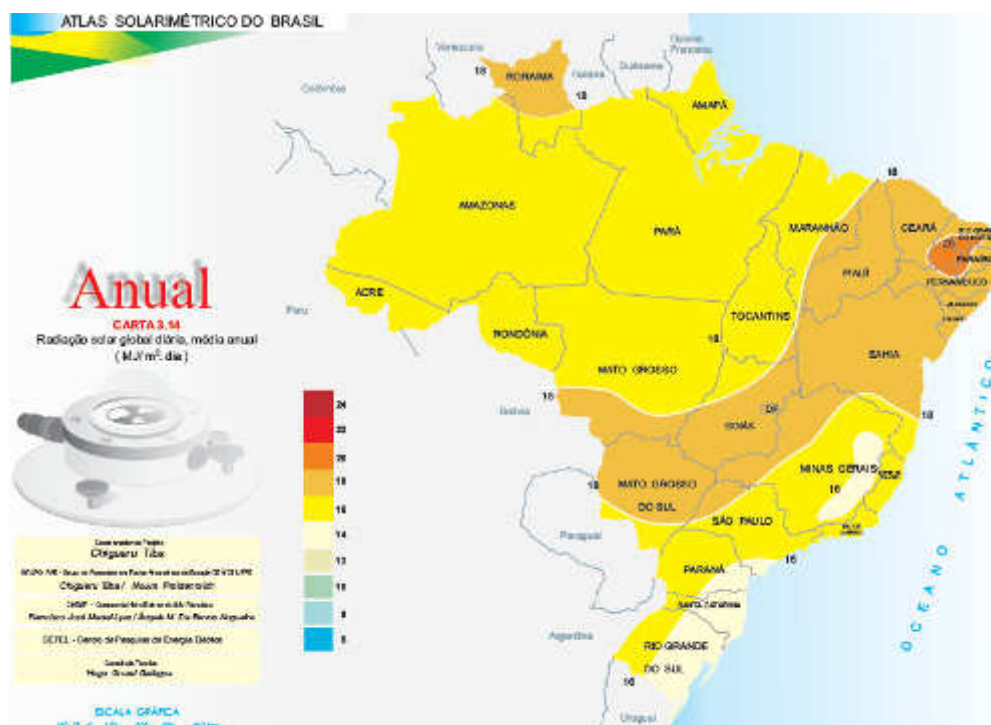


Figura 7 – Mapa radiação solar global diária, média anual.

Fonte: Atlas do Solarimétrico do Brasil (2000)

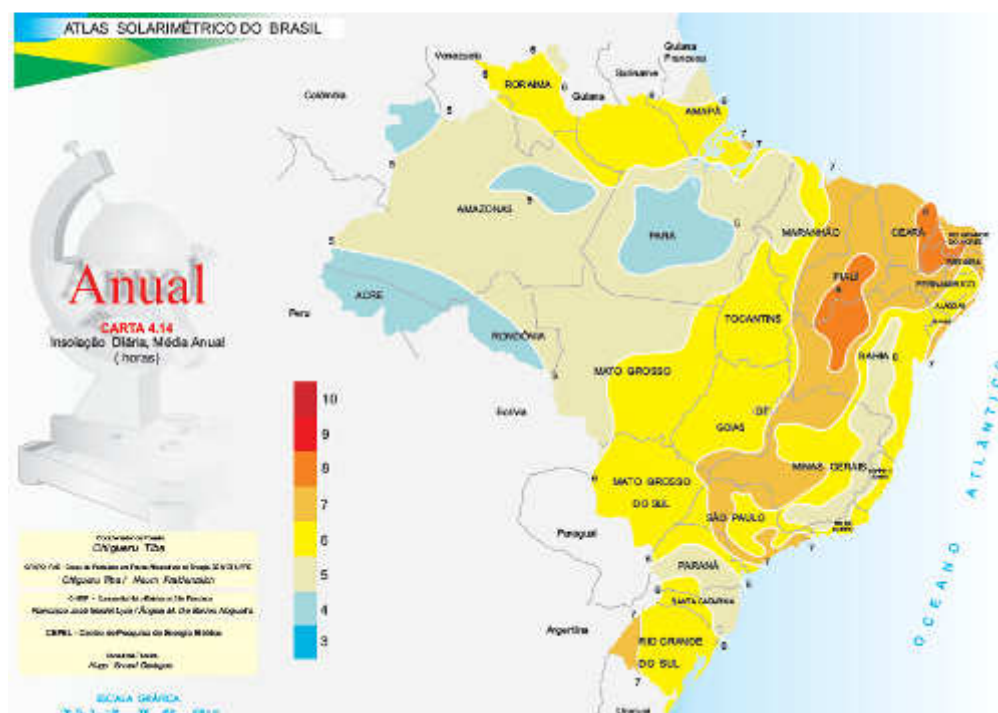


Figura 8 – Mapa insolação diária, média anual.

Fonte: Atlas do Solarimétrico do Brasil (2000)

Localidades próximas

Latitude: 23,43° S
Longitude: 46,29° O

Longitude: 46.29 °O																					
#	Estação	Município	UF País	Irradiação solar diária média [kWh/m².dia]																	
				Latitude [°]	Longitude [°]	Distância (km)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Sep	Out	Nov	Dez	Média	Delta	
1	São Paulo	São Paulo	SP BRA	23,5° S	46.637421° O	36,3	4,50	5,00	4,06	3,61	3,18	2,94	3,22	3,72	3,79	4,03	5,00	4,53	3,96	2,06	
2	São Bernardo do Campo	São Bernardo do Campo	SP BRA	23,7° S	46.565° O	41,1	4,88	4,81	4,68	4,03	3,44	3,06	3,53	3,53	3,83	4,53	5,17	5,06	4,21	2,11	
3	São José dos Campos	São José dos Campos	SP BRA	23,2° S	46.806002° O	48,6	6,22	4,82	4,01	4,14	3,64	3,22	3,64	4,17	4,18	4,78	5,39	5,28	4,48	2,17	

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas

23,43° S, 46,29° O

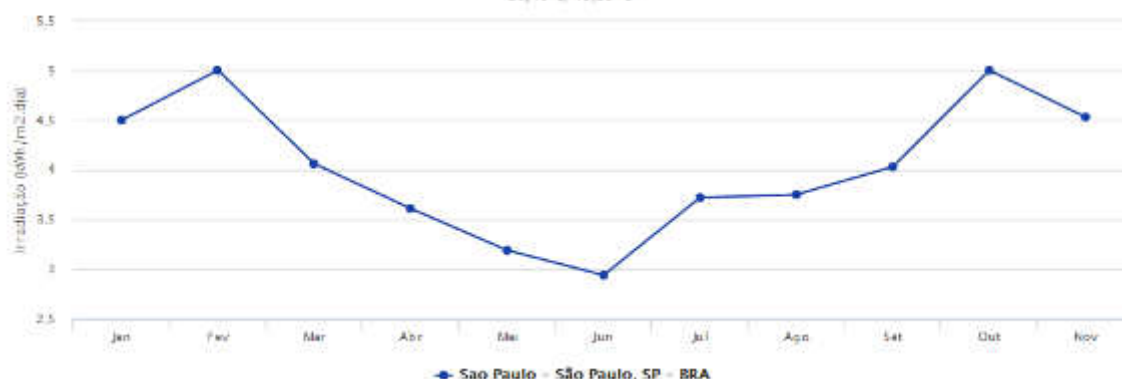


Figura 9 – Irradiação solar no plano horizontal

Fonte: CRESESB (2015)

Após análise dos mapas, será levantando o ponto de elaboração do projeto, nesta fase mesmo que o mapa demonstre bons índices de radiação solar e insolação, deve-se observar a questão do sombreamento dos painéis solares, ou seja, verificar se não há obstáculos que impeçam a luz solar direta nos painéis, como prédios, árvores, caixa d'água, outdoors, antenas de telefonia, entre outros.

Verificando a viabilidade em relação aos aspectos físicos, deve-se analisar as condições técnicas, inicialmente a intenção da inclusão da geração de energia solar deve ser definida, o projeto será realizado para suprimento total da carga, suprimento parcial, será interligado a rede ou isolado?

Definido as premissas para o projeto deve-se encontrar a placa que melhor se adequa ao local, levando em consideração sua composição, filme fino, cristal de silício monocristalino ou cristal de silício policristalino, eficiência de conversão, energia gerada, potência, durabilidade. Salienta-se que essa definição tem um impacto significativo no valor do projeto.

Após a definição do local, premissas do projeto, e equipamento a ser utilizado, inicia-se os cálculos para verificação da energia produzida pelo sistema, com a seguinte fórmula:

$$Ed = Es \times Ap \times \eta p \times \eta i$$

Ed: energia diária produzida por um painel fotovoltaico, kWh / dia;

Es: irradiação média diária na região, em kWh / m².dia;

Ap: área do painel fotovoltaico;

Dp: eficiência nominal do painel fotovoltaico;

Di : eficiência nominal do inversor de frequência.

Calcula-se a energia mensal produzida pelo sistema (um painel), pela seguinte equação:

$$Em = Ed \times D$$

Em: energia mensal produzida por um painel fotovoltaico, kWh / mês;

D: dias no mês

Então verifica-se a quantidade de painéis necessários para que o sistema projetado possa atender a demanda solicitada:

$$Np = \frac{Em}{En} \times Fc$$

Np: número de painéis necessários a serem instalados para suprir a carga.

Fc: Fator de correção. Salienta-se do uso do fator de correção devido a variação climatológicas, equipamentos, e perdas ao longo do sistema.

E faz-se necessário a verificação da área disponível para a implantação do sistema solar, pois nem sempre a disponibilidade no telhado ou terreno a disposição para uso do sistema.

$$At = Np \times Ap$$

Salienta-se que o estudo de viabilidade técnica pode ser realizado, com base no consumo de energia (kWh) ou com base na carga instalada (kW).

3.1.3 Fonte Eólica

A obtenção de energia elétrica por fonte eólica no Brasil é recente, porém vem ganhando cada vez mais espaço no mercado, até o momento não há um procedimento regularizado para a implantação de uma usina eólica, portanto após levantamento bibliográfico foi identificado como o mais adequado o seguinte procedimento (FADIGAS, 2011):

Fase 1 – Seleção do local, essa fase é dividida em duas etapas, como trabalho de escritório e trabalho de campo, o trabalho de escritório consiste em:

Levantamento do potencial eólico, o mesmo deve ser realizado através de análises do atlas e/ou mapas do potencial eólico brasileiro e regionais, conforme figura 10, o levantamento pode ser realizado também através de softwares de simulação numérica de vento para avaliar o potencial eólico da área, outra maneira de se ter uma base para um levantamento inicial é o uso de dados de torres meteorológicas existentes em áreas próximas, por exemplo, aeroportos, Embrapa, Ministérios da Aeronáutica e Agricultura, dentre outros. Salienta-se que o uso de apenas uma das alternativas apresentadas serve para uma pequena base preliminar da avaliação do local, se possível a realização e obtenção de dados das três maneiras apresentadas enriquecerá o trabalho e auxiliará na escolha do melhor local para a implantação do parque.

