

**Estudo dos aspectos do desenvolvimento
sustentável na geração de eletricidade por meio
de fonte eólica no Estado de Minas Gerais**

ESTUDOS DE ENERGIA
NOTA TÉCNICA Nº 1/2015
DPED/FEAM

**ESTUDOS DOS ASPECTOS DO DESENVOLVIMENTO
SUSTENTÁVEL PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE POR MEIO
DE FONTE EÓLICA NO ESTADO DE MINAS GERAIS**

**ESTUDOS DE ENERGIA
NOTA TÉCNICA Nº 1/2015**

Diretoria de Pesquisa e Desenvolvimento
Fundação Estadual do Meio Ambiente

Belo Horizonte, 10 de setembro de 2015.

ESTUDOS DOS ASPECTOS DO DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE POR MEIO DE FONTE EÓLICA NO ESTADO DE MINAS GERAIS	Belo Horizonte	N 1	p.104	Set 2015
---	----------------	-----	-------	----------

© 2015 Fundação Estadual do Meio Ambiente - FEAM

É permitida a reprodução desde que seja citada a fonte.

Governo do Estado de Minas Gerais
Fernando Damata Pimentel
Governador

Secretaria do Estado do Meio Ambiente
e Desenvolvimento Sustentável – SEMAD
Luiz Savio Souza Cruz- Secretário

Disponibilização Online

Fundação Estadual do Meio Ambiente - FEAM
Diogo Soares de Melo Franco- Presidente

Diretoria de Pesquisa e Desenvolvimento
Antônio Henrique dos Santos - Diretor

Redação:

Abílio César Soares de Azevedo
Elisa Meira Bastos
Lívia Maria Leite da Silva
Wemerson Rocha Ferreira
Wilson Pereira Barbosa Filho (Coordenador)

F981e

Fundação Estadual do Meio Ambiente.
Estudos dos aspectos do desenvolvimento sustentável para
geração de eletricidade por meio de fonte eólica no estado de Minas
Gerais. -- Belo Horizonte: FEAM, 2015.
104p. ; il.

Estudos de energia - Nota técnica Nº 1/2015.

1. Energia eólica – potencial energético. 2. Geração de
energia. 3. Desenvolvimento sustentável. I.Título.

CDU: 620.92



LISTA DE SIGLAS

AAF – Autorização Ambiental de Funcionamento
ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Reguladora
AHP – Método de Análise Hierárquica (*Analytic Hierarchy Process*)
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CBEE – Centro Brasileiro de Energia Eólica
CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulador
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCMA – Custo Marginal de Abatimento
CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais
CMSE – Comitê de Monitoriamento do Setor Elétrico
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
CNPJ – Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas
Coner – Conselho Estadual de Energia
Copam – Conselho Estadual de Política Ambiental
Cresesb – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
CVU – Custo Variável Unitário
DIT – Demais Instalações de Transmissão
EAR – Energia Armazenada
ENA – Energia Natural Afluenta
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
EWEA – *European Wind Energy Association*
FEAM/MG – Fundação Estadual do Meio Ambiente/ Minas Gerais



GEE – Gases de Efeito Estufa

GWEC – *Global Wind Energy Council*

Ineti – Instituto Nacional de Engenharia Tecnologia e Inovação (Portugal)

IPCC – *Intergovernmental Panel on Climate Change*

LFA – Leilões de Fontes Alternativas

LPE – Leilão de Energia Nova

MCT – Ministério de Ciência e Tecnologia

MMA – Ministério do Meio Ambiente

MME – Ministério de Minas e Energia

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PIE – Produtor Independente de Energia Elétrica

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

PMER – Programa Mineiro de Energias Renováveis

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

Semad – Secretaria do Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável

SIN – Sistema Interligado Nacional

STH – Sistemas de Telemetria Meteorológica

UFPE – Universidade Federal de Pernambuco

UEEE – Usina Eólioelétrica Experimental

UHE – Usinas Hidrelétricas

ZEE – Zoneamento Ecológico – Econômico de Estado de Minas Gerais



LISTA DE SÍMBOLOS

CO₂eq – Equivalente de Dióxido de Carbono

GW – Gigawatt

GWh – Gigawatt - hora

km – Quilômetro

km² – Quilômetro quadrado

kg/m³ – Quilômetro por metro cúbico

kW – Quilowatt

m – Metro

m³/s – metros cúbicos por segundo

m/s – Metro por segundo

MW – Megawatt

MW_{médios} – Megawatt médios

MWh – Megawatt-hora

MW/km² – Megawatt por quilômetro quadrado

R\$/MWh – Real por Megawatt-hora

rpm – rotações por minuto

tCO₂ – Dióxido de Carbono Total

tEP – tonelada equivalente de petróleo

TWh – Terawatt-hora

W/m² – Watt por metro quadrado



LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Os 10 países com maior capacidade acumulada em dezembro de 2013..	14
Figura 2: Os 10 países com maior capacidade instalada em janeiro a dezembro de 2013	15
Figura 3: Mapa do potencial eólico brasileiro	17
Figura 4: Potencial eólico brasileiro por regiões geográficas.....	18
Figura 5: Mapa do potencial eólico brasileiro por estações do ano	18
Figura 6: Geração Hidráulica X Eólica	19
Figura 7: Potencial eólico sazonal a 50m de altura	22
Figura 8: Potencial eólico sazonal a 75m de altura	23
Figura 9: Potencial eólico sazonal a 100m de altura	23
Figura 10: UEEE do Morro do Camelinho	25
Figura 11: Estrutura da Política Nacional do setor elétrico	27
Figura 12: Sistema Interligado Nacional.....	30
Figura 13: Áreas elétricas no Brasil	31
Figura 14: Processo de integração de geradores ao SIN	33
Figura 15: Ambientes de contratação	38
Figura 16: Mercado Spot	39
Figura 17: Contratação regular das Distribuidoras no ACR.....	41
Figura 18: Representação do Setor Elétrico de Minas Gerais no MESSAGE	45
Figura 19: Demanda X Geração de energia elétrica	48
Figura 20: Redução de emissão anual global de CO2	51
Figura 21: Redução de emissão global acumulado de CO2.....	52
Figura 22: Curva Típica de Weibull	55
Figura 23: Curva Típica de uma turbina eólica.....	56
Figura 24: Distribuição de Weibull e Rayleigh	56



Figura 25: Correlação entre fator de capacidade e remuneração necessária	57
Figura 26: Evolução da potencia nominal das turbinas eólicas comerciais	57
Figura 27: Custo das energias renováveis (US\$/MWh).....	59
Figura 28: Preço médio da energia eólica contratada - R\$/MWh (base 04/2011).....	59
Figura 29: Perspectiva do preço médio de contratação (R\$/MWh)	60
Figura 30: Preço da energia nos leilões de expansão da oferta.....	60
Figura 31: Capacidade Instalada do Parque Eólico	61
Figura 32: Bacias hidrográficas de Minas Gerais.....	65
Figura 33: Produção de Energia no rio Araguari (2012).....	71
Figura 34: Produção de Energia no rio Grande (2012).....	72
Figura 35: Regime de vento em Minas Gerais	74
Figura 36: Complementaridade hidro eólica no sudeste do Brasil.....	75
Figura 37: Áreas promissoras nos Estado de Minas Gerais.....	79
Figura 38: Mapa de Minas com camadas de categorias do ZEE	82
Figura 39: Pesos obtidos para o estudo de aspectos econômicos.....	91



LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Tabela PROINFA	34
Tabela 2: Demanda e Geração de Eletricidade em Minas Gerais – Cenário Referência	46
Tabela 3: Evolução da Capacidade Instalada em Minas Gerais(MW) - Cenário Referência	46
Tabela 4: Demanda e Geração de Eletricidade em Minas Gerais – Cenário Alternativo	47
Tabela 5: Evolução da Capacidade Instalada em Minas Gerais(MW) – Cenário Alternativo.....	47
Tabela 6: Propostas para suprir o déficit de energia no cenário de 2030	58
Tabela 7: Custos de implantação de usina eólica	58
Tabela 8: Hidroelétricas no rio Grande e no rio Araguari	66
Tabela 9: Áreas analisadas no Estado.....	80
Tabela 10: Tipos de potencialidades.....	82
Tabela 11: Análise do componente humano na potencialidade social	83
Tabela 12– Valores de I_R para matrizes quadradas de ordem n	86
Tabela 13– Escala Fundamental de Saaty (1980)	86
Tabela 14: Matriz de Comparação	88
Tabela 15: Matriz de Comparação 2	89
Tabela 16: Matriz de componente produção	90
Tabela 17: Matriz de componente institucional	90
Tabela 18: Matriz de componente humano	91
Tabela 19: Matriz de componente natural.....	91
Tabela 20: Pontuação de cada área	92



LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Potência total por Estado.....	19
Gráfico 2: Geração Realizada – Fonte Eólica ($MW_{\text{médio}}$).....	20
Gráfico 3: Fator de capacidade.....	21
Gráfico 4: Evolução da capacidade e preço médio de contratação de energia eólica .	42
Gráfico 5: Capacidade instalada até 2012, e contratado até 2017	42
Gráfico 6: Evolução da capacidade de regularização dos reservatórios EAR Máxima Brasil sobre carga do SIN	67
Gráfico 7: Energia Natural afluyente – média histórica, inclui todos os subsistemas do SIN	68
Gráfico 8: Velocidade do vento na altura do eixo do rotor	70



SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	11
OBJETIVO	12
1 POTENCIAL ENERGÉTICO EÓLICO	13
1.1 Potencial Energético Eólico no Mundo	13
1.2 Potencial Energético Eólico no Brasil.....	15
1.3 Potencial Energético Eólico em Minas Gerais.....	22
1.4 Usina Eólica do Morro de Camelinho	24
2 MERCADO ENERGÉTICO.....	26
2.1 Mercado.....	26
2.2 Sistema Interligado Nacional – SIN	30
2.3 Fontes de Financiamento.....	33
2.4 Leilão de energia.....	37
.....	42
3 CENÁRIO TENDENCIAL	44
3.1 Expansão da Energia Elétrica no Estado de Minas Gerais	44
3.2 Mitigação	49
3.3 Implicações no Estudo de Baixo Carbono do Setor Energético/Energia Eólica	53
.....	53
3.3.1 Fatores de Incerteza	53
3.3.2 Potencial Eólico	54
3.3.3 Fator de capacidade	55
3.4 Cenário Tendencial.....	58
3.4.1 Custo da tecnologia eólica	58
3.4.2 Preço da Energia Elétrica de Fonte Eólica	59
3.4.3 Cenário Tendencial.....	61
4 COMPLEMENTARIDADE HIDROEÓLICA	62
4.1 Introdução	62
4.2 Potencial Hídrico.....	64
4.3 Potencial Eólico	69
4.4 Discussões.....	70
4.5 Conclusão	77
5. ANÁLISE DAS ÁREAS PROMISSORAS.....	79



5.1 Introdução	79
5.2 Zoneamento Ecológico-Econômico	80
5.2.1 Metodologia	81
5.2.2 Discussões	82
5.3 Método de Análise Hierárquica - AHP Clássico.....	84
5.3.1 Metodologia	84
5.3.2 Resultados e discussões	88
CONCLUSÃO.....	93
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	97



INTRODUÇÃO

Em função do esgotamento dos recursos naturais não renováveis e de metas acordadas de redução de emissão de GEE, as fontes renováveis tornaram-se a busca mais lógica na solução dessa problemática, sem causar impacto no desenvolvimento econômico e no estilo de vida da população. Cada país prioriza os investimentos e o uso de suas fontes renováveis, porém os incentivos têm uma meta em comum: atender objetivos estratégicos em âmbito nacional ou regional, a geração de emprego e renda e a redução de emissão de GEE. Nesse contexto a energia eólica tem demonstrado um grande crescimento em comparação com outras fontes renováveis. Para que a energia eólica seja considerada tecnicamente aproveitável, é necessário que sua densidade seja maior ou igual a 500 W/m^2 , a uma altura de 50 m, o que requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s (ANEEL, 2005).

Desde a crise do petróleo na década de 1970, a adoção de energias advindas de fontes alternativas tem sido amplamente perseguida pelos países, visando a segurança no fornecimento de energia e a redução da dependência da importação de combustíveis. Fatores como a crise econômica na Europa e Estados Unidos criaram condições para que essas fontes de energia ganhassem importância e espaço dentro da matriz elétrica brasileira. O Brasil já possui um dos parques geradores mais limpos do mundo, pois mais de 80% da eletricidade que abastece nosso sistema tem origem hídrica, uma das fontes mais limpas e baratas. *A priori*, pode parecer difícil um aumento da participação de energias limpas na matriz elétrica, que reduziria a níveis menores as emissões brasileiras de gases de efeito estufa e de outros poluentes relacionadas à geração de energia, porém, é notório que esse movimento existe e que ganha amplitude a cada ano. As preocupações ambientais ligadas principalmente às mudanças climáticas imprimiram uma maior determinação pela busca de alternativas mais limpas de produção de energia. É nesse sentido que a energia eólica vem demonstrando-se destaque no cenário nacional, devido principalmente ao valor econômico da energia vendida em leilões e os baixos impactos ambientais.



OBJETIVO

O objetivo global deste trabalho é analisar alternativas dentro de um contexto de desenvolvimento sustentável, para a implantação de usinas de geração elétrica por meio de fonte eólica no estado de Minas Gerais. Para isto, foram estabelecidos objetivos específicos para compor o estudo:

- Identificar o potencial técnico de geração eólico no âmbito global, nacional e local (Capítulo 1).
- Analisar o mercado energético brasileiro e o desenvolvimento da geração eólica nos leilões de energia (Capítulo 2).
- Analisar a expansão da Energia Elétrica no Estado de Minas Gerais levando em consideração os dados da matriz energética estadual e projetar a possível contribuição da energia eólica (Capítulo 3).
- Avaliar a possibilidade de complementaridade sazonal hidro eólica no estado, de modo a criar um cenário alternativo para implantação de novos empreendimentos aproveitando a infraestrutura atual de transmissão de energia elétrica, evitando assim, novos impactos ambientais e geração de custos com novas estruturas (Capítulo 4).
- Identificar e analisar as melhores regiões do estado em termos de viabilidade de potencial técnico para geração eólica, para que dentro de um contexto de sustentabilidade, poder auxiliar políticas públicas que visem direcionar a implantação de usinas eólicas no estado (Capítulo 5).



1 POTENCIAL ENERGÉTICO EÓLICO

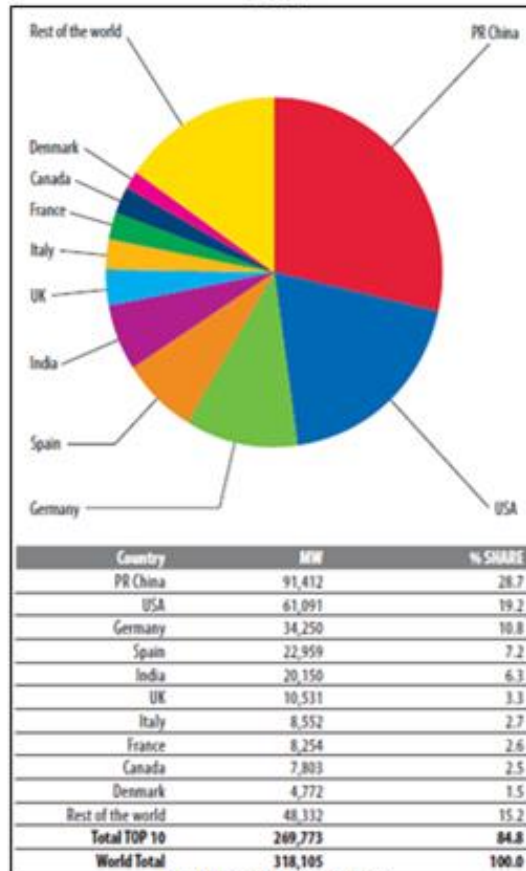
1.1 Potencial Energético Eólico no Mundo

Segundo a Organização Mundial de Meteorologia, em apenas 13% da superfície terrestre o vento apresenta velocidade média igual ou superior a 7 m/s, a uma altura de 50 m. Essa proporção varia muito entre regiões e continentes, chegando a 32% na Europa Ocidental. Mesmo assim, estima-se que o potencial eólico bruto mundial seja da ordem de 500 milhões de GWh por ano. Devido, porém, a restrições socioambientais, apenas 53 mil GWh (cerca de 10%) são considerados tecnicamente aproveitáveis. Ainda assim, esse potencial líquido corresponde a cerca de quatro vezes o consumo mundial atual de eletricidade.

Em 2007, os Estados Unidos superaram a Alemanha, que era o país detentor da maior potência instalada em usinas eólicas. Em 2010, foi a vez de a China superar os Estados Unidos, tanto na capacidade instalada como na acumulada, o que demonstra a grande procura dessa fonte de energia para produção de eletricidade no mundo.

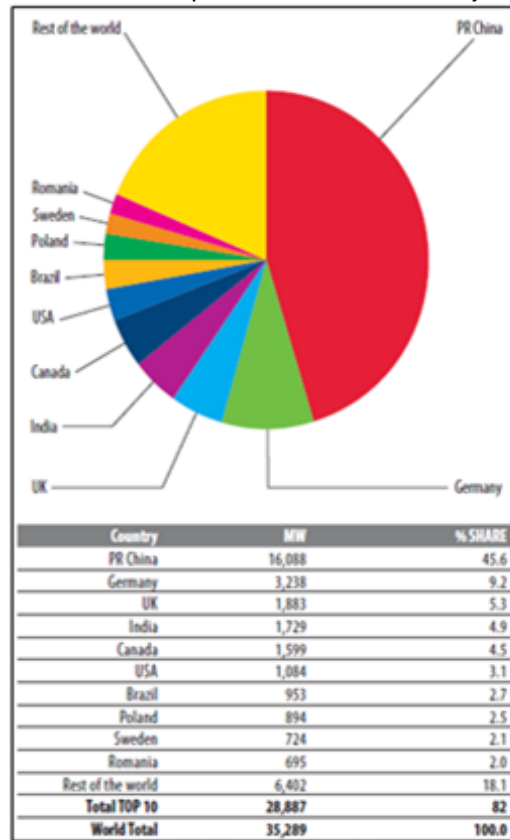
A Dinamarca e a Espanha detêm os maiores índices de participação eólica em suas matrizes elétricas, com 22% e 12% respectivamente. Em termos de expansão de geração eólica destacam-se a China e os Estados Unidos, além da Índia, que desenvolveram suas indústrias de aerogeradores, por meio da aquisição de novas tecnologias e de associação com fabricantes de origem europeia, norte-americana e chinesa. As Figuras 1 e 2 mostram os 10 países com maior capacidade acumulada e com maior capacidade instalada, respectivamente, no ano de 2013.

Figura 1: Os 10 países com maior capacidade acumulada em dezembro de 2013



Fonte: GWEC, 2013

Figura 2: Os 10 países com maior capacidade instalada em janeiro a dezembro de 2013



Fonte: GWEC, 2013

O crescimento do segmento da energia eólica na Alemanha, Estados Unidos e China é fruto do desenvolvimento de políticas públicas específicas para o desenvolvimento de tecnologias e da criação de mecanismos de mercado para negociação, como os certificados de energia verde promovidos em alguns estados norte-americanos.

1.2 Potencial Energético Eólico no Brasil

No Brasil, para o desenvolvimento das fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa foi criado em 1991 o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), que estipulava uma tarifa de compra para cada fonte, em contratos de 20 anos de duração. Em 2004 foi criado um novo modelo econômico de energia onde a comercialização passou a ser feita por meio de leilões de energia, com o critério de menor preço. Esse modelo proporcionou um grande crescimento da energia eólica no Brasil.



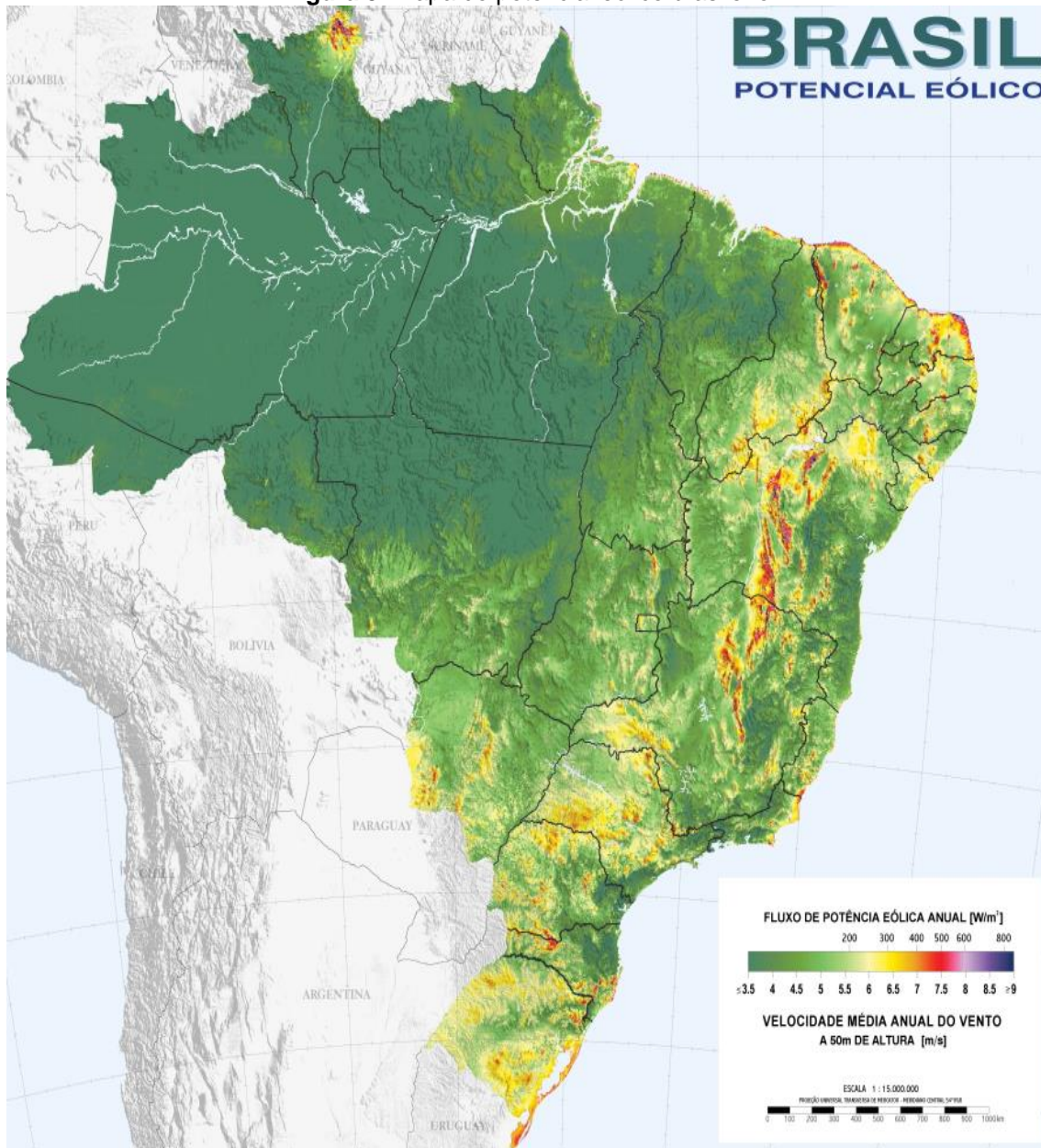
O apoio das autoridades, órgãos reguladores e empreendedores, em aumentar a competitividade das fontes renováveis se justificam também pela necessidade em se manter a segurança do abastecimento do sistema elétrico brasileiro em um cenário de crescimento significativo da economia. Embora ainda haja divergências entre especialistas e instituições na estimativa do potencial eólico brasileiro, vários estudos indicam valores extremamente consideráveis. Essas divergências decorrem principalmente da falta de informações, como os dados de superfície, e das diferentes metodologias empregadas. Entretanto, existem diversos levantamentos e estudos realizados e em andamento (locais, regionais e nacionais) que têm dado suporte e motivado exploração comercial da energia eólica no Brasil.

Os primeiros estudos foram feitos na região Nordeste, principalmente no Ceará e em Pernambuco. Com o apoio da Aneel e do Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT), o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE), da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) publicou em 1998 a primeira versão do Atlas Eólico da Região Nordeste.

A continuidade desse trabalho resultou no Panorama do Potencial Eólico no Brasil. Segundo o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (Cresesb) o potencial eólico no Brasil chega a 143.000 MW. Essa informação está contida no "Atlas do Potencial Eólico Brasileiro", que não inclui o potencial *offshore*.

Há de se salientar que, esse estudo foi elaborado segundo a tecnologia de geração elétrica dominante na época, que estava limitada à turbinas de baixa potência instaláveis em até 50 m de altura do solo. Serve de forma exemplificativa, o expressivo aumento do potencial eólico do Rio Grande do Sul, que passou de 15.800 MW a 50 m para 115.200 MW para altura de 100 m, conforme demonstrado na Figura 3 (MME, 2012).

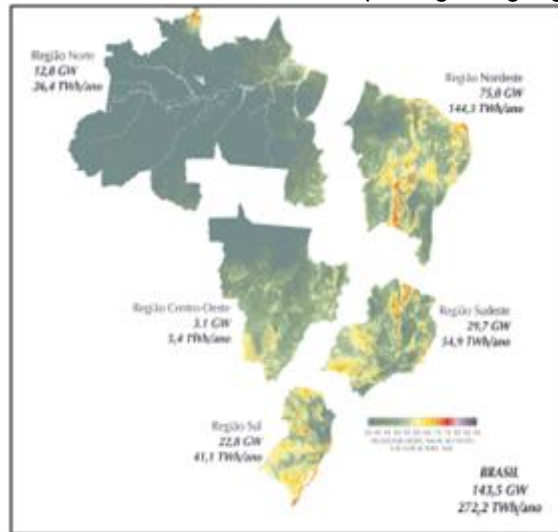
Figura 3: Mapa do potencial eólico brasileiro



Fonte: Atlas Eólico Brasileiro – MME

A Figura 4 contempla a variação do potencial eólico no Brasil conforme as regiões geográficas.

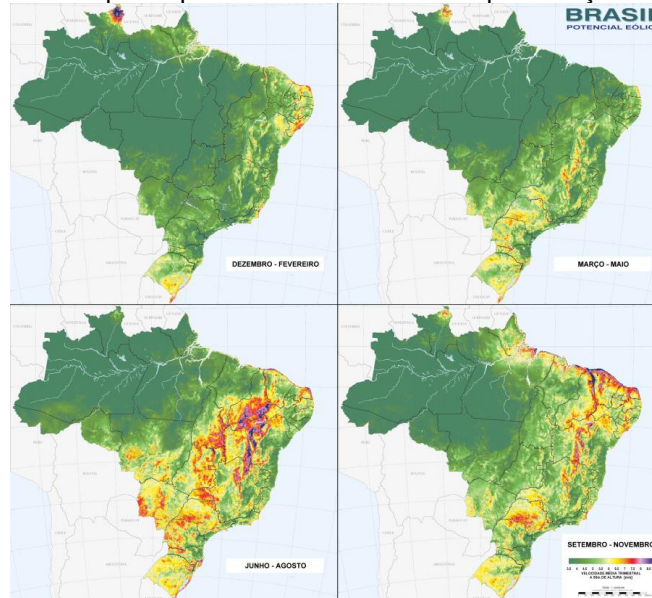
Figura 4: Potencial eólico brasileiro por regiões geográficas



Fonte: Atlas Eólico Brasileiro – MME

O Atlas eólico brasileiro mostra ainda que, o potencial eólico, com exceção da região amazônica, tem uma manifestação predominante entre os meses de junho a dezembro, que são justamente os meses de menor pluviosidade. A Figura 5 contempla a variação do potencial eólico no Brasil conforme as estações do ano.

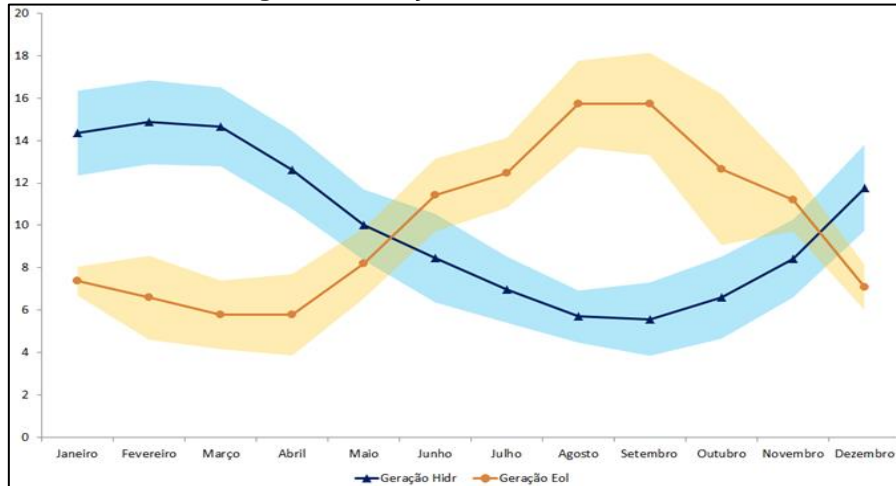
Figura 5: Mapa do potencial eólico brasileiro por estações do ano



Fonte: Atlas Eólico Brasileiro – MME

Considerando que o potencial hidrelétrico brasileiro se mostra mais predominante no período inverso do potencial eólico, conforme Figura 6, pode-se inferir que esses potenciais são complementares quanto à demanda de energia elétrica no país.

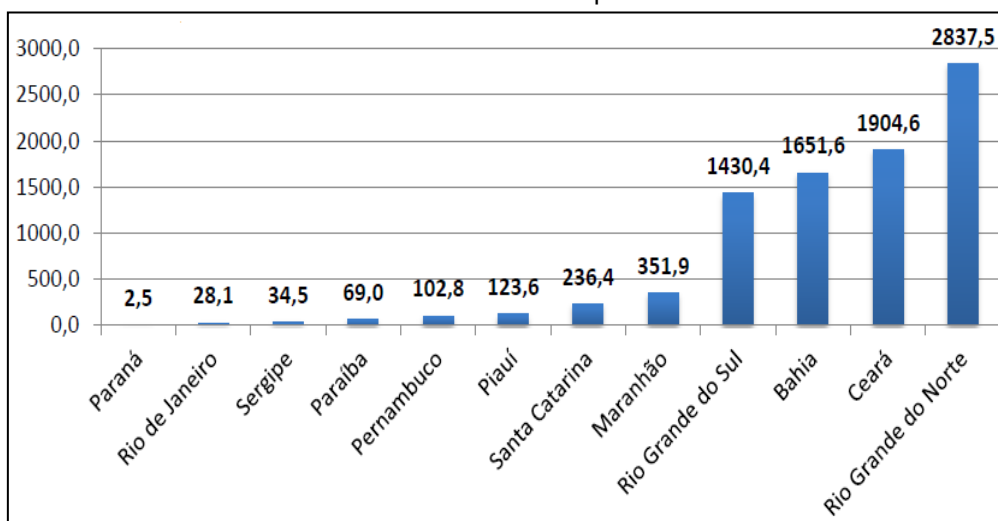
Figura 6: Geração Hidráulica X Eólica



Fonte: Ramos, 2009

Dados atuais demonstram um crescimento significativo da potência instalada de energia eólica no Brasil, e apontam para uma tendência de mercado econômico internacional, para investimento no Brasil. O Gráfico 1 trata da potência total de cada estado, ou seja, proveniente de usinas em operação, em construção e contratada.

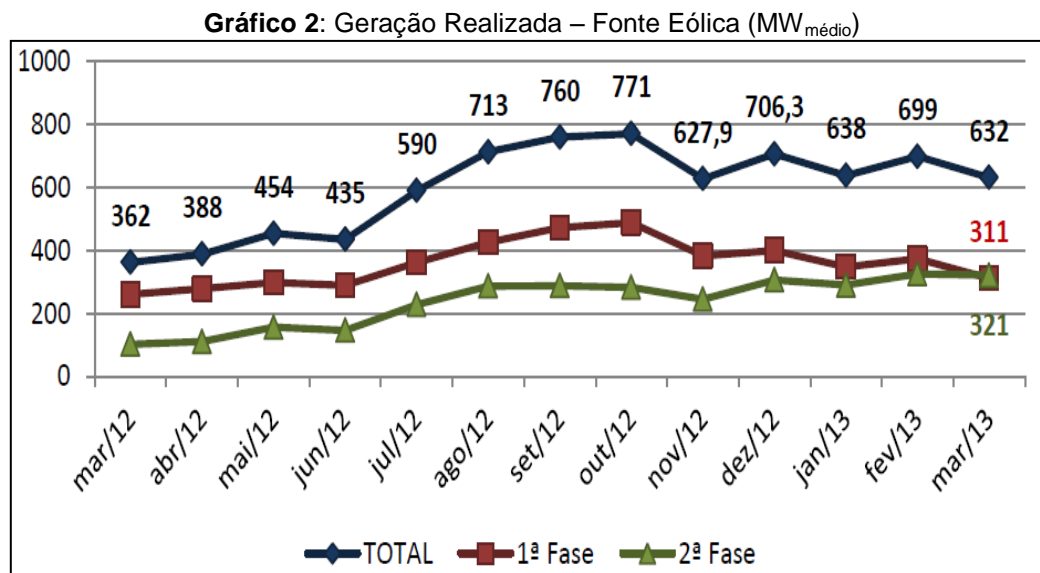
Gráfico 1: Potência total por Estado



Fonte: MELO, SANTOS e YAMAMOTO, 2013.

O Gráfico 2 mostra a geração de energia elétrica através da fonte eólica no período de março de 2012 a março de 2013, através de 3 linhas, que se referem à 1ª Fase (Pré-Proinfa e Proinfa), 2ª fase (fase competitiva – leilões) e Total.

Observa-se que no mês de março de 2013 a geração da 2ª Fase ultrapassou em 10 MW_{médios} a geração da 1ª Fase. Ao analisar os dados referentes às capacidades instaladas, tem-se que a maior geração foi efetivada pela fase de menor capacidade instalada, ou seja, a 2ª Fase. Isso decorre do fato de que o fator de capacidade proveniente dos aerogeradores mais recentes são maiores que os praticados na 1ª Fase (geração Proinfa), proporcionando maior aproveitamento dos ventos.

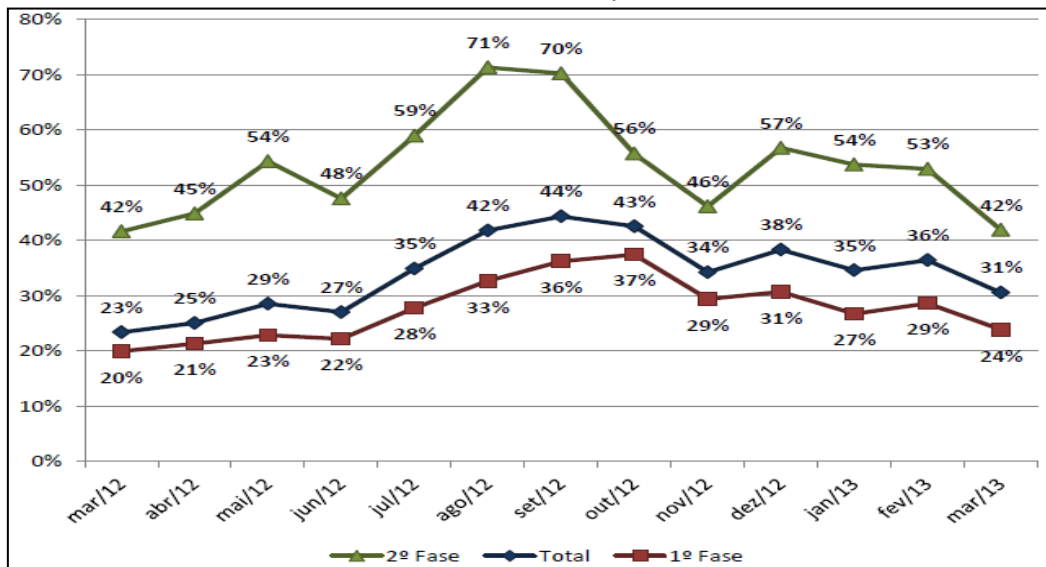


Fonte: MELO, SANTOS e YAMAMOTO, 2013.

A afirmativa pode ser comprovada no Gráfico 3, que apresenta o fator de capacidade no mesmo período citado, ou seja, março de 2012 a março de 2013, por meio de 3 linhas, que se referem à 1ª Fase (Pré-Proinfa e Proinfa), 2ª fase (fase competitiva – leilões) e Total. Esse fator se refere a quanto do potencial de geração de energia da usina realmente pode ser aproveitado e transformado em eletricidade. Na Europa, o número fica entre 30% e 40%. No Brasil, as plantas que estão sendo contratadas devem apresentar índices médios de aproveitamento na ordem de 45%. Apesar de

mais altos do que os europeus, esses níveis de aproveitamento das usinas eólicas do Brasil são considerados baixos se comparados com os de outras fontes energéticas.

Gráfico 3: Fator de capacidade



Fonte: MELO, SANTOS e YAMAMOTO, 2013.

Por isso, é importante que esses empreendimentos sejam fiscalizados após sua entrada em operação comercial para assegurar que as metas apresentadas nos projetos sejam cumpridas e o volume de energia contratado seja efetivamente entregue.

Um aspecto decisivo para a evolução da energia eólica no Brasil e no mundo é o desenvolvimento da tecnologia, visto que a capacidade das turbinas cresceu, nos últimos anos, de 50 kW para um valor acima de 9 MW, e isso veio a permitir que as usinas eólicas se constituíssem como uma alternativa contundente para diversos níveis de demanda.

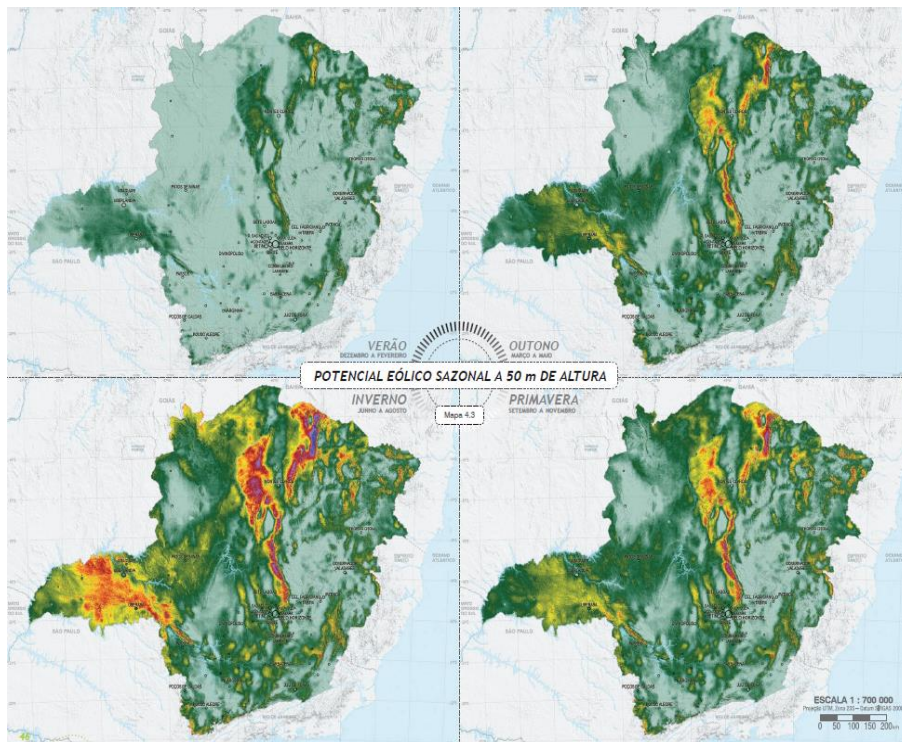
No Brasil, as áreas com maior potencial eólico encontram-se nas regiões Nordeste, Sul e Sudeste. Em 2008, a capacidade instalada no Brasil era de aproximadamente 338,5 MW, representando apenas 0,24% do nosso potencial estimado.

1.3 Potencial Energético Eólico em Minas Gerais

O Atlas Eólico de Minas Gerais, concluído em maio do ano de 2010 pela Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), estimou o potencial eólico sazonal no estado, em três dimensões distintas, a 50 m, 75 m e 100 m de altura do solo, conforme Figuras 7, 8 e 9, respectivamente.

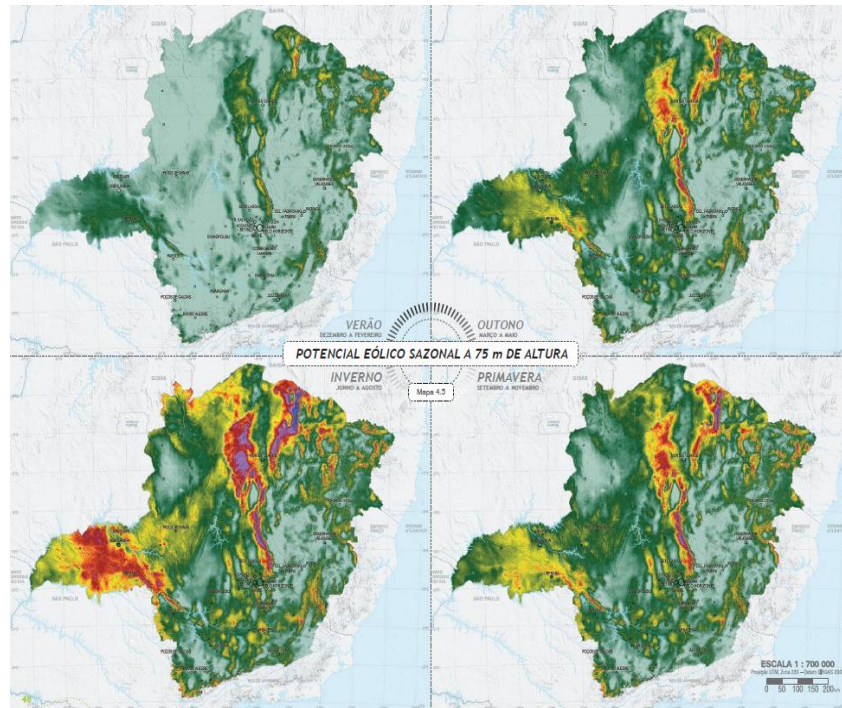
O potencial de geração eólica a 100 metros do solo foi o mais significativo, e aponta uma grandeza de 40.000 MW. A energia elétrica que pode ser gerada pelos ventos no estado, com destaque para o potencial da Região Norte, equivale a quase seis vezes a capacidade de geração atual da Cemig, de 6.754 MW. Desse volume, a energia eólica em Minas responde hoje com apenas 1MW, gerado na usina do Morro do Camelinho, em Gouveia.

Figura 7: Potencial eólico sazonal a 50m de altura



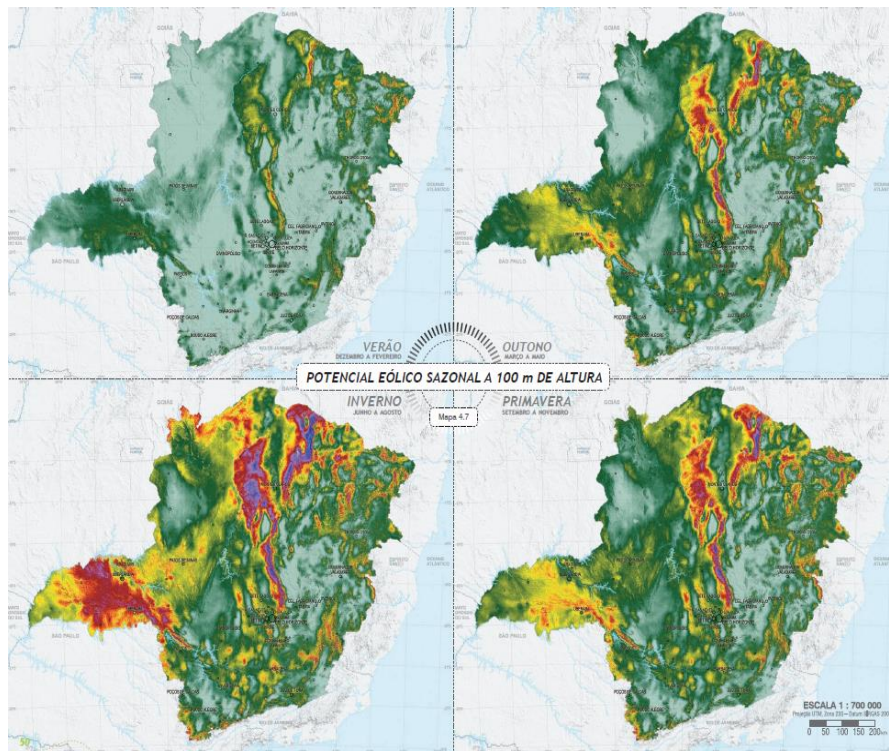
Fonte: Atlas eólico de Minas Gerais – CEMIG, 2010

Figura 8: Potencial eólico sazonal a 75m de altura



Fonte: Atlas eólico de Minas Gerais – CEMIG, 2010

Figura 9: Potencial eólico sazonal a 100m de altura



Fonte: Atlas eólico de Minas Gerais – CEMIG, 2010



Segundo os dados apresentados no Mapa de potencial eólico de Minas Gerais, o Triângulo Mineiro e a Serra do Espinhaço são as regiões de melhor potencial eólico do estado. A região da Serra do Espinhaço, devido a sua grande extensão, pode ser subdividida em três microrregiões. A primeira corresponde à área de Janaúba e Grão Mogol, que compreende também os municípios de Espinosa, Gameleiras, Monte Azul, Mato Verde, Porteirinha, Serranópolis de Minas, Riacho dos Machados e Francisco Sá. A segunda à área de Montes Claros, abrangendo ainda os municípios de Coração de Jesus, São João da Lagoa e Brasília de Minas. E a terceira área correspondente a Curvelo, Diamantina e Sete lagoas. Existem ainda outras áreas no interior do estado, de extensões menores, e que em princípio, segundo o atlas eólico de Minas Gerais, destinariam-se a empreendimentos eólicos isolados e de pequeno porte, como áreas nos municípios de Taiobeiras, Salinas, Araçuaí, Rubim, Santa Maria do Salto, Almenara e Joaíma, na região do Jequitinhonha, além de áreas nos municípios de Ervália e Manhuaçu, no complexo da serra da Mantiqueira, e no município de Delfinópolis, na serra da Canastra.

1.4 Usina Eólica do Morro de Camelinho

O projeto de construção da Usina Eólielétrica Experimental (UEEE) do Morro do Camelinho (Figura 10), município de Gouveia - MG teve seu início em 1992, por intermédio do estudo de dados anemométricos realizados pela Cemig. Sua inauguração aconteceu em 1994, com potência instalada de 1 MW, através de quatro aerogeradores. Cada um deles possui capacidade nominal de geração de 250 kW, rotor de eixo horizontal, 3 pás com 26 metros de diâmetro rotórico e sistema de controle de potência por estol aerodinâmico. Os conjuntos estão montados sobre torres tubulares cônicas de aço de 30 metros de altura.

Os geradores elétricos são trifásicos, do tipo assíncrono de polos chaveados (8/6 polos), duplo estágio (80/250 kW) e operam em rotações de 900 e 1200 rpm respectivamente. A finalidade do projeto foi de pesquisa, não se tratando, portanto de uma usina comercial.

Figura 10: UEEE do Morro do Camelinho



Fonte: Atlas Eólico de Minas Gerais, 2010

A Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável – Semad, em 16 de setembro de 2008 concedeu Autorização Ambiental de Funcionamento – AAF para o referido empreendimento, que foi identificado como de pequeno porte (Classe 1), conforme disposto na Deliberação Normativa do Conselho Estadual de Política Ambiental – Copam, DN nº 74/04.



2 MERCADO ENERGÉTICO

2.1 Mercado

O Setor Elétrico Brasileiro – SEB opera sob concessão, autorização ou permissão do Estado provendo serviços públicos de eletricidade à população. O marco regulatório do SEB foi consolidado pela Lei 10848/2004, onde estão estabelecidas as regras que definem o seu funcionamento, nas atividades típicas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

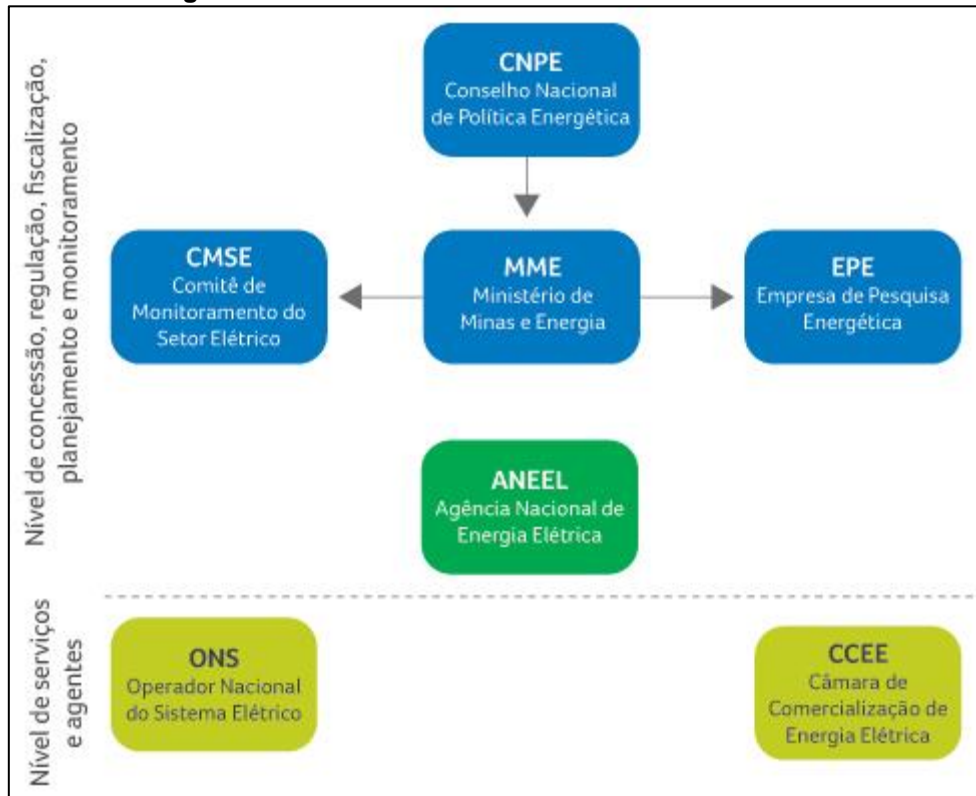
Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “o marco regulatório atribui ao Poder Concedente, além de suas responsabilidades típicas de Estado como a definição da matriz energética nacional, assegurar o equilíbrio oferta / demanda no curto, médio e longos prazos: para tanto, reserva-lhe o planejamento e a gestão da outorga dos empreendimentos de expansão da oferta, bem como a tomada de ações, regulamentadas, para gestão da continuidade do suprimento no curto / médio prazos”.

Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico em longo prazo, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE); uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Outras alterações importantes incluem a definição do exercício do Poder Concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME) e a ampliação da autonomia do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é o órgão de assessoramento do Presidente da República para a formulação de políticas e diretrizes de energia, conforme disposto na Lei 9478/97 e Decreto nº 3520/2000, que tem como escopo de

promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do Brasil, e é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia. A estrutura da Política Nacional do setor elétrico esta demonstrada na Figura 11.

Figura 11: Estrutura da Política Nacional do setor elétrico



Fonte: ELETROBRÁS, 2012.

O Ministério de Minas e Energia (MME) