

3

Fontes Alternativas Renováveis

Nos tópicos a seguir serão introduzidas as principais características das fontes renováveis que serão consideradas neste trabalho, destacando a energia eólica.

3.1

Biomassa

Do ponto de vista energético, todo recurso renovável proveniente de matéria orgânica, seja ela de origem vegetal ou animal, que pode gerar energia é considerado biomassa. O planeta possui uma grande quantidade de biomassa, da ordem 1,8 trilhão de toneladas, com uma possível capacidade de geração de 11 mil TWh por ano. [6] [7]

A biomassa possui um grande potencial para aumentar sua participação na matriz energética internacional e nacional, pois nos dois mercados é considerada uma alternativa para a diversificação da matriz energética e, assim, diminuir a dependência em combustíveis fósseis, tanto na geração de energia elétrica quanto na obtenção de bicompostíveis, como o etanol e o biodiesel. Segundo estudo da WEC³, em 2005, a Ásia foi o maior consumidor mundial de biomassa proveniente de madeira, como mostrado na tabela 3-1: [51]

³ World Energy Council (WEC) é a maior organização do setor energético no mundo. Promove o fornecimento e uso sustentáveis de energia oriunda de fontes renováveis, hídricas, carvão, nuclear, petróleo e gás natural.

Continente	Lenha	Carvão Vegetal	Licor Negro	Total
África	5633	688	33	6354
América do Norte	852	40	1284	2176
América Latina e Caribe	2378	485	288	3150
Ásia	7795	135	463	8393
Europa	1173	14	644	1831
Oceania	90	1	22	113
Total	17921	1361	2734	22017

Tabela 3-1 - Consumo Mundial de combustíveis à base de madeira em 2005 (Fonte:WEC [51])

Na geração de energia elétrica a partir de biomassa, a liderança é dos Estados Unidos, que produziram, em 2005, 56,3 TWh, correspondente a 30,7% do total produzido no mundo; seguido do Brasil e da Alemanha com participação de 7,3% cada um. O Brasil é um grande produtor de etanol obtido através da cana-de-açúcar, que possui potencial energético similar ao produzido pelos Estados Unidos e alguns países da Europa, porém com menores custos.

As melhores regiões do mundo para o cultivo e obtenção da biomassa se encontram na faixa tropical e subtropical. Apesar disto, alguns países da Europa e os Estados Unidos produzem etanol, a partir, principalmente da beterraba, e do milho, do trigo, da madeira e do *switchgrass*⁴, respectivamente.

Não há ranking mundial de produção de biomassa, somente estatísticas sobre alguns derivados.

A biomassa possui 5,34% de participação na matriz de energia elétrica brasileira, segundo a matriz energética brasileira, disponibilizada no site da ANEEL [1], sendo que a geração de energia elétrica a partir do bagaço de cana-de-açúcar é responsável pelo maior número de geradoras, com capacidade instalada total de 4,6GW.

O aumento na produção de energia elétrica e dos bicompostíveis é decorrente do uso de tecnologias agrícolas e de processos termodinâmicos mais eficientes. O Brasil possui uma forte agroindústria com grandes plantações de cana-de-açúcar, arroz e soja, por exemplo. A biomassa é obtida através do processamento dos resíduos destas plantações, sendo que no caso da cana-de-açúcar aproveita-se o bagaço, a palha e as pontas da cana.

⁴ Capim nativo da América do Norte.

A fonte de biomassa que possui o maior potencial energético é a cana-de-açúcar, especialmente quando são utilizados o bagaço e a palha. A cana-de-açúcar não só possui grande valor para a diversificação na matriz energética, mas também pelo período de safra coincidir com o período de secas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, onde estão instaladas as maiores hidrelétricas do país, e com isso ajudar na manutenção dos níveis de água dos reservatórios.

Entre os fatores que contribuíram para o crescimento do uso de biomassa de cana-de-açúcar estão o grande volume produzido e a capacidade de ampliação na produção de cana-de-açúcar devido ao aumento no uso do etanol. Além de incentivos fiscais há o melhoramento nas regras e leis que incentivam os novos empreendimentos como termelétricas em usinas de açúcar e álcool afastadas dos principais centros de consumo, por exemplo, na região centro-oeste do Brasil, ou acordos que viabilizam a concessão de licenças ambientais estaduais e fácil acesso às redes de transmissão como ocorre entre a Secretaria de Saneamento e Energia de São Paulo, a UNICA⁵, a COGEN e a transmissora ISA CTEEP.

Segundo a UNICA, a quantidade de energia elétrica produzida em 2020 através da biomassa da cana poderá representar 15% do total da matriz energética nacional.

De acordo com o Plano Nacional de Energia 2030, o estado brasileiro que possui maior potencial de geração através da cana é São Paulo, seguido do Paraná e de Minas Gerais.

Outra contribuição significativa da produção de biomassa é o fato de que quando as plantações estão crescendo, há liberação de oxigênio e captura de gás carbônico, o que enseja a venda de certificados de crédito de carbono e combate ao efeito estufa que contribui para o aquecimento global. Com isso, várias empresas têm substituído a colheita tradicional, que era feita por meio de queimadas, liberando CO₂, pela colheita mecânica que além de não gerar áreas queimadas, aumenta a produtividade.

A desvantagem da produção de biomassa seria a possível degradação do solo e a prática de monocultura, o que poderia causar danos ao abastecimento de alimentos. Contudo, a evolução da tecnologia de produção e aproveitamento da biomassa vem avançando bastante, ou seja, aumentando a produtividade das áreas

⁵ União da Indústria de Cana de Açúcar de São Paulo

plantadas, não competindo com a produção de alimentos. Outro aspecto positivo da cultura de cana-de-açúcar é a geração de empregos na área rural.

Em geral, uma usina termelétrica movida à biomassa de cana de açúcar gera toda a sua potência disponível durante os meses do ano nos quais ocorre a safra da cana-de-açúcar, que dura de 7 a 8 meses por ano. A geração da usina é compulsória, ou seja, é totalmente inflexível e o custo variável unitário (CVU) é presumido nulo⁶.

A disponibilidade energética máxima ($Disp_{max}$) do empreendimento de geração é calculada como:

$$Disp_{max} = Pot \cdot FC_{max} \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) \quad (3-1)$$

Onde:

Pot : Potência nominal da usina em MW;

FC_{max} : Percentual da potência nominal que a usina consegue gerar continuamente no local onde está instalada;

$TEIF$: Corresponde ao percentual esperado de indisponibilidade forçada;

IP : Corresponde ao percentual médio de indisponibilidade programada.

Como a usina a biomassa de bagaço de cana gera sua potencia total durante 7 dos 12 meses do ano, seu lastro pode ser considerado, em geral, igual a 7/12 ou 58% da potência total disponível.

O vendedor deve informar ao SIN a disponibilidade mensal de energia de sua usina, em MW médios, que devem ser menores que a disponibilidade energética máxima. O lastro da usina será dado pela seguinte equação [25]:

$$GF = \sum_{m=1}^{12} \frac{Disp_m}{12} \quad (3-2)$$

Onde,

GF : garantia física da usina em MW médios;

$Disp_m$: disponibilidade mensal da usina declarada pelo empreendedor, em MW médios.

⁶ De fato a produção de biomassa de bagaço de cana possui um custo variável de produção da ordem de 15 a 20 R\$/MWh.

3.2

Energia Eólica

Os ventos são fenômenos meteorológicos que têm origem na atmosfera terrestre pela movimentação do ar, e são gerados pelos movimentos de rotação e translação da Terra em conjunto com os gradientes de pressão. Os gradientes de pressão se originam através dos gradientes de temperatura que provêm do aquecimento desigual da Terra pelo Sol [20].

Como disposição natural, as massas de ar quente sobem e as de ar frio se deslocam, provocando um ciclo. São ciclos variáveis que além do deslocamento de ar sofrem com outros fatores, como por exemplo, relevo das regiões. [2], pois em áreas mais altas, no alto de montanhas, por exemplo, o vento costuma ser mais forte.

Uma incidência maior da energia do Sol ocorre nos territórios próximos à linha do Equador, em relação às regiões dos trópicos e pólos. Como consequência, surgem os gradientes de temperatura que causam os ventos. Em vista disso, podemos considerar os ventos como fonte de energia renovável. [20]

A geração de energia elétrica através dos ventos sofre com a incerteza própria de um fenômeno da natureza, pois resulta das diferentes condições atmosféricas e daí recebe críticas quanto ao seu emprego em larga escala.

O homem vem utilizando a energia obtida através dos ventos há muitos anos. Em 1888, foi iniciado o uso do vento para a geração de energia elétrica, com a primeira turbina eólica desenvolvida pelo americano Charles Brush. A energia gerada por esta turbina era armazenada em baterias. Em 1892, a empresa de Charles Brush, Brush Electric, se associou a Edison General Electric Company, dando origem a General Electric Company [31].

Na 1ª metade do século XX, os Estados Unidos passaram a gerar energia elétrica através do vento com pequenos aerogeradores isolados, ligados a baterias, permitindo o acesso à energia elétrica em locais afastados da rede elétrica. Milhares destes pequenos aerogeradores foram instalados em território americano, porém com a chegada da rede de eletrificação às áreas rurais, as fontes de energia eólica isoladas foram perdendo seu valor e utilidade [4].

A pesquisa na área de geração de energia eólica começou a ser intensificada em diversos países a partir da década de 70, após a primeira grande crise do

petróleo. Na época nasceu da parceria Brasil-Alemanha o aerogerador DEBRA 100 kW [4].

A União Européia, possuía, no final de 2008, 64,935 MW de capacidade instalada de geração eólica [26].

A partir de 1990, a pesquisa tecnológica da geração eólica foi acelerada, principalmente na Alemanha e Espanha, em decorrência da preocupação com a preservação do meio ambiente, para redução dos gases desprendidos da queima dos combustíveis fósseis para geração de energia elétrica.

Atualmente a Alemanha possui quase 24 GW instalados, e por muitos anos foi líder na produção mundial de energia eólica, porém a partir de 2008 foi ultrapassada pelos Estados Unidos que possuem mais de 25 GW instalados em seu território. [24]

De acordo com informações da EWEA e da GWEC, no final de 2008, estavam instaladas mais de 120 GW de potência advinda de fontes eólicas.

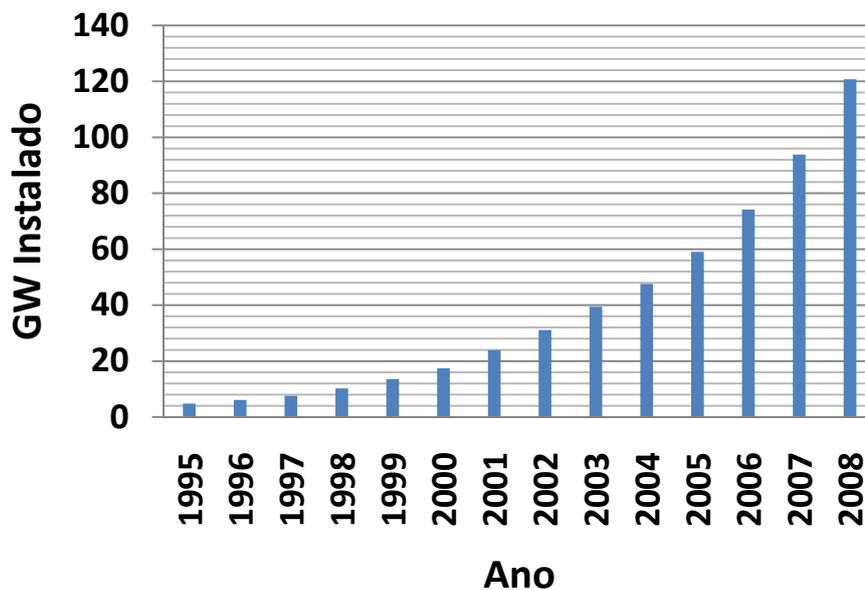


Figura 3-1- Potência Instalada Acumulada no Mundo (Fonte: EWEA[26] e GWEC[24])

Em 2008, foram instalados mais de 27 GW em aerogeradores no mundo todo. Os Estados Unidos foram o país que mais contribuiu, seguido da China e Índia, como podemos ver na próxima figura:

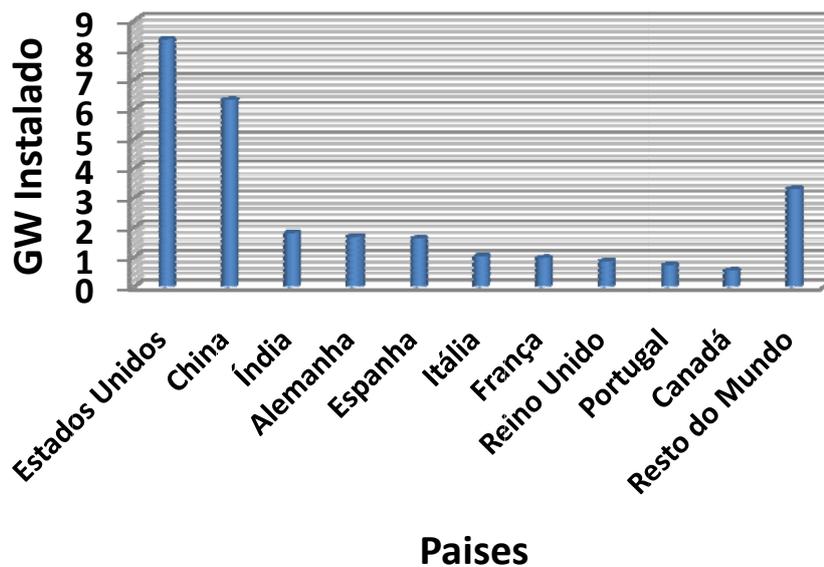


Figura 3-2 - Capacidade "Nova" Instalada em 2008 no Mundo (Fonte: EWEA[26] e GWEC[24])

Países do mundo todo estão investindo em energia eólica. Os Estados Unidos têm como meta diminuir em 12% os gases de combustíveis fósseis que são liberados hoje através da geração eólica e com isso proverem em pelos menos 5% todo o consumo de seu território com esta energia.

A América Latina possuía, ao final de 2008, 625 MW de geração eólica [24], sendo a maior parte desta potência localizada no Brasil, que, aliás, foi o único país a instalar nova capacidade em 2008. Apesar de sua capacidade instalada parecer pequena, a América Latina possui um grande potencial eólico não explorado.

Atualmente existem no Brasil 36 parques de geração eólica, com capacidade instalada total de 602,3MW, representando 0,52% do total de energia instalada no Brasil. [1]. O primeiro leilão de energia eólica, realizado em 14/12/2009, resultou na viabilização de mais 71 empreendimentos de geração eólica que totalizarão 1,8 GW de potência instalada. Tais empreendimentos assinarão contratos de compra e venda a partir do segundo semestre de 2012 [25]. Ao todo, há 2,1 GW em empreendimentos eólicos outorgados e que ainda não iniciaram sua construção e 257 MW em empreendimentos que estão em construção [1].

De acordo com o Plano Decenal de Energia 2008-2017, disponibilizado no site da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), os empreendimentos contratados no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) deverão acrescentar 54 usinas eólicas a matriz energética nacional até o final de 2010, totalizando 1423MW de potência instalada. Tal estudo espera que ao final de 2017, a energia proveniente de fontes eólicas tenha participação de 0,9% na capacidade total instalada no país [23].

O Brasil possui um potencial estimado de 143,47 GW nos locais onde os ventos têm velocidades acima de 7 m/s, segundo a Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, de 2001 [4]. É esperado que o próximo Atlas a ser publicado, dirá que o potencial elétrico seja ainda maior, pois a estimativa será feita para ventos a 100 m do solo, enquanto que em 2001 a estimativa foi feita a 50 m. Os atuais aerogeradores têm alturas muito superiores a 50 m. [19]

O maior potencial se concentra na região nordeste com 75,05 GW, seguida da região sudeste com 29,74 GW. Mais especificamente, os lugares com maior potencial de geração são os litorais do Ceará e do Rio Grande do Norte, mas os litorais de Santa Catarina, Rio Grande do Sul, e algumas áreas do Centro-Oeste brasileiro, de Minas Gerais, as serras Gaúcha e Catarinense apresentam bons ventos [43].

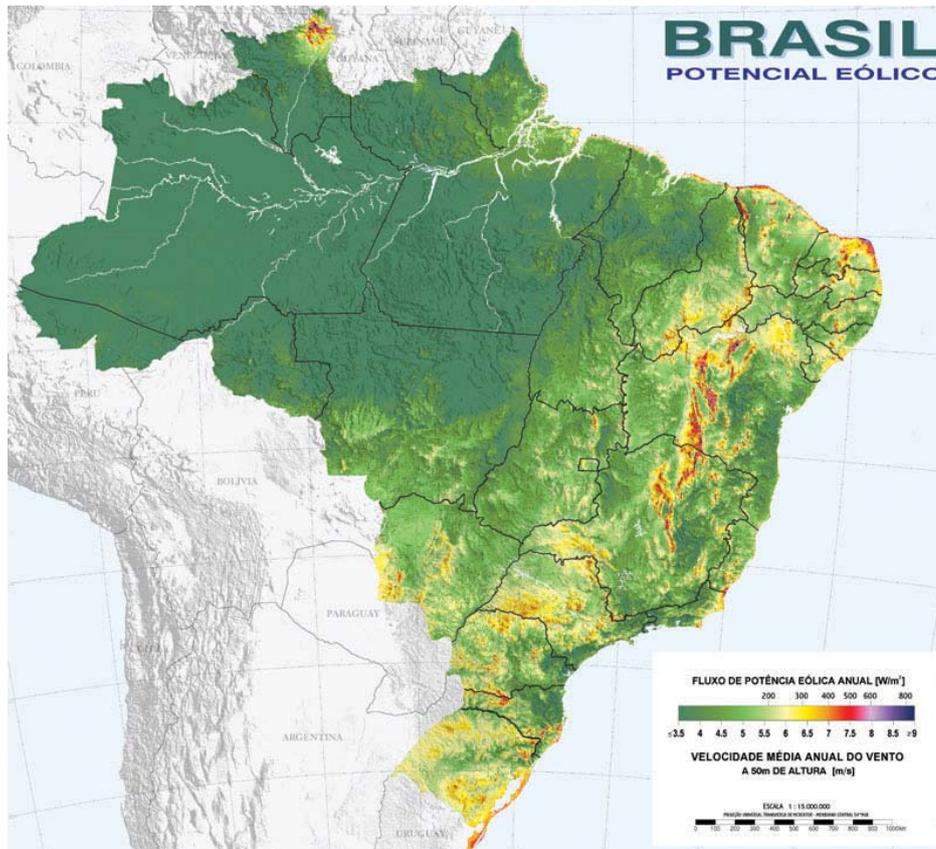


Figura 3-3 - Mapa do Potencial Eólico Brasileiro (Fonte: Atlas do Potencial Eólico [4])

3.2.1

A Exploração da Energia Eólica

A energia eólica nada mais é do que a energia cinética dos ventos. Se considerarmos uma massa de vento m com velocidade v , temos a energia:

$$E = \frac{1}{2} m v^2 \quad (3-3)$$

A potência disponível para ser obtida do vento é dada por:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3-4)$$

Onde ρ é a densidade do ar em kg/m^3 , e A é a área varrida pelas pás do aerogerador em m^2 e v é a velocidade do vento em m/s .

Porém ainda não é possível obter toda esta potência através de um aerogerador, em função da redução da velocidade do vento após sua passagem (Lei de Betz), aproveitando-se no máximo, 59% da energia disponível. A fração

obtida depende do coeficiente, C_p , de cada aerogerador. Então a potência extraída é dada por:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(v) \quad (3-5)$$

Além disso, deve-se ter em mente que o aerogerador possui limites de operação (velocidade de partida e de corte).

O modelo mais comum de aerogerador é o horizontal do tipo hélice com três pás, pois tem uma maior eficiência energética. A velocidade linear da ponta da pá pode chegar a 14 vezes a velocidade do vento [5].



Figura 3-4 - Figura 12 - Aerogerador E-70 (Fonte: Wobben Windpower [50])

Os aerogeradores podem representar até 80% do custo final do empreendimento [20].

3.2.2

Velocidade do Vento

Segundo [4], a distribuição estatística mais adequada para a velocidade média do vento é a distribuição Weibull.

A função densidade de probabilidade da distribuição Weibull é dada por:

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v - v_0}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v-v_0}{c}\right)^k} \quad (3-6)$$

Podemos adotar $v_0 = 0$, então reescrevendo a equação acima:

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (3-7)$$

Onde:

- v : É a velocidade do vento;
- c : É o fator de escala que é o fator característico da distribuição. c é a velocidade abaixo da qual encontramos 63,2% dos casos;
- k : É o fator de forma, que indica a regularidade dos ventos. Quanto maior seu valor maior será a regularidade dos ventos em termos de velocidade (curva de distribuição mais estreita).

3.2.3

Lastro Contratual (Garantia Física)

O lastro de uma geradora eólica é calculado de acordo com a seguinte equação:

$$Lastro = \frac{\sum_{m=1}^{12} E_m}{8760} \quad (3-8)$$

Onde,

- E_m : Compromisso firme de entrega de energia ao SIN, em cada mês “m” e em MWh, apresentada pelo agente e que deve ser limitada à estimativa certificada da capacidade de produção, baseada em medição de velocidade do vento por, pelo menos, 12 meses consecutivos, correlacionada com medições meteorológicas de longo prazo.

3.2.4

Modelagem da Geração de Energia Elétrica de uma Fazenda Eólica Localizada no NE

Os dados de produção eólica foram obtidos através de simulação estocástica (Monte-Carlo) de 1000 cenários de velocidade do vento para todos os meses do ano, baseada na distribuição Weibull, seguida da estimação da energia produzida,

através de interpolação na curva de Potência x Velocidade de um gerador eólico, posteriormente multiplicada pelo número de geradores que perfazem a instalação simulada. Este cálculo desconsidera as perdas aerodinâmicas por turbilhonamento e arrasto.

A usina eólica simulada foi considerada no Nordeste, por ser a região com maior potencial eólico. Os valores da densidade do ar e dos parâmetros da Weibull que modela os ventos da região onde está localizada a usina são apresentados na tabela abaixo.

	Densidade do Ar - (kg/m ³)	Fator de forma	Fator de escala (m/s)
Janeiro	1,160	2,84	6,94
Fevereiro	1,160	2,67	6,72
Março	1,160	2,28	5,93
Abril	1,160	2,46	6,37
Mai	1,160	2,95	7,61
Junho	1,160	3,59	8,14
Julho	1,160	3,54	9,68
Agosto	1,160	4,99	10,8
Setembro	1,160	5,56	11,22
Outubro	1,160	6,32	11,57
Novembro	1,160	4,17	10,88
Dezembro	1,160	4,7	9,51

Tabela 3-2- Parâmetros Weibull - Fazenda Eólica

Os aerogeradores considerados nesta instalação hipotética são os E-70 da WOBEN, que possuem potência instalada de 2.300KW. A fazenda eólica para fazer jus ao benefício tarifário, de pelo menos 50% de desconto sobre as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, deve possuir potência instalada menor ou igual a 30 MW.

Devido a isso, a fazenda possui instalados 13 aerogeradores perfazendo potência total instalada de 29,9 MW. O Aerogerador E-70 possui velocidade

inicial de 2 m/s e velocidade de corte de 25 m/s. A curva de potência do Aerogerador, que contém também seus coeficientes é mostrada abaixo [33]:

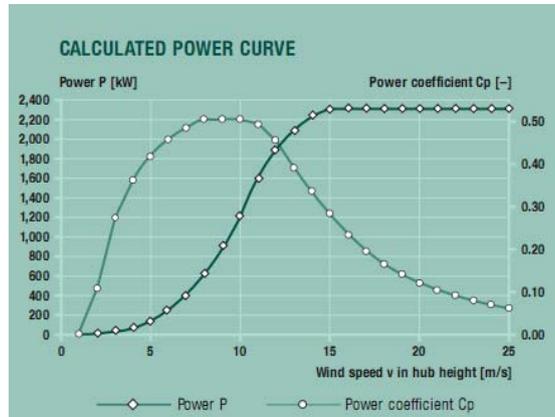


Figura 3-5- Curva da Potência do Aerogerador E-70 versus velocidade dos ventos (Fonte: Wobben[50])

Para o cálculo da potência gerada pelos aerogeradores, foi utilizada a interpolação dos dados referentes ao coeficiente C_p do aerogerador E-70, dados pela tabela 3-3.

Wind [m/s]	Power P [kW]	Power coefficient Cp [-]
1	0.0	0.00
2	2.0	0.10
3	18.0	0.27
4	56.0	0.36
5	127.0	0.42
6	240.0	0.46
7	400.0	0.48
8	626.0	0.50
9	892.0	0.50
10	1,223.0	0.50
11	1,590.0	0.49
12	1,900.0	0.45
13	2,080.0	0.39
14	2,230.0	0.34
15	2,300.0	0.28
16	2,310.0	0.23
17	2,310.0	0.19
18	2,310.0	0.16
19	2,310.0	0.14
20	2,310.0	0.12
21	2,310.0	0.10
22	2,310.0	0.09
23	2,310.0	0.08
24	2,310.0	0.07
25	2,310.0	0.06

Tabela 3-3 - Coeficientes do Aerogerador E-70 (Fonte: Wobben[50])

A distribuição dos cenários de velocidades e o intervalo de confiança de 95%, obtidos com a distribuição Weibull e os dados da tabela, estão representados no próximo gráfico.

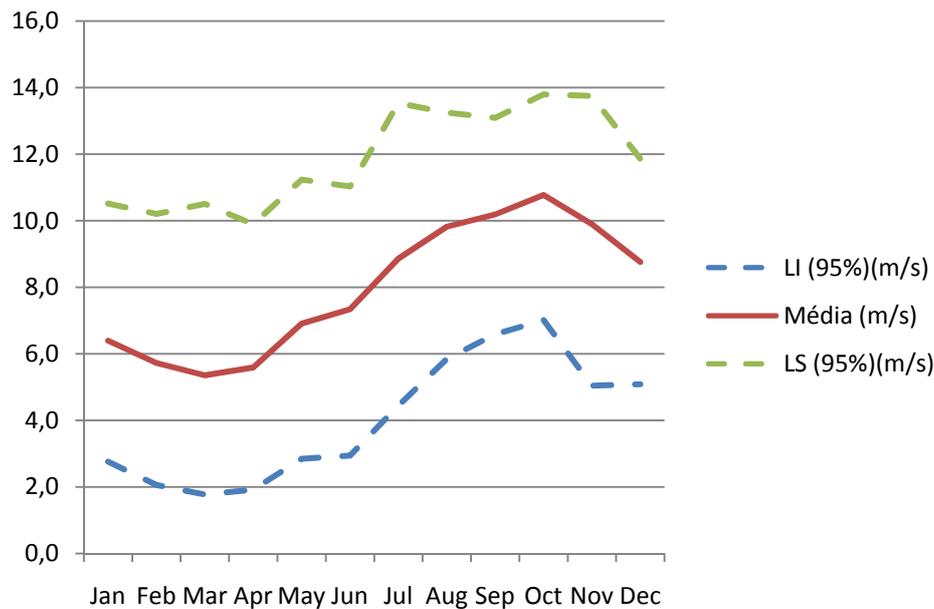


Figura 3-6 - Gráfico dos Cenários de Ventos ao Longo do Ano

Uma observação a fazer, é o fato de que os cenários gerados para os ventos foram feitos de maneira independente (não correlacionados) do modelo de cenários de vazão de PCH devido à falta de dados e por estar fora do escopo desta dissertação o estudo e a realização de um modelo conjunto de ventos e vazão. Neste trabalho estes cenários são considerados dados de entrada e a existência de modelos estocásticos que consideram de maneira acurada essa dependência é perfeitamente compatível com os modelos apresentado aqui. Esses requerem somente os cenários que podem ser produzidos por qualquer modelo.

É esperado que trabalhos futuros abordem e estudem modelos de geração de cenários entre vento e vazão estatisticamente correlacionados, bem como a consideração de variáveis explicativas (condicionais) que estejam inseridas nos modelos de despacho que geram os preços de curto prazo. Neste trabalho, vamos considerar PCH participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), portanto, os cenários de preço de curto prazo estão perfeitamente correlacionados com o perfil de “geração” das PCH.

A distribuição da energia produzida (e o intervalo de confiança de 95%) durante o ano pela fazenda de 30 MW de potencia instalada é mostrada na figura 3-7.

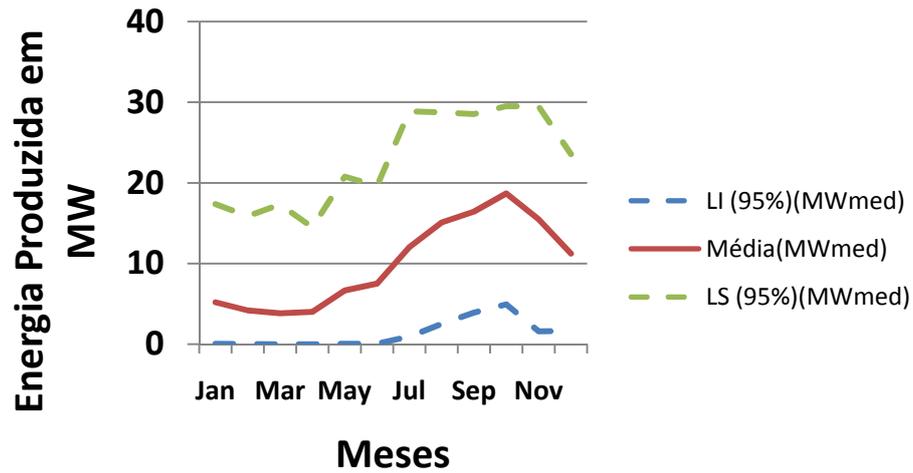


Figura 3-7 - Gráfico da Geração da Fazenda ao Longo do Ano

3.3

Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)

No Brasil, o sistema elétrico sempre se baseou na geração hídrica, pois o potencial hidrelétrico é encontrado em abundância em quase todo o território nacional.

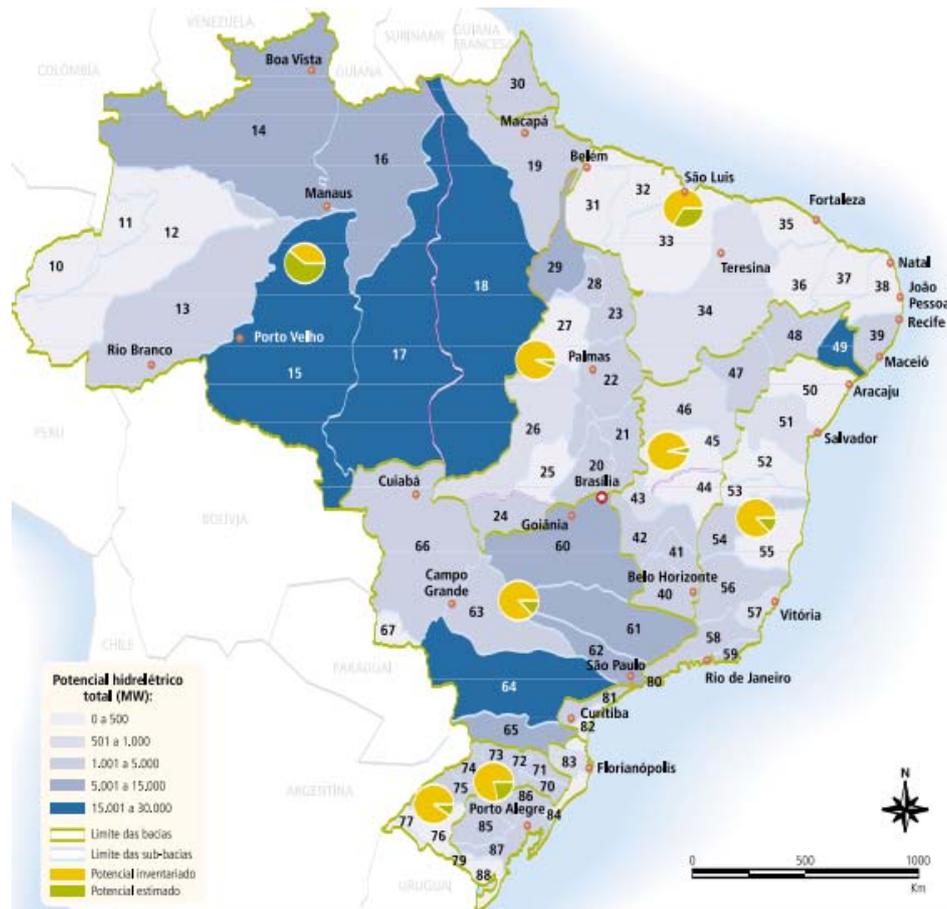


Figura 3-8 - mapa do potencial hidrelétrico brasileiro (Fonte: Atlas da Energia elétrica brasileira [6])

Atualmente o país tem se demonstrado bastante preocupado com os possíveis impactos socioambientais que uma hidrelétrica pode produzir. Neste sentido, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) representam uma opção importante, pois, em geral, os impactos ambientais da PCH são pequenos e localizados na região que será beneficiada pela geração. Além disto, as PCH, embora tenham um custo fixo unitário (R\$/kW instalado) bastante maior que o das grandes hidrelétricas (cerca de dois a três vezes), são investimentos viáveis, pois possuem um menor prazo de construção e incentivos fiscais e tarifários.

Um empreendimento é oficialmente classificado como uma pequena central hidrelétrica (PCH) quando possui potência instalada superior a 1 MW e inferior 30 MW e área total do reservatório igual ou inferior a 3,0 km² [8].

As PCH são usinas “a fio d’água”, ou seja, a sua capacidade de regularização da afluência é menos do que mensal⁷ e, além disto, em geral, a licença ambiental de operação das PCH não permite variar o nível do reservatório. Conseqüentemente, as PCH operam com altura de queda praticamente constante e, portanto, a sua produção é proporcional à vazão afluyente. Se esta vazão afluyente não for regularizada, a produção da PCH poderá ser bastante variável.

O custo do MWh gerado em uma PCH é maior do que o de uma Usina Hidrelétrica de Energia (UHE), pois uma usina de grande porte consegue administrar melhor o desempenho das turbinas quando há falta e excesso de água, evitando desperdícios e ociosidade. As vantagens de se instalar uma PCH a uma UHE, além de incentivos fiscais e tarifários, são ter um impacto ambiental menor e uma geração descentralizada.

O programa PROINFA incentivou a energia gerada através das PCH, com os custos administrativos, financeiros e encargos tributários nascidos destes novos empreendimentos repartidos proporcionalmente entre todas as classes de consumidores finais. Além destes benefícios, as PCH não pagam pelo uso dos recursos hídricos aos estados e municípios.

Os dados para os cenários de geração são obtidos por modelos de despacho hidrotérmico, como o NEWAVE e o SDDP⁸. Para uma PCH participante do MRE⁹, e para efeitos de liquidação no curto prazo, existe um valor (crédito de geração do MRE) que substitui a geração física da usina.

A cota do MRE é dada pelo fator de alocação da Energia Assegurada modulada (GSF) que é a razão entre a geração total hídrica encontrada através de um dos modelos de despacho hidrotérmico e a Energia assegurada total do sistema para o período em estudo.

$$GSF = \frac{Geração\ Total\ Hidro_t}{Energia\ Assegurada_t} \quad (3-9)$$

⁷ Em geral, a capacidade de regularização das PCH é diária.

⁸ De propriedade da PSR Consultoria - <http://www.psr-inc.com>- (baseado na metodologia de programação dinâmica estocástica dual, que trata o problema de despacho de mínimo custo do sistema de forma individualizada por usina)

⁹ É um esquema compulsório de redução do risco hidrológico. No MRE, a geração física de cada usina em cada estágio é substituída por um “crédito de energia”, que é proporcional à geração hidrelétrica total do sistema neste mesmo estágio.

O crédito de geração que uma determinada PCH fará jus é dado pelo produto entre cota MRE e a energia assegurada desta usina.

$$\text{Crédito MRE} = \frac{\text{Geração Total Hidro}_t}{\text{Energia Assegurada}_t} \cdot \text{Energia Assegurada}_{PCH} \quad (3-10)$$

E será este valor que irá entrar na contabilização e liquidação na CCEE.



Figura 3-9 - exemplo de PCH (fonte: Portal PCH [38])

3.3.1

Lastro Contratual (Garantia Física)

A metodologia de cálculo da Garantia Física das PCH foi estabelecido pela portaria nº 92/2006 do Ministério de Minas e Energia e pela Resolução da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) nº 169/2001. Esta metodologia é baseada na série de vazões médias mensais, que deve ter no mínimo 30 anos e no valor da vazão defluente remanescente, que deve ser, no mínimo o valor requerido na Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica – DRDH.

O valor do lastro contratual é limitado ao valor de Potência Disponível.