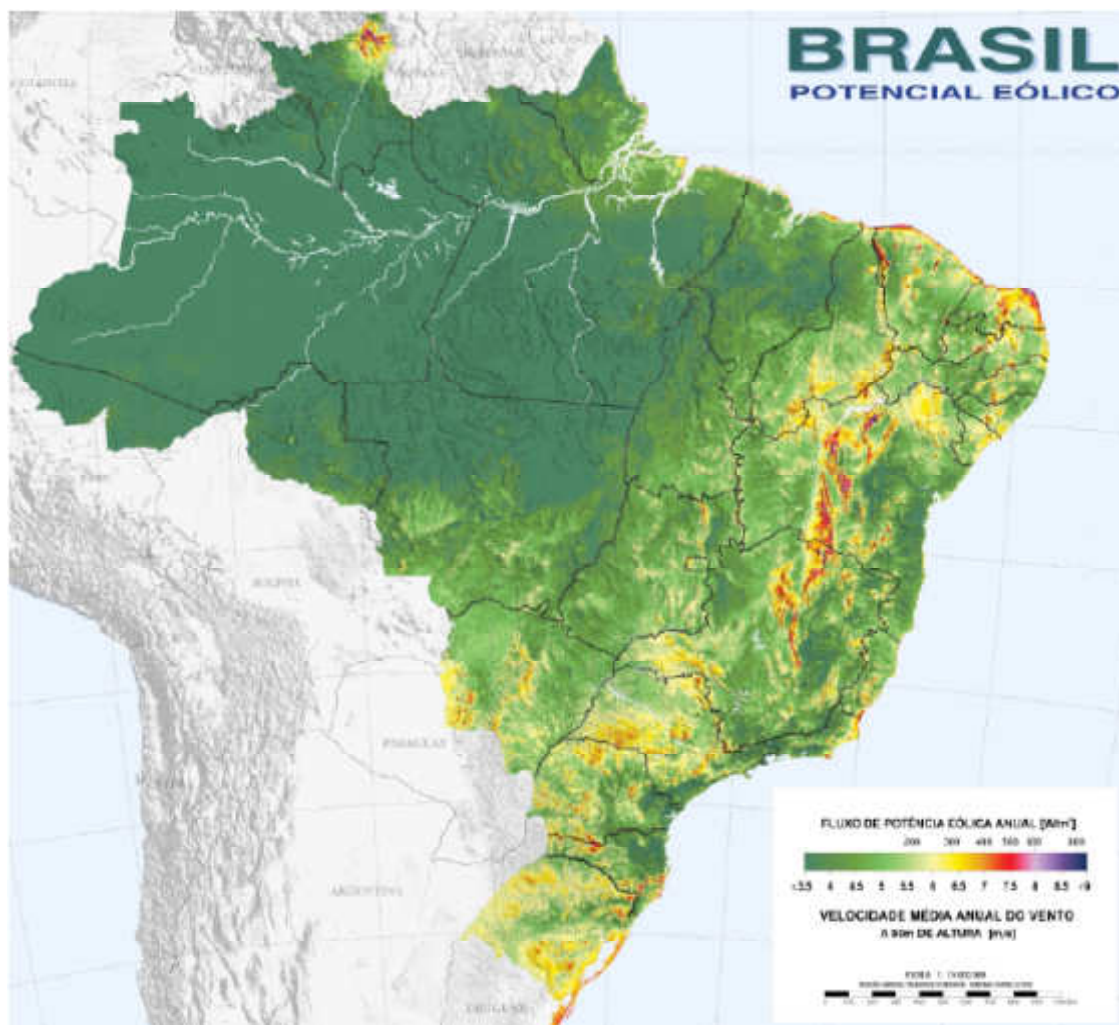


Figura 10 – Mapa do potencial eólico brasileiro anual

Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001)

Deverá ser levantada a distância até a subestação, conexão de rede, mais próxima ao parque, pois a conexão elétrica, é de responsabilidade do empreendedor, portanto tecnicamente essa distância pode não interferir na viabilidade do projeto, porém economicamente pode ser item desfavorável para viabilização do parque eólico. Nesta primeira etapa, os possíveis pontos de conexão deverão ser consultados nos mapas do sistema da Eletrobrás, das concessionárias de energia e do ONS.

Questões ambientais que poderão ser um empecilho para o empreendimento, devem ser levantadas na etapa inicial, a área escolhida não deve fazer parte de uma Área de Proteção Permanente – APP, Área de Proteção Ambiental – APA, sítios arqueológicos, áreas de patrimônios, áreas

indígenas, reservas legais, entre outros, deverão ser preservados a fauna e flora local, o parque eólico, assim como a interligação elétrica com a subestação são objetos de licenciamento ambiental.

Levantamento das informações geográficas é de suma importância técnica e econômica, pois as informações geográficas identificarão as condições de acesso ao parque eólico, as proximidades com as residências, a infraestrutura local, entre outros. Em alguns casos houve a necessidade da instalação de vias para transporte dos equipamentos e acesso ao parque eólico, como é o caso do UEE Praias de Parajuru, localizada em Paripueira / CE, que teve que construir uma via de acesso, no caso menos de 3 km de estrada, porém alguns casos essa distância pode aumentar significativamente. Nesta etapa deve ser levantando as condições telecomunicações, topografia e rugosidade do terreno, sendo que as últimas possuem grande influência na geração de energia pelas turbinas eólicas, fazendo com que o parque gere uma quantidade menor de energia elétrica.

O trabalho de campo consiste na verificação do estado do terreno, verificação da existência de obstáculos que possam gerar distorção na condição do vento, diminuindo assim a qualidade do vento para geração de energia, análise das direções predominantes do vento, levantamento do entorno, das condições de acesso ao local e do sistema de comunicação.

Na Fase 2 – Medição de vento local é elaborada um programa de medição de vento e plano de garantia da qualidade, que deverão seguir a seguinte estrutura:

- Capacitação e treinamento da equipe;
- Locação correta das estações anemométricas;
- Qualidade do equipamento usado nas estações anemométricas;
- Instalação apropriada das estações anemométricas;
- Utilização de procedimentos padrão (O&M, coleta de dados);
- Verificação dos resultados de análise dos dados de vento;
- Validação dos modelos utilizados.

A Resolução ANEEL nº 391/09, para obtenção de outorga, a medição deve ser realizada por um período de dois anos para requerimentos protocolados na ANEEL até a data de 31/12/2012 e por um período de três anos para requerimentos protocolados a partir da data de 01/01/2013.

Segundo Fadigas (2011), os dados coletados pelo sistema de medição podem ser avaliados por diversas formas, tais como:

- Velocidade média horizontal em um determinado intervalo de tempo (10 minutos, 1 hora, intervalo variável);
- Variações na velocidade horizontal sobre um intervalo (valores máximos, desvio padrão, intensidade da turbulência);
- Direção horizontal média do vento;
- Variações na direção horizontal média do vento (desvio padrão);
- Distribuição da velocidade e direção dos ventos;
- Persistência;
- Determinação dos parâmetros de rajadas;
- Análises estatísticas incluindo auto correlação, densidade espectral de potência, escalas de tempo e espaço, correlação espacial e temporal, correlações com dados de estações vizinhas;
- Componentes u , v , w dos ventos constantes e flutuantes;
- Variações diurnas, sazonais, anuais, interanuais e direcionais de quaisquer parâmetros citados.

Próxima fase, a Fase 3 é a realização da escolha dos aerogeradores, considerando as condições de vento local, sua potência, diâmetro, eficiência de conversão de energia, condições de manutenção e operação, disponibilidade dos equipamentos, assessoria da equipe técnica.

Enquanto que na Fase 4 realiza-se a estimativa do potencial eólico no local, esta fase é separa em duas etapas de suma importância definindo boa parte do estudo de viabilidade, que são Etapa I – Estudo de previsão de velocidade dos ventos e a Etapa II – Estudo de *Micrositing*. A primeira etapa tem como principal objetivo classificar os ventos em três categorias:

- Previsão de curto prazo: estimativa de variações turbulentas do vento em um curto espaço de tempo, segundos e minutos, esta previsão tem a finalidade de auxiliar na estratégia de controle operacional dos aerogeradores;
- Previsão de médio prazo: neste caso possui finalidade do planejamento de outras fontes geradoras de energia para rede elétrica, entende-se médio prazo como alguns dias;
- Previsão de longo prazo: avaliação da produção de energia, auxiliando o estudo de viabilidade econômica durante a vida útil do parque eólico. A metodologia mais utilizada para este tipo de estudo é o MCP – Medir, Correlacionar e Prever, porém ainda possui o método da regressão linear, método das razões e método das razões mensais.

Na etapa II, o estudo de *micrositing* possui como objetivo principal a quantificação da variabilidade, em pequena escala, dos recursos eólicos na área determinada. Porém, atualmente este estudo vem sendo realizado com a finalidade de encontrar o melhor posicionamento de uma ou mais turbinas no parque eólico, com o objetivo de maximizar a energia produzida pelo parque, minimizando o efeito esteira, os programas mais utilizados para auxílio neste estudo são Wasp, Windfarm, Windpro, CFD, entre outros. Manwellet al. (2004 apud FADIGAS; ELIANE, 2011, p. 86 e 87).

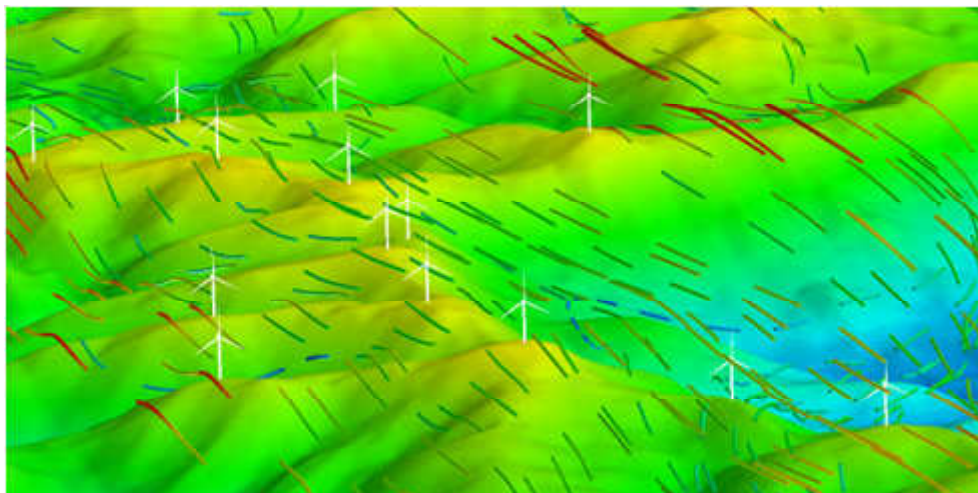


Figura 11 – Simulação CFD 3D para *micrositing*

Fonte: K2 Management (2015)

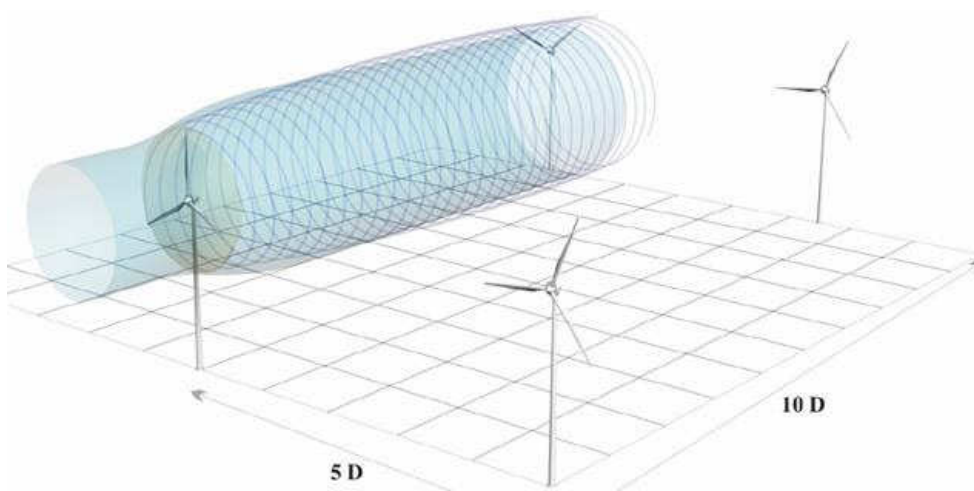


Figura 12 – Efeito esteira e afastamento considerado seguro para não interferência

Fonte: <https://evolucaoenergiaeolica.files.wordpress.com/2012/06/image023.jpg>

Fase 5 do projeto, definição da conexão com a rede elétrica, nesta etapa será definido a forma de conexão com a rede do local do empreendimento, podendo ser diretamente conectado ou indiretamente conectado com o auxílio de inversores, sendo que o primeiro caracteriza-se por possuir um sistema gerador com velocidade fixa, enquanto que o último caso ocorre devido ao sistema gerador com velocidade variável, tabela 2 é apresentados os modelos de conexão direta e indireta na rede elétrica.

Tabela 2 – Tipos de conexão com a rede elétrica.

Tipos de conexão com a rede elétrica	
Conexão Direta - Velocidade fixa	Conexão Indireta - Velocidade variável
Gerador síncrono acoplado diretamente na rede elétrica	Gerador síncrono com inversor
Gerador de indução com rotor de gaiola acoplado diretamente na rede elétrica	Gerador de indução com rotor de gaiola e inversor
Gerador de indução com escorregamento variável acoplado diretamente na rede elétrica - rotor bobinado	Gerador de indução com rotor bobinado duplamente alimentado
Sistema gerador com duas velocidades	Turbina com rotor acoplado diretamente com gerador elétrico

Fonte: Elaboração do autor

Dessa maneira é finalizada a avaliação técnica e inicia-se o estudo de viabilidade econômica para implantação de uma usina eólica. Na figura 13 é apresentado o fluxograma do desenvolvimento do estudo de viabilidade técnica de uma usina eólica.

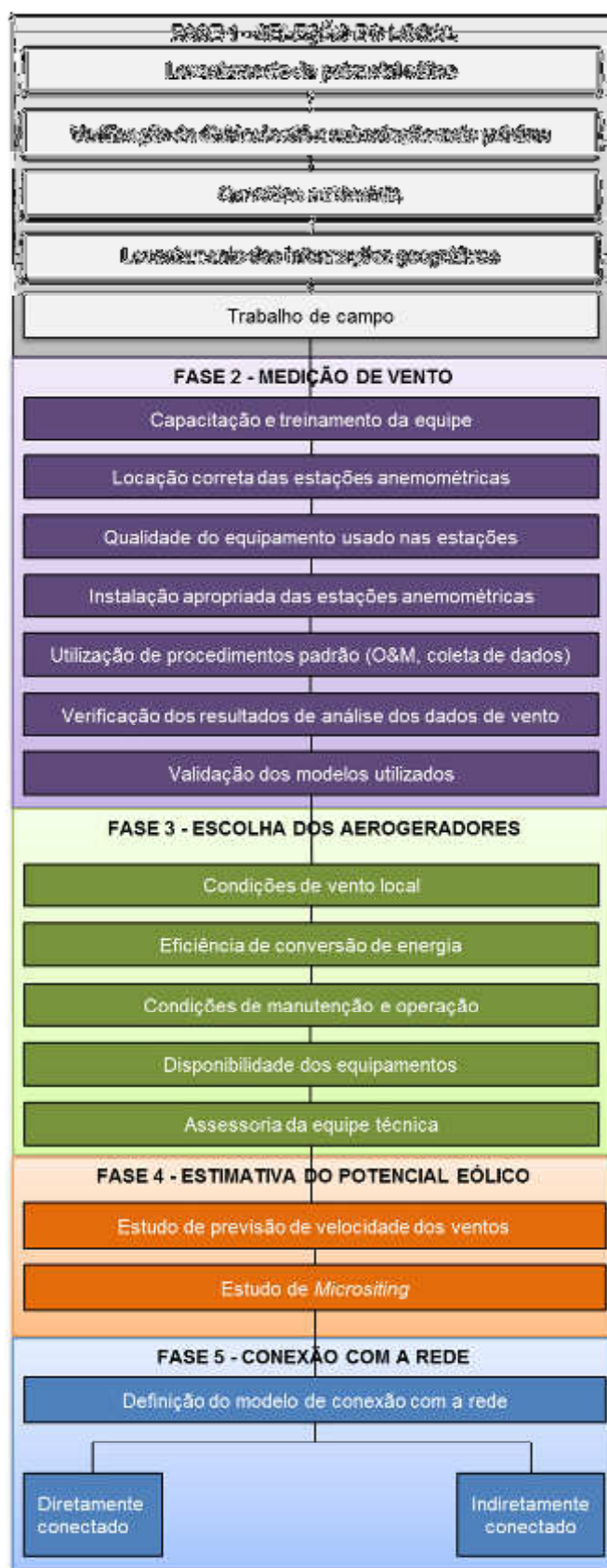


Figura 13 – Fluxograma do estudo de viabilidade técnica da usina eólica

Fonte: Elaboração do autor

Salienta-se que o estudo para implantação de aerogeradores de pequeno porte, usados para microgeração e minigeração distribuída, não apresenta tal complexidade, evitando assim a realização de etapas, processos e fases descritos acima.

3.1.4 Fonte Biomassa

Biomassa pode ser definida como todo recurso renovável proveniente de matéria orgânica, de origem animal ou vegetal, que possui o principal objetivo a produção de energia (MMA, 2015). Os principais processos de aproveitamento energético da biomassa são combustão direta, gaseificação, pirólise, digestão anaeróbica, fermentação e transesterificação. Mesmo com tantos processos diferentes, o estudo de viabilidade técnica dessas tecnologias acaba tornando-se semelhantes, a maior diferença na escolha das alternativas deve-se a viabilidade econômica e questões ambientais, pois cada processo haverá custos de implantação, operação e mitigação bem diferente em tratando de tecnologias que mudam o processo de maneiras significativas.

Primeiramente realiza-se a verificação da disponibilidade de biomassa, salienta-se que grande parte da geração de energia elétrica gerada no Brasil é proveniente da cana de açúcar, devido a disponibilidade de matéria-prima/combustível em abundância. Verificado a disponibilidade da biomassa, deve-se realizar a verificação de seu poder calorífico, quanto maior o poder calorífico do combustível mais eficiente o mesmo será, pois será necessário menor quantidade do mesmo para geração da mesma quantidade de energia.

Verificado a disponibilidade e “qualidade” da biomassa deve-se encontrar a tecnologia mais adequada para aplicação no local, normalmente encontra-se em lugares afastados dos grandes centros, portanto é necessária a verificação do quesito de suporte a tecnologia aplicada. Sistemas convencionais são a implantação de caldeiras, para geração do vapor em alta temperatura, motores, gerados ou turbinas para conversão da energia mecânica em energia elétrica e sistema de interligação com a rede, pode ser um sistema para atendimento em regiões isoladas não há necessidade da interligação com a rede, usualmente verifica-se a distância do ponto de interligação mais próximo.

A seguir é apresentado um croqui de uma usina de sucroalcooleira e o fluxo descrito acima para geração de eletricidade por meio da biomassa cana de açúcar.

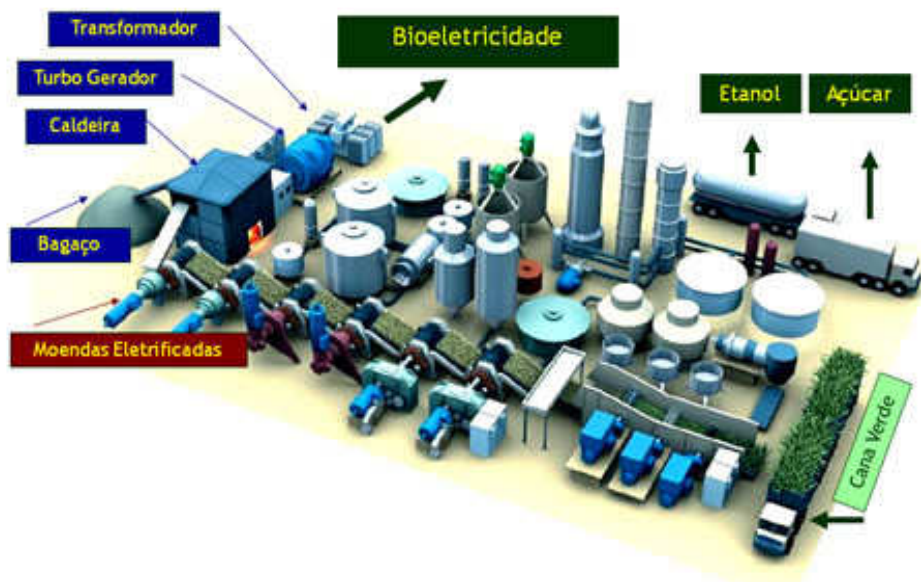


Figura 14 – Croqui de usina sucroalcooleira

Fonte: COGEN (2015)

3.1.5 Cogeração Qualificada

No ano de 2006 a ANEEL publicou a Resolução 235, a qual define a cogeração como “processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária”, ou seja, a cogeração é a geração simultânea e sequencial de duas ou mais formas de energia, geralmente térmica, mecânica e/ou elétrica, conforme demonstrado nas figuras 15 - Gerador termelétrico sem cogeração e 16 - Gerador termelétrico com cogeração. A resolução também estabelece os requisitos para que um sistema de cogeração qualifique-se a tornar-se uma cogeração qualificada, dessa maneira a planta será mais eficiente e conseguirá benefícios, como por exemplo, diferenciação em tarifária.

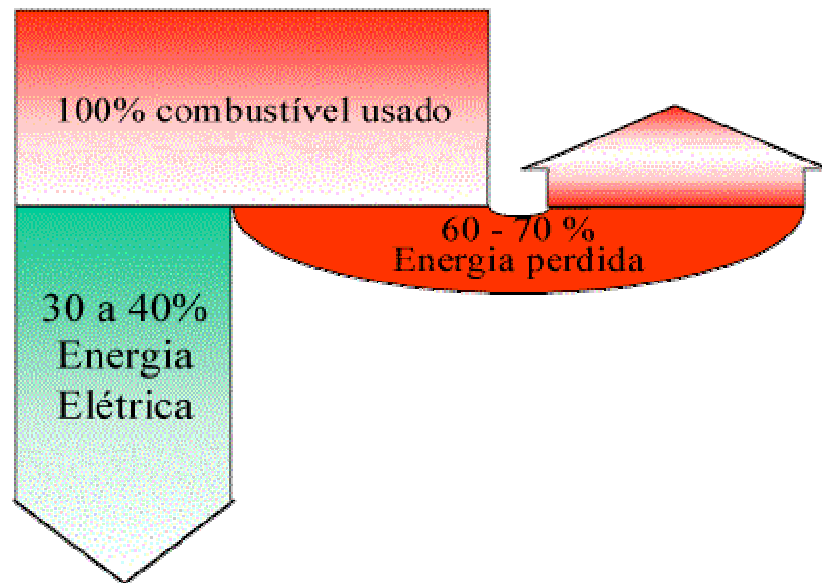


Figura 15 – Gerador termelétrico sem cogeração

Fonte: INEE (2015)

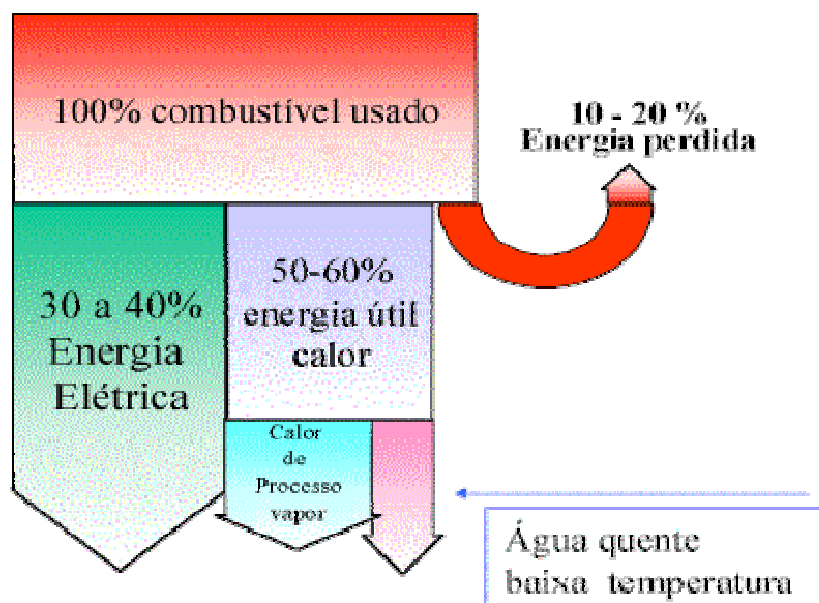


Figura 16 – Gerador termelétrico com cogeração

Fonte: INEE (2015)

Para um sistema de cogeração se adequar a cogeração qualificada, segundo a Res. 235/06 da ANEEL, deve-se:

- 1) Estar regularizada perante ANEEL, conforme o dispositivo na legislação específica e na Resolução nº 112, de 18 de maio de 1999;
- 2) Preencher os requisitos mínimos de racionalidade energética, mediante o cumprimento das inequações a seguir:

$$a) \frac{Et}{Ef} \geq 15\%$$

Com a fórmula demonstrada no item “a” a energia da utilidade de calor dividida pela energia da fonte demonstra que o processo de qualificação da cogeração deve possuir uma eficiência térmica de no mínimo 15%, caso seja inferior a cogeração analisada não atenderá um requisito básico para sua qualificação.

$$b) \left(\frac{Et}{Ef} \right) : X + \frac{Ee}{Ef} \geq Fc\%$$

Enquanto que a fórmula “b” é a verificação da eficiência térmica somada com a eficiência energética devem ser maior que o fator de cogeração que é definido pela potencia da planta e sua alimentação.

A seguir são apresentados os itens e sua respectivas definições:

Et é a Energia da utilidade calor, energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando das energias brutas entregues ao processo as energias de baixo potencial térmico que retornam à central.

Ef é a Energia da fonte, energia recebida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, com base no conteúdo energético específico, que no caso dos combustíveis é o Poder Calorífico Inferior (PCI).

Ee é a Energia da utilidade eletromecânica, energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, 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.

X é o Fator de ponderação, parâmetro adimensional definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, obtido da relação entre a eficiência de referência da utilidade calor e da eletromecânica, em processos de conversão para obtenção em separado destas utilidades.

F_c % é o Fator de cogeração, parâmetro definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, o qual aproxima-se do conceito de Eficiência Exergética (índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidades equivalentes à eletromecânica).

Os valores de “ X ” e F_c ” das fórmulas inscritas no item 2, deverão ser aplicados em função da potência elétrica instalada na central de cogeração e da respectiva, de acordo com a tabela 3.

Tabela 3 – Variação dos fatores de ponderação e cogeração nas diferentes fontes

Fonte/potência elétrica instalada	X	$F_c\%$
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)

Para ser considerada uma cogeração qualificada o empreendimento deve atender os itens acima, dessa maneira enquadra-se como geração distribuída.

Salienta-se que qualquer empreendimento que possua uma demanda de energia elétrica e térmica simultaneamente pode instalar a cogeração, porém para integrar-se a GD ou possui o cogeração qualificada deve-se atender os itens mencionados na Tabela 4, apresentada a seguir.

Tabela 4 – Documentos para qualificação técnica do sistema de cogeração.

Documentos
Qualificação Técnica
Requerimento à ANEEL
Memorial descritivo simplificado da central e do processo associado
Planta geral do complexo destacando onde está inserida a central
Diagrama elétrico unifilar geral da central
Caracterização do calendário do ciclo operativo da central, com indicação do seu regime operativo e o conseqüente fator de utilização média das instalações
Balanco da energia elétrica em kWh/h, indicando, tanto para “carga plena” quanto “carga média”
- Geração bruta - Carga Plena
- Geração bruta - Carga Média
- Consumo em serviços auxiliares da central - Carga Plena
- Consumo em serviços auxiliares da central - Carga Média
- Consumo no processo industrial associado - Carga Plena
- Consumo no processo industrial associado - Carga Média
- Intercâmbio externo, se houver importação ou exportação - Carga Plena
- Intercâmbio externo, se houver importação ou exportação - Carga Média
Fluxograma do balanço térmico na “carga plena” e na “carga média”, indicando para cada situação a vazão mássica e as variáveis de estado de todos os fluidos envolvidos, na entrada e saída dos principais equipamentos e instalações da central
Demonstração da eficiência energética individual dos principais equipamentos integrantes do ciclo térmico de cogeração
Demonstração do atendimento aos requisitos mínimos de racionalidade energética:
- $E_t/E_f \geq 15\%$
- $(E_t/E_f) \div X + E_e/E_f \geq F_c\%$

Fonte: ANEEL (2011)

4. ESTUDO DE VIABILIDADE ECONOMICA

O estudo de viabilidade econômica que classifica, de certa forma padrão para todos os tipos de investimentos, projetos e empreendimentos são *Pay back* e Valor Presente Líquido (VPL). A seguir será apresentado uma análise mais detalhada dessas duas maneiras de verificação econômica dos projetos.

4.1 PAY BACK

O *pay back* também chamado de tempo de retorno é a quantificação em anos do retorno econômico da implantação do projeto, empreendimento levará até zerar ou gerar lucro após sua implantação, ou seja, é o período em que a economia mensal ou anual gerada após a implantação do projeto decorre até se igualar ou superar o valor de investimento inicial.

A fórmula para cálculo do *pay back* é:

$$Pay\ Back = \frac{Investimento\ total}{Economia\ anual}$$

A análise é realizada da seguinte maneira, quanto menor o valor do *pay back*, menor será o período de retorno do investimento, portanto quanto maior o *pay back*, maior será o período de retorno do investimento. Dessa maneira justifica-se a implantação ou não de um projeto.

Caso haja a apresentação de vários projetos, deve-se optar pelo projeto que possuir o menor *pay back*, pois dessa maneira o investidor terá seu dinheiro o mais rápido possível.

4.2 VALOR PRESENTE LÍQUIDO – VPL

Segundo Mankiw (2008) “o valor presente de qualquer soma de dinheiro futura é a quantidade que seria necessária hoje, às atuais taxas de juros, para produzir aquela soma futura”, deve-se entender o conceito de que o valor de um real hoje é sempre maior que o valor de um real amanhã, esse conceito é válido para qualquer valor e qualquer moeda. Calcula-se o valor presente da seguinte maneira:

$$VP = \frac{VF}{(1+r)^n} \text{ ou } VP = \frac{FC}{(1+r)^t}$$

Onde:

VP é o valor presente.

VF ou FC são valor futuro ou fluxo de caixa.

R é a taxa de juros.

N ou t é o período a ser estudado, usualmente em meses ou anos.

Enquanto que o Valor Presente Líquido – VPL é a diferença entre os recebíveis gerados ou fluxos de caixa do projeto no valor presente e seu investimento inicial, conforme a afirmação de NAKABAYASHI (2014) “para o cálculo do VPL, os fluxos de caixa do projeto são traduzidos a valor presente, descontados a uma determinada taxa de juros”, a fórmula para o cálculo do VPL é:

$$VPL = \sum \frac{FC}{(1+r)^t} - \text{Investimento total}$$

Caso o VPL seja positivo, significa que o projeto dará lucro, ou seja, mesmo com o desconto da taxa r , os fluxos de caixa irão superar o investimento total do projeto, porém se o VPL for negativo, significa que o projeto terá prejuízo, dessa maneira considera-se inviável realizar tal investimento. A Figura 17 apresenta visualmente a decomposição dos valores futuros para o valor presente.

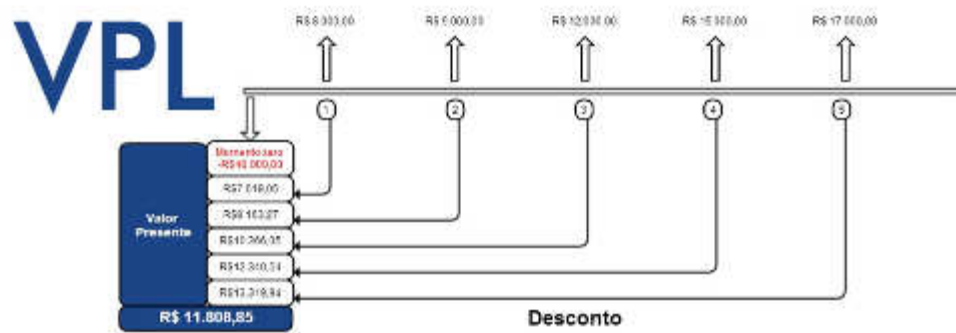


Figura 17 – Demonstrativo de VPL.

Fonte: <http://ferramentasfinanceiras.com.br/vpl-valor-presente-liquido/> (2015)

Em uma análise entre vários projetos, deve-se optar pelo projeto que possuir o maior valor de VPL, pois o mesmo será mais rentável para o investidor.

5. ESTUDO DE CASO

5.1 ENERGIA SOLAR

Considerando o modelo apresentado nos itens 3.1.2 e 4 deste trabalho, segue o presente estudo de caso para verificação da viabilidade técnico e econômica do abastecimento de uma residência familiar com 5 integrantes localizado em Carapicuíba, região metropolitana de São Paulo.

Primeiramente foi realizada a consulta no CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito e levantado a tabela e gráfico da irradiação solar no plano horizontal e plano inclinado para localidades de São Paulo e região, conforme demonstrado nas figuras 18 e 19 respectivamente.

Localidades próximas

Latitude: 23,43° S
Longitude: 46,29° O

Longitude: 46.23 ° O																				
#	Estação	Município	UF País	Irradiação solar diária média [kWh/m².dia]																
				Latitude (°)	Longitude (°)	Distância (km)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
1	São Paulo	São Paulo	SP BRA	23,5° S	46,637421° O	36,34,50	5,00	4,06	3,61	3,15	2,94	3,22	3,72	3,75	4,03	5,00	4,53	3,96	2,06	
2	São Bernardo do Campo	São Bernardo do Campo	SP BRA	23,7° S	46,565° O	41,14,88	4,81	4,69	4,03	3,44	3,06	3,53	3,53	3,83	4,53	5,17	5,06	4,21	2,11	
3	São José dos Campos	São José dos Campos	SP BRA	23,2° S	45,800002° O	48,60,22	4,82	4,81	4,14	3,64	3,22	3,64	4,17	4,19	4,75	6,39	5,28	4,46	2,17	

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas
23,43° S, 46,29° O

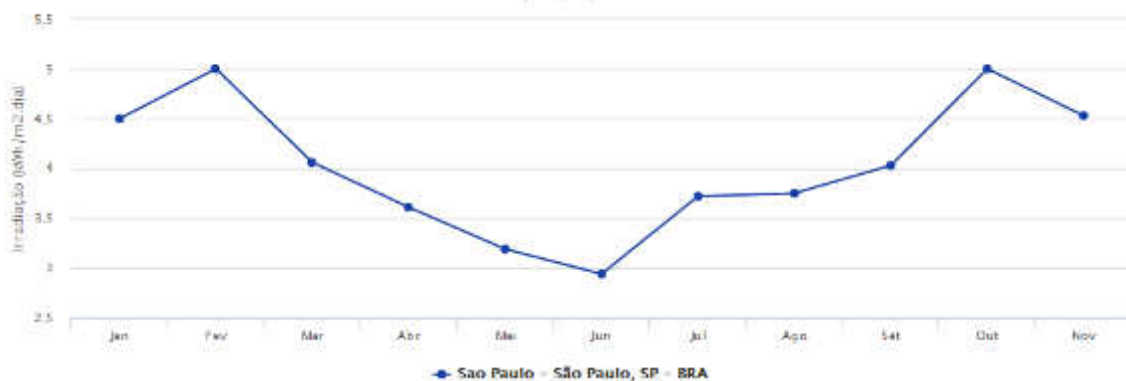


Figura 18 – Irradiação solar no plano horizontal

Fonte: CRESESB (2015)

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: São Paulo
Município: São Paulo, SP - BRA
Latitude: 23,5° S
Longitude: 46,837421° O
Distância do ponto de ref.: 28,43° S, 46,28° O: 35,3 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
1	Plano horizontal	0° N	4,55	5,00	4,06	3,81	3,19	2,94	3,22	3,72	3,75	4,03	5,00	4,55	3,96	2,06
2	Ângulo igual a latitude	23° N	4,12	4,78	4,15	4,03	3,88	3,76	4,08	4,34	3,95	3,94	4,81	4,10	4,14	1,03
3	Menor média anual	21° N	4,17	4,82	4,16	4,01	3,84	3,70	4,00	4,31	3,95	3,98	4,88	4,15	4,14	1,13
4	Menor mínimo mensal	28° N	3,90	4,67	4,11	4,06	3,97	3,87	4,18	4,41	3,84	3,86	4,47	3,96	4,12	,81

Irradiação Solar no Plano Inclinado -São Paulo-São Paulo, SP-BRA

23,5° S, 46,837421° O

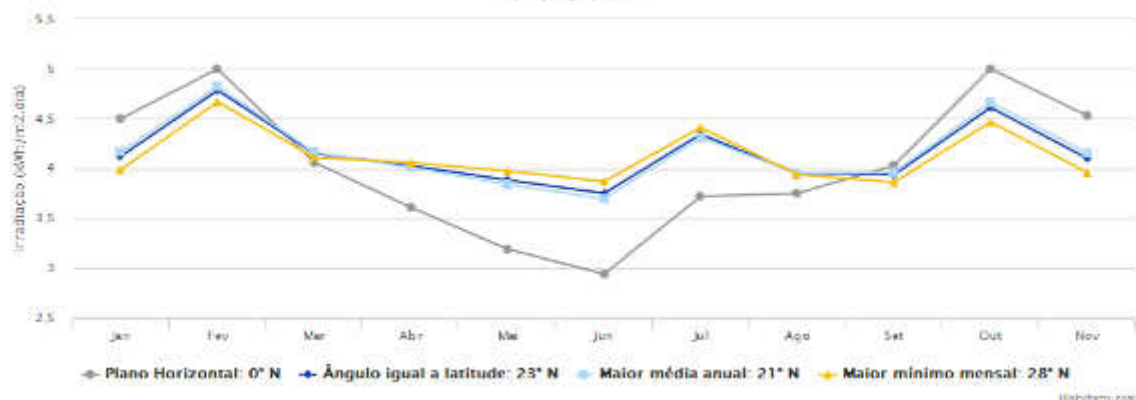


Figura 19 – Irradiação solar no plano inclinado

Fonte: CRESESB (2015)

Foi definido como objeto de estudo o painel da Yingli Solar série de células YGE 60, modelo YL240P-29b, com potência nominal de 240W, conforme demonstrado na figura 20. Enquanto que na tabela 5 é apresentado os dados contidos na folha de dado – *flowsheet*– do painel em questão.

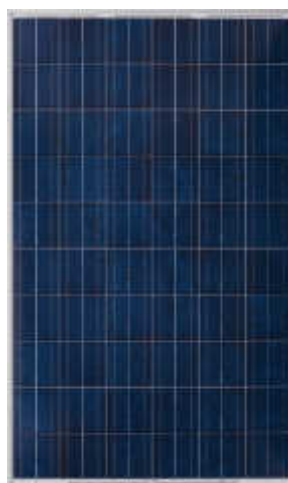


Figura 20 – Painel solar Yingli Solar série de células YGE 60

Fonte: Yingli Solar (2015)

Tabela 5 – Tabela do desempenho elétrico do painel YLxxxP-29b

Desempenho Elétrico							
Parâmetros elétricos na condição de teste padrão ⁽⁴⁾							
Tipo de módulo	YLxxxP-29b (xxx=Pmáx.)						
Potência de saída	Pmáx	W	260	255	250	245	240
Tolerância da potência de saída	ΔPmáx	W	0 / +5				
Eficiência do módulo	ηm	%	16,0	15,7	15,4	15,1	14,8
Voltagem na Pmáx	Vmpp	V	30,3	30,0	29,8	29,6	29,3
Corrente na Pmáx	Impp	A	8,59	8,49	8,39	8,28	8,18
Voltagem em circuito aberto	Voc	V	37,7	37,7	37,6	37,5	37,5
Corrente de curto circuito	Isc	A	9,09	9,01	8,92	8,83	8,75

Notas:

Condição padrão: irradiação de 1.000W/m², temperatura ambiente de 25°C

Fonte: Yingli Solar (2015)

A seguir é apresentado o dimensionamento do sistema fotovoltaico.

- Energia produzida pelo sistema:

$$Ed = Es \times Ap \times \eta p \times \eta i$$

Ed: energia diária produzida por um painel fotovoltaico, kWh / dia;

Es: irradiação média diária na região, em kWh / m².dia (4,14 kWh / m².dia, na inclinação de 23°);

Ap: área do painel fotovoltaico (1,640 x 0,99 m = 1,6236 m²);

ηp: eficiência nominal do painel fotovoltaico (14,8%);

ηi : eficiência nominal do inversor de frequência (0,9805 - Inversor de Energia de 3.000W - Hayonik - 12V/127V).

$$Ed = 4,14 \times 1,6236 \times 14,8\% \times 98,05\%$$

$$Ed = 0,98 \text{ kWh/dia.}$$

- Energia mensal produzida pelo sistema (um painel):

$$Em = Ed \times D$$

Em: energia mensal produzida por um painel fotovoltaico, kWh / mês;

D: dias no mês (30)

$$Em = 0,98 \times 30 = 29,26 \text{ kWh / mês}$$

- Energia necessária mensal:

$$En = \sum \frac{\text{consumo mensal}}{12}$$

Tabela 6 – Consumo mensal de energia elétrica da residência com 5 habitantes

Mês	Consumo (kWh)
abr/14	281
mai/14	263
jun/14	245
jul/14	289
ago/14	276
set/14	248
out/14	266
nov/14	291
dez/14	259
jan/15	276
fev/15	302
mar/15	263
abr/15	262
TOTAL	3.521

Fonte: AES Eletropaulo (2015)

$$En = 3.521 / 12$$

$E_n = 293,42 \text{ kWh/mês}$ – média mensal.

- Número de painéis necessários:

$$N_p = \frac{E_n}{E_m} \times F_c$$

N_p : número de painéis necessários a serem instalados para suprir a carga.

F_c : Fator de correção, 10%, fator aplicado devido a dias nublados, defeito no equipamento, riscos de sombreamento temporário, entre outros.

$$N_p = (293,42 / 29,26) \times 1,1$$

$N_p = 11$ painéis fotovoltaicos.

- Área Total ocupada pelos painéis fotovoltaicos:

$$A_t = N_p \times A_p$$

A_t : área total ocupada pelos painéis fotovoltaicos, m^2 .

$$A_t = 11 \times 1,6236$$

$A_t = 17,86 \text{ m}^2$.

- Potência total instalada:

$$Pot_{inst} = Pot_{pico} \times N_p$$

Potência total instalada: potência total do sistema instalado, kW.

Potência de pico: potência máxima do painel solar, W.

$$Pot_{inst} = 240 \times 11$$

$Pot_{inst} = 2.640 \text{ W}$ ou $2,64 \text{ kW}$.

- Investimento Necessário

Planilha de Custos - Projeto Fotovoltaico Residencial	Valor Unitário	Qtde	Total
Painel Solar Fotovoltaico Yingli YL240P 29b (240Wp)	R\$ 840,00	11	R\$ 9.240,00
Controlador de carga solar de 40A (12V/24V) com tecnologia MPPT – Tracer-4210RN	R\$ 1.296,00	1	R\$ 1.296,00
Inversor de Energia de 3.000W - Hayonik - 12V/127V	R\$ 1.249,00	1	R\$ 1.249,00
Serviço de instalação do sistema fotovoltaico	R\$ 4.000,00	1	R\$ 4.000,00
TOTAL			R\$ 15.785,00

- Economia Anual com Energia Elétrica

Para cálculo da economia anual faz necessário a utilização da tabela de tarifa de energia elétrica cobrada pela concessionária local, neste caso a AES Eletropaulo, conforme figura 18.

A composição do preço, adotar segundo Resolução ANEEL nº 456/00. Sabe-se que no Brasil possui-se um período úmido de 5 meses e um período seco de 7 meses.

Tarifa de energia elétrica

AES Eletropaulo > Para sua Casa > Prazos e tarifas > Tarifa de energia elétrica

TARIFAS PARA O FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA RESOLUÇÃO Nº 1.858 DE 02/03/2015 DA ANEEL - VÁLIDAS A PARTIR DE 02/03/2015.

Tarifas Aplicadas a clientes atendidos em Baixa Tensão (Grupo B)

MODALIDADE TARIFÁRIA CONVENCIONAL				
SUBGRUPO / CLASSE / SUBCLASSE (R\$/kWh)	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) (R\$/kWh)	Tarifa de Energia (TE) (R\$/kWh)	Tarifa de Energia (TE) (R\$/kWh)	Tarifa de Energia (TE) (R\$/kWh)
B1 - RESIDENCIAL	0,17096	0,20086	0,22586	0,25586
B1 - RESIDENCIAL - BAIXA RENDA				
Consumo mensal até 30kWh	0,05761	0,07030	0,07905	0,08955
Consumo mensal entre 31 e 100kWh	0,09677	0,12052	0,13552	0,15352
Consumo mensal entre 101 e 220kWh	0,14815	0,18078	0,20327	0,23027
Consumo mensal superior a 220kWh	0,16461	0,20086	0,22586	0,25586
B2 - RURAL	0,11967	0,14080	0,16560	0,19560
B2 - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	0,11967	0,14080	0,16560	0,19560
B2 - SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO	0,10258	0,12052	0,14552	0,17552
B3 - DEMAIS CLASSES	0,17266	0,20125	0,22625	0,25625
B4 - ILUMINAÇÃO PÚBLICA				
Iluminação Pública (B4a)	0,09634	0,11234	0,13734	0,16734
Iluminação Pública (B4b)	0,10509	0,12255	0,14755	0,17755

Ass: valores apurados a título de Energia Reativa Excedente será aplicada a Tarifa de Energia referente ao subgrupo B1 Classes Residencial (R\$ 0,17755 kWh).

Figura 21 – Tarifa de energia aplicada a clientes de baixa tensão (Grupo B)

Fonte: AES Eletropaulo (2015)

$$EA = En \times X \text{ meses} \times TUSD \times En \times X \text{ meses} \times Tar \text{ Bandeira}$$

Para realização deste estudo de caso, foram considerados 3 cenários:

Cenário 1 – 12 meses de no ano de bandeira tarifária verde. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.

$$EA = 293,42 \text{ kWh/mês} \times 12 \text{ meses} \times 0,17096 \text{ R\$/kWh} + 293,42 \text{ kWh/mês} \times 12 \text{ meses} \times 0,20086$$

$$EA = 1.286,82 \text{ reais, sem impostos.}$$

Considerando a alíquota de 1,65% de PIS, 7,60% de COFINS e 25,00% de ICMS, o valor da economia anual trona-se de R\$ 1.727,56.

- Tempo de Retorno do Investimento – *Pay Back* Simples

$$Pay\ Back = \frac{Investimento\ total}{Economia\ anual}$$

$$Pay\ Back = R\$ 15.785,00 / R\$ 1.727,56$$

$$Pay\ Back = 9,14 \text{ anos.}$$

- Valor Presente Líquido - VPL

$$VPL = \sum \frac{FC}{(1+r)^t} - Investimento\ total$$

VPL: Valor Presente Líquido.

r: Taxa de desconto – 12%.

FC: Fluxo de caixa – R\$ 1.727,56.

Para cálculo do VPL foi considerado o período de 15 anos

$$VPL = R\$ 24.599,24.$$

Cenário 2 – 5 meses de no ano de bandeira tarifária vermelha. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,055 para cada quilowatt-hora kWh consumidos, 3 meses de no ano de bandeira tarifária amarela. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,025 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos e 4 meses de no ano de bandeira tarifária verde. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.

$$EA = 293,42 \text{ kWh/mês} \times 5 \text{ meses} \times 0,17096 \text{ R\$/kWh} + 293,42 \text{ kWh/mês} \times 5 \text{ meses} \times 0,25586 + 293,42 \text{ kWh/mês} \times 3 \text{ meses} \times 0,17096 \text{ R\$/kWh} + 293,42 \text{ kWh/mês} \times 3 \text{ meses} \times 0,22586 + 293,42 \text{ kWh/mês} \times 4 \text{ meses} \times 0,17096 \text{ R\$/kWh} + 293,42 \text{ kWh/mês} \times 4 \text{ meses} \times 0,20086$$

$$EA = 1.389,52 \text{ reais, sem impostos.}$$

$$EA = 1.865,42 \text{ reais, com impostos.}$$

- Tempo de Retorno do Investimento – *Pay Back* Simples

$$Pay\ Back = R\$ 15.785,00 / R\$ 1.865,42$$

Pay Back = 8,46 anos.

- Valor Presente Líquido

r: Taxa de desconto – 12%.

FC: Fluxo de caixa – R\$ 1.865,42.

VPL = R\$ 25.437,64.

Cenário 3 – 12 meses de no ano de bandeira tarifária vermelha. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,055 para cada quilowatt-hora kWh consumidos.

EA = 293,42 kWh/mês x 12 meses x 0,17096 R\$/kWh + 293,42 kWh/mês x 12 meses x 0,25586.

EA = 1.480,47 reais, sem impostos.

EA = 1.987,54 reais, com impostos.

- Tempo de Retorno – *Pay Back*

Pay Back = R\$ 15.785,00 / R\$ 1.987,54

Pay Back = 7,94 anos.

- Valor Presente Líquido

r: Taxa de desconto – 12%.

FC: Fluxo de caixa – R\$ 1.987,54.

VPL = R\$ 26.180,22.

5.2 COGERAÇÃO

Com base nas referências levantadas e o modelo apresentado nos itens 3.1.5 e 4 neste trabalho, segue o presente estudo de caso para verificação da viabilidade técnico e econômica da implantação do projeto de cogeração de energia, tendo como fonte de energia primária o gás natural, de maneira a suprir a demanda elétrica de uma indústria química por meio de turbina a gás,

com o aproveitamento do calor rejeitado dos gases de escape da turbina no processo de geração de vapor.

O sistema implantado deverá atender as seguintes premissas:

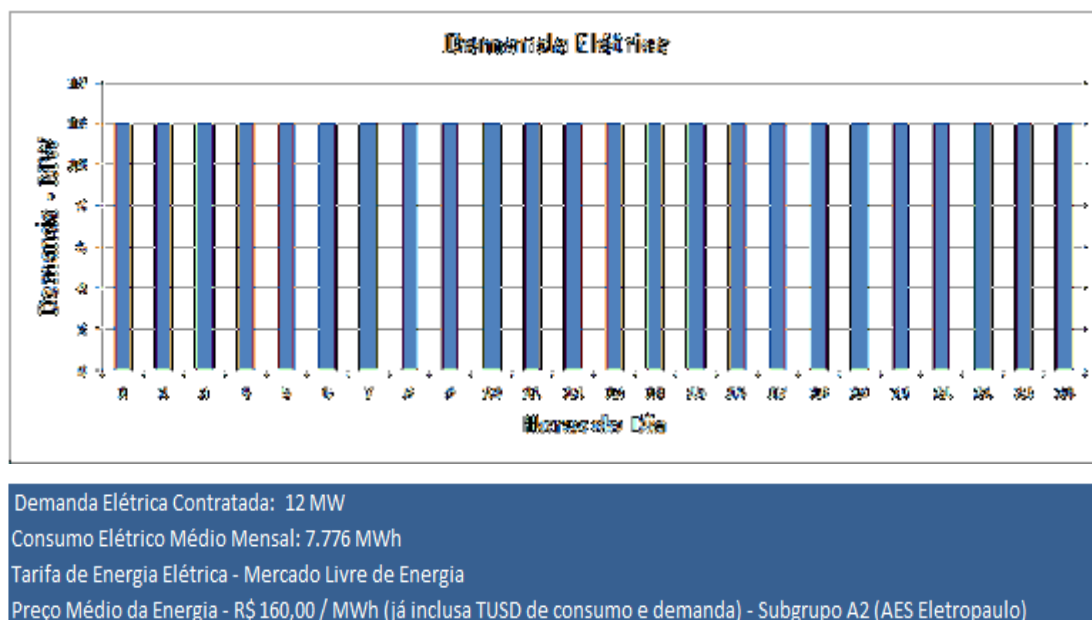


Figura 22 – Demanda Elétrica da Planta Industrial

Fonte: ANDREOS (2014)

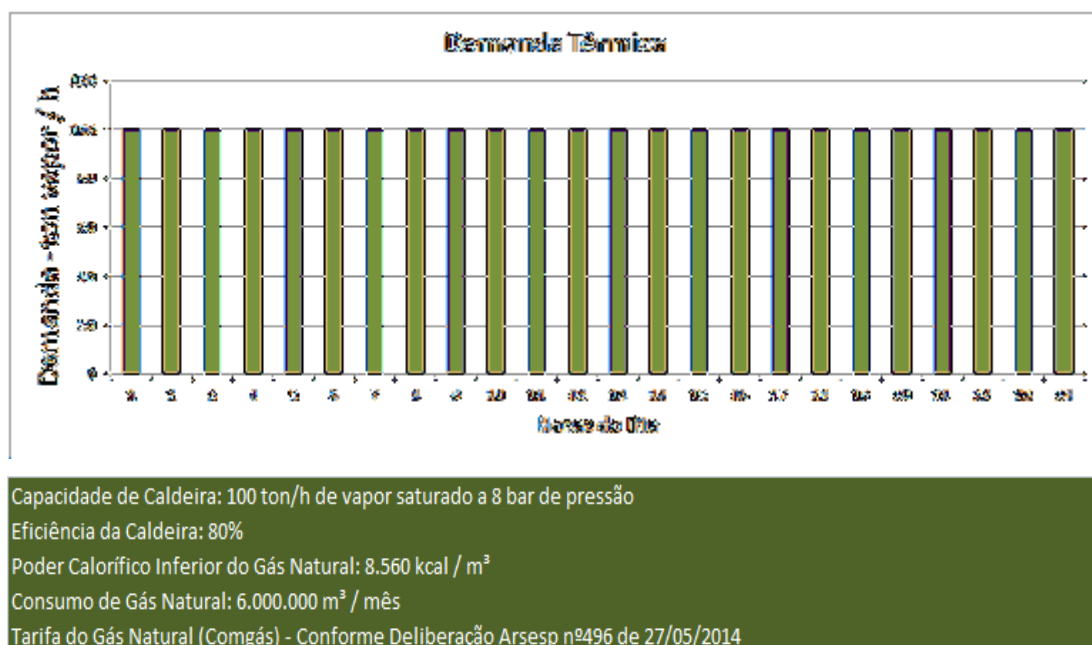


Figura 23 – Demanda Térmica da Planta Industrial

Fonte: ANDREOS (2014)

- Turbina a Gás – R\$ 1.700,00 / kW;
- Instalação do Gerador (turbina a gás) – R\$ 800,00 / kW;
- Caldeira de Recuperação (trocador de placa) – R\$ 190.000,00/ ton de vapor;
- Custos com manutenção da planta de cogeração: R\$ 25,00 / MWh.

Considerando as premissas descritas acima, considerou-se que o modelo de cogeração denominado “Ciclo Topping” possui o melhor perfil, o qual tem como premissas básicas, segundo Andreos (2014):

- Possui como aproveitamento principal o atendimento a energia elétrica da planta e o aproveitamento secundário se dá em recuperação térmica, conforme demonstrado na figura 24;
- Maior gama de configurações;
- Consiste, geralmente, em uma máquina térmica onde a energia primária é transformada em energia mecânica e, posteriormente, em energia elétrica em um alternador, a energia de exaustão é então recuperada e aproveitada em outro processo.



Figura 24 – Ciclo Topping

Fonte: ANDREOS (2014)

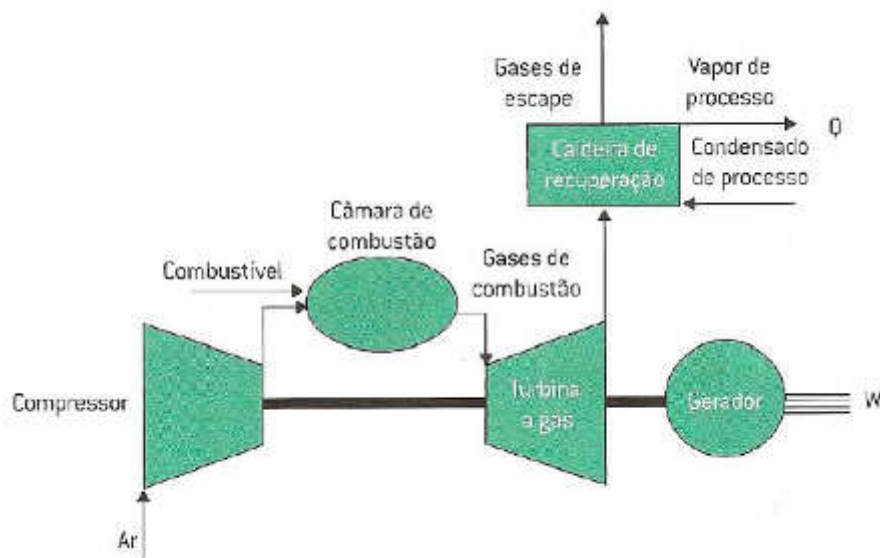


Figura 25 – Esquema de Cogeração em Ciclo “Topping”

Fonte: ANDREOS (2014)

Para a realização do balanço energético da planta de cogeração e o estudo de viabilidade, foi escolhida turbina a gás da marca Caterpillar de potências nominais de 7,9 MW modelo Taurus 70, nas condições ISO, para suprir parcialmente a demanda térmica e totalmente a demanda elétrica, cujo dados de catálogo seguem abaixo:

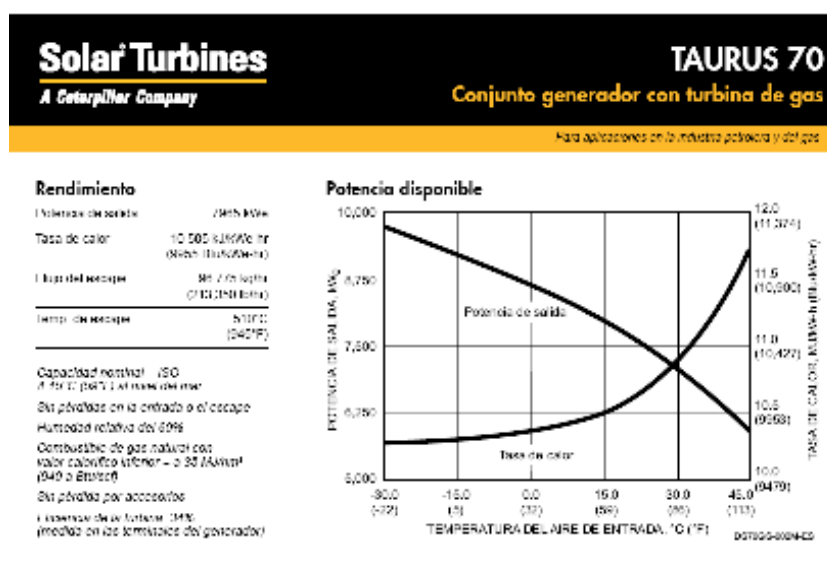


Figura 26 – Catálogo Caterpillar de turbinas de gás

Fonte: Caterpillar Company (2015)

A seguir é apresentada a planilha com a simulação realizada, onde são calculados os consumos elétrico e térmico sem cogeração, ou seja, sistema atualmente presente na indústria química.

Consumo de Energia Elétrica (sem cogeração)	
Solução	Industria
Contratação de Mercado	ACL - Livre
Demanda Elétrica Contratada	12.000 kW
Fator de Carga	1,00
Consumo Energia elétrica Anual	93312 MWh
Consumo Energia elétrica Mensal	7776 MWh
Consumo Energia elétrica Horária	10,80 MWh
Custo específico energia elétrica c/ ICMS	R\$ 160,00 /MWh
Custo Anual com Energia Elétrica	R\$ 14.929.920,00

Consumo de Gas natural - Caldeira (sem cogeração)	
Quantidade de Vapor por Hora - @ 8 bar	100000 kg/h
Rendimento da Caldeira	80%
Consumo de Gas Natural Mensal	6000000 m³/mês
Consumo de Gas Natutal Diário	200000 m³/dia
Consumo de Gas Natural Horário	8333,33 m³/h
Energia de Entrada	298173333,3 kJ/h
Entalpia Agua de Entrada na Caldeira - 8 bar (170,43 °C)	721,1 kJ/kg
Entalpia Vapor de Saida na Caldeira - 8 bar (325 °C)	3109,05 kJ/kg
Geração de Vapor	99892,7 kg/h
Tarifa de Gas Natural S/ ICMS- ARSESP	1,239 R\$/m³
Tarifa de Gas Natural C/ ICMS- ARSESP	1,408 R\$/m³
Termo fixo	R\$ 111.651,69
Tarifa de Gas Natural Mensal S/ ICMS- ARSESP	R\$ 7.543.621,38
Tarifa de Gas Natural Mensal C/ ICMS- ARSESP	R\$ 8.557.071,79
Custo Anual com GN C/ ICMS	R\$ 102.684.861,51
Custo Anual com GN S/ ICMS	R\$ 90.523.456,56

Figura 27 – Tabela com consumo sem cogeração – situação atual

Fonte: INFIESTA et. al. (2014) (modificado)

A seguir é apresentada a planilha com a simulação realizada, onde são calculados os consumos elétrico e térmico com cogeração, condição futura, após a implantação da cogeração na indústria química.

Cogeração	
Modelo da Turbina a Gás	TAURUS 70
Potência Elétrica ISO	7965 kWe
Massa de Ar Rejeitado ISO	96775 kg/h
Temperatura de trabalho	22,5 °C
Temperatura dos gases de Exaustão	505,0 °C
Rendimento Elétrico	34,0%
Potência Elétrica Real - GRAFICO	7500 kWe
Calor Rejeitado Real - GRAFICO	10,7 MJ/kWe
Custo Turbina Ex-Works - EUA S/ Impostos	R\$ 6.450.000,00
Quantidade de Turbinas	1
Potência Elétrica Total	7500 kWe
Calor Produzido Total	10,7 MJ/kWe
Fator de Carga	95,0%
Potência Elétrica Gerada - Função do FC	7125 kWe
Calor Produzido Real - Função do FC	10,2 MJ/kWe
Calor Util para Geração de Vapor	45667838,2 kJ/h
Entalpia Água de Entrada na Caldeira - 8 bar (170,43°C)	721,1 kJ/kg
Entalpia Vapor de Saida na Caldeira - 8 bar (325°C)	3109,05 kJ/kg
Geração de Vapor	15299,4 kg/h
Consumo de Gas Natural Mensal	1515874,1 m³/mes
Consumo de Gas Natural Diário	50529,1 m³/dia
Consumo de Gas Natural Horário	2105,4 m³/h
Tarifa de Gas Natural Mensal C/ ICMS- ARSESP	1,292 R\$/m³
Tarifa de Gas Natural Mensal S/ ICMS- ARSESP	1,137 R\$/m³
Valor da Energia Elétrica gerada pelo GN	R\$ 381,92 /MWh
Custo Anual com GN C/ ICMS	R\$ 23.510.965,01
Custo Anual com GN S/ ICMS	R\$ 20.689.649,21

Figura 28 – Tabela com consumo com cogeração – situação futura

Fonte: INFIESTA et. al. (2014) (modificado)

Verificação do cálculo requisito de qualificação da cogeração de acordo com a resolução ANEEL nº 235/06.

Cálculo requisito de qualificação da Cogeração - ANEEL Resol. nº 225 14/11/06					
<i>E_f</i> - Energia de Entrada Gás Natural	20.956 kWh/h				
<i>E_e</i> - Potencia Elétrica Gerada	7.125 kWh/h	61% =	$\frac{E_e}{E_f} \geq 15\%$	Cumpre	requisito (a)
<i>E_t</i> - Potencia Térmica Utilizada	12.686 kWh/h				
<i>X</i>	2,13				
<i>F_c</i>	44%	62% =	$\left(\frac{E_t}{E_f}\right) + X + \frac{E_e}{E_f} \geq F_c\%$	Cumpre	requisito (b)
Cogeração Qualificada ANEEL					
Fator de Utilização de Energia - FUE					
<i>W</i>	7.125 kW				
<i>Q_u</i>	12.686 kW				
<i>Q_{comb}</i>	20.956 kW		$FUE = \frac{W + Q_u}{Q_{comb}} = 95\%$		

Figura 29 – Verificação dos requisitos da qualificação da cogeração

Fonte: ANDREOS (2014)

Salienta-se que os valores de *X* e *F_c*% foram obtidos na tabela 3, do item 3.1.5 deste trabalho, sendo *X* igual a 2,13 e *F_c*% 44%, por se tratar de uma cogeração com fonte de gás natural e potência instalada superior a 5MW e inferior a 20 MW.

Portanto o estudo apresentado cumpre os requisitos da Res. Nº 235/06 da ANEEL, dessa maneira é comprovada a viabilidade técnica da implantação de cogeração nesta unidade.

A seguir será apresentada a análise econômica do presente estudo implantação de cogeração na indústria química.

Primeiramente levanta-se os custos de instalação e operacionais do sistema de cogeração, para a realização dos cálculos de *pay back* e VPL.

Custos Instalação e Operacionais		
Custo com Manutenção - Premissa		R\$ 25 /MWh
Custo Anual com Manutenção	R\$	1.539.000,00
Custo de Instalação - Premissa		R\$ 800 /kWh
Custo Total de Instalação	R\$	6.372.000,00
Caldeira de Recuperação - Premissa		R\$ 190.000 /ton vapor
Custo Total Cadeira Recuperação	R\$	2.906.891,44
Custo total	R\$	10.817.891,44

Caldeira de Recuperação		
Necessidade de Vapor Processo		100000 kg/h
Geração de Vapor Cogeração		15299,4 kg/h
Necessidade de Geração Complementar		84701 kg/h
Energia Util Necessária		252825912 kJ
Consumo de Gas Natural Queima Suplementar Mensal		5087495,4 m³/mes
Consumo de Gas Natural Queima Suplementar Diário		169583,2 m³/dia
Consumo de Gas Natural Queima Suplementar Horário		7066,0 m³/h
Tarifa de Gas Natural Mensal C/ ICMS- ARSESP		1,292 R\$/m³
Tarifa de Gas Natural Mensal S/ ICMS- ARSESP		1,137 R\$/m³
Custo Anual com GN C/ ICMS	R\$	78.906.240,65
Custo Anual com GN S/ ICMS	R\$	69.437.491,77

Comparativos		
Custo anual total sem Cogeração		R\$ 117.614.782
Custo com Cogeração		
Custo de Investimento Turbina C/ Impostos		R\$ 9.675.000
Custo de Instalação		R\$ 9.278.891
Custo de Manutenção		R\$ 1.539.000
Custo com Gas Natural Turbina		R\$ 23.510.965
Custo com Gas Natural Queima Suplementar		R\$ 78.906.241
Receita na Venda de Energia Elétrica		R\$ 0
Diferença de Energia Elétrica		R\$ 5.080.320
Valor na Venda de Energia Elétrica*		R\$ 388,48 /MWh
Custo Total		R\$ 127.990.417

Investimento com Equipamentos e Instalação	R\$	18.953.891,44
---	------------	----------------------

* CCEE: PLD - Preços válidos de: 23/05/2015 a 29/05/2015

Figura 30 – Levantamento dos custos

Fonte: INFIESTA et. al. (2014) (modificado)

Considerando que não haverá venda de excedente nesse caso, a economia gerada anualmente será a diferença entre o custo anual total sem cogeração e o custo total no primeiro ano, e nos anos seguintes deve-se retirar do custo total o investimento com equipamento e instalação, ou seja, a

economia anual a partir do segundo ano será a diferença entre o custo anual total sem cogeração e os custos de manutenção, com gás natural da turbina e da queima suplementar.

Para continuação da elaboração da análise econômica considerou-se as seguintes premissas:

- PIS/COFINS (Empresa Lucro Real no estado de SP) S/ ICMS de 9,25%
- Depreciação: 15 anos;
- Tempo de Retorno do Investimento – *Pay Back* Simples

PAY BACK SIMPLES				
LUCRO LÍQUIDO	DEPRECIÇÃO	RECEITA	SALDO	ANOS
R\$ 4.827.677,63	R\$ 1.263.592,76	R\$ 6.091.270,40	-R\$ 12.862.621,04	1
R\$ 4.827.677,63	R\$ 1.263.592,76	R\$ 6.091.270,40	-R\$ 6.771.350,64	2
R\$ 4.827.677,63	R\$ 1.263.592,76	R\$ 6.091.270,40	-R\$ 680.080,25	3
R\$ 4.827.677,63	R\$ 1.263.592,76	R\$ 6.091.270,40	R\$ 5.411.190,15	4
R\$ 4.827.677,63	R\$ 1.263.592,76	R\$ 6.091.270,40	R\$ 11.502.460,55	5
R\$ 4.827.677,63	R\$ 1.263.592,76	R\$ 6.091.270,40	R\$ 17.593.730,95	6
R\$ 4.827.677,63	R\$ 1.263.592,76	R\$ 6.091.270,40	R\$ 23.685.001,34	7
R\$ 4.827.677,63	R\$ 1.263.592,76	R\$ 6.091.270,40	R\$ 29.776.271,74	8
R\$ 4.827.677,63	R\$ 1.263.592,76	R\$ 6.091.270,40	R\$ 35.867.542,14	9
R\$ 4.827.677,63	R\$ 1.263.592,76	R\$ 6.091.270,40	R\$ 41.958.812,54	10
R\$ 4.827.677,63	R\$ 1.263.592,76	R\$ 6.091.270,40	R\$ 48.050.082,93	11
R\$ 4.827.677,63	R\$ 1.263.592,76	R\$ 6.091.270,40	R\$ 54.141.353,33	12
R\$ 4.827.677,63	R\$ 1.263.592,76	R\$ 6.091.270,40	R\$ 60.232.623,73	13
R\$ 4.827.677,63	R\$ 1.263.592,76	R\$ 6.091.270,40	R\$ 66.323.894,13	14
R\$ 4.827.677,63	R\$ 1.263.592,76	R\$ 6.091.270,40	R\$ 72.415.164,52	15

Figura 31 – *Pay back* do projeto de cogeração (modificado)

Fonte: INFIESTA et. al. (2014)

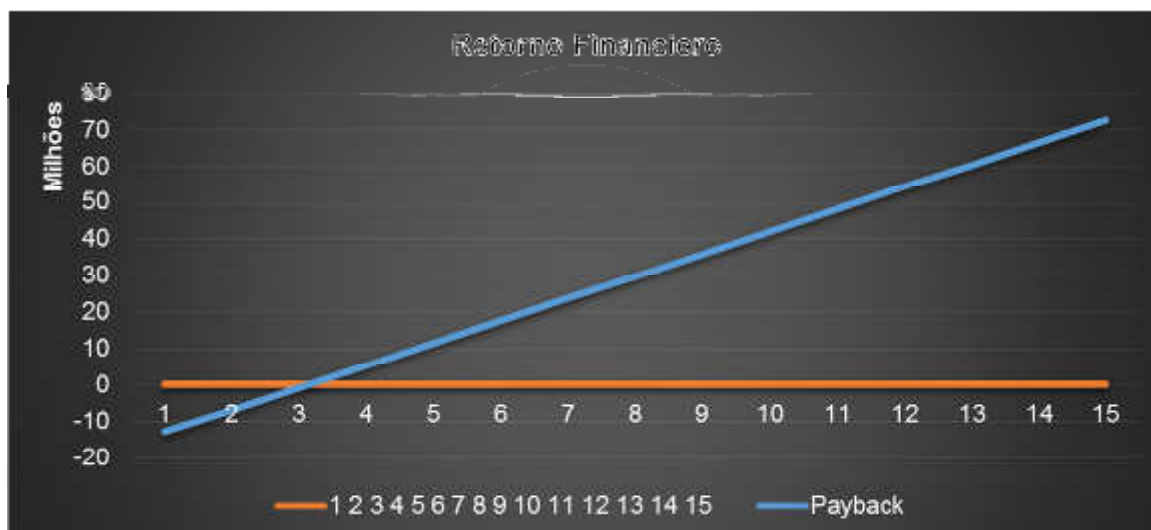


Figura 32 – Gráfico *Pay back* do projeto de cogeração (modificado)

Fonte: INFIESTA et. al. (2014)

- Valor Presente Líquido

$$VPL = \sum \frac{FC}{(1+r)^t} - Investimento\ total$$

r: Taxa de desconto – 10,44%.

FC: Fluxo de caixa – R\$ 6.091.270,40.

VPL = R\$ 4.801.982,99.

6. CONCLUSÕES

Conclui-se que os projetos de microgeração de energia, como a solar apresentam um tempo de retorno longo, porém quando analisado as diferentes situações com bandeiras tarifárias, despacho das usinas termelétricas, nota-se que o tempo de retorno diminui, viabilizando o projeto de maneira mais rápida. Algumas condições do mercado / economia que devem ser levantadas em relação ao futuro da geração distribuída, o efeito escala, aumento da oferta fará com que os módulos solares fiquem mais baratos, auxiliando dessa maneira a aquisição das famílias e comércios de pequeno porte investirem na energia solar, incentivos governamentais na energia solar, como diminuição de impostos, carga tributária, que provavelmente ocorra nos próximos anos, devem aumentar a demanda devido a queda de preços. Outro aspecto relevante que deve fazer o tempo de retorno diminuir em relação à microgeração é o aumento na tarifa cobrado pelas distribuidoras de energia, AES Eletropaulo, CPFL, CEMIG, CHESF, CELESC, entre outras, quanto maior o valor cobrado pela energia no consumidor final, maior será a economia obtida com a instalação de sistemas de geração da própria energia, viabilizando uma quantidade maior de projetos residenciais e comerciais.

Após análise do projeto de cogeração qualificada que atende os requisitos da resolução ANEEL, verificou-se que para geração distribuída de grande porte encontra-se viável em relação aos aspectos técnicos e econômicos, nota-se que há um retorno mais rápido do que em projetos de microgeração e minigeração. Salienta-se que em alguns casos de projetos de cogeração há um aborte do investimento nos equipamentos e instalação por meio das concessionárias de gás, como por exemplo, a COMGÁS, GASBRASILIANO, DASNATURAL FENOSA, presentes no estado de São Paulo, porém as concessionárias dos outros estados possuem planos de incentivos para cogeração qualificada.

Nota-se que o Brasil possui regulamentação técnica e legal para diversificação da matriz e incentivo da geração distribuída no sistema nacional de energia elétrica, porém devido a alguns custos elevados com equipamentos, processos e impostos, acabam por afugentar alguns investidores e

incentivadores da geração distribuída em geral, portanto recomenda-se a análise de estudos de viabilidade técnica e econômica antes da implantação de projetos de GD, pois nem todos, pessoas físicas e jurídicas, consideram os valores de *pay back* e VPL como “aceitável” para a realização de tal investimento. Caso haja a criação de regulamentação no âmbito econômico, com a isenção de impostos, incentivos fiscais e/ou outros incentivos, considera-se que haverá um número maior de projetos elaborados e instalados devido a melhores ganhos para o investidor.

7. REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

AES ELETROPAULO. **Tarifa de energia elétrica grupos A e B**, 2015.

Disponível em <<https://www.aeseletropaulo.com.br/para-sua-casa/prazos-e-tarifas/conteudo/tarifa-de-energia-eletrica>> Acesso em 14/05/15.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução normativa nº 391, de 15 de dezembro de 2009: Estabelece os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas eólicas, os procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida e dá outras providências**. Brasília, DF, 2009

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012: Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências**. Brasília, DF, 2009

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. – Brasília : Aneel, 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Cadernos temáticos ANEEL Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**. Brasília, DF, 2014.

BAIRD, Colin.; CANN, Michael. **Fontes Renováveis de Energia, Combustíveis Alternativos e a Economia de Hidrogênio**. In: BAIRD, Colin; CANN, Michael. *Química Ambiental*. 4 ed. Porto Alegre: Bookman, 2011. cap.8. p.333-388.

BRASIL, Ministério de Meio Ambiente. **Avaliação ambiental integrada de bacia hidrográfica**. Brasília - DF, 2006

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética.

Plano Decenal de Expansão de Energia 2023. Brasília: MME/EPE, 2014

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.**

Brasília, DF. 2001

BRASIL. Casa Civil. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004: Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.** Brasília, DF, 2004.

BRASIL. Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000: **Dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e dá outras providências.** Brasília, DF, 2000.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004: **Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.** Brasília, DF, 2004.

BRASIL. Decreto nº 7.832, de 29 de outubro de 2012: **Regulamenta o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Usinas Nucleares – RENUCLEAR, de que tratam os arts. 14 a 17 da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011.** Brasília, DF, 2012.

BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002: **Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica (PROINFA), a conta de desenvolvimento energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá**

nova redação às leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-a, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. Brasília, DF, 2002.

CRESESB. **Base de dados de radiação solar incidente (irradiação solar)**, 2015. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>> Acesso em 14/05/15.

ELETROBRÁS. **Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas**. Rio de Janeiro, 2000.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Balanço Energético Nacional 2014: Ano base 2013**. – Rio de Janeiro: EPE, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Balanço Energético Nacional 2014: Relatório Síntese ano base 2013**. – Rio de Janeiro: EPE, 2014.

EVOLUÇÃO ENERGIA EOLICA. Aerogrador de Eixo Horizontal, 2015. Disponível em <<https://evolucaoenergiaeolica.wordpress.com/aerogerador-de-eixo-horizontal/>> Acesso em 14/05/15.

FADIGAS, Eliane A. F. A.. **Energia eólica**. Barueri: Editora Manole. 1ª Ed., 2011.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Atlas do Censo Demográfico 2010**. Rio de Janeiro, 2013.

INEE. Cogeração, 2015. Disponível em
<http://www.inee.org.br/forum_co_geracao.asp?Cat=gd> Acesso em 22/05/15.

INFIESTA, L. R., et al. **Trabalho final – análise de viabilidade técnica e econômica de projeto de cogeração – indústria química**. São Paulo, 2014.

K2 M,AMAGEMENT. **Estudos de micrositing**, 2015. Disponível em
<<http://www.k2management.com/pt/services/developmentsupport/>> Acesso em 14/05/15.

MANKIW, N. Gregory. **Introdução à economia**. São Paulo, 3 ed. Cengage Learning, 2008.

MELO, Renato J. R. **Grandes Hidrelétricas ou Geração Distribuída? Aspectos Técnicos, Econômicos, Ambientais e Sócio-políticos**. São Paulo: PECE-Poli USP, 2015.

MINHA CASA SOLAR. **Cotação de inversor de energia**, 2015. Disponível em
<<http://minhacasasolar.lojavirtualfc.com.br/prod,IDLoja,14743,IDProduto,3797430,inversor-de-tensao-inversor-12v-para-110v-inversor-de-energia-de-3000w-com-porta-usb-hayonik---12v-127v>> Acesso em 14/05/15.

PEREIRA, D.; LIMA, L. A.; Infiesta, L. **Projeto fotovoltaico – industrial**. São Paulo, 2014.

PEREIRA, Enio Bueno ABREU; et. al. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: INPE, 2006.

TIBA, Chigueru, et al. **Atlas Solarimétrico do Brasil : banco de dados solarimétricos**. Recife, Ed. Universitária da UFPE, 2000.

UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR, UNICA. **Bioeletricidade, A energia verde e inteligente do Brasil**. São Paulo, 2015.

YINGLI SOLAR. **Série de células YGE 60 – Folha de dados YGE 60 Cell 35 mm Series**, 2015. Disponível em <<http://www.yinglisolar.com/br/>>, Acesso em 14/05/15.

ZILLES, Roberto, et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo. Ed. Oficina de textos, 2012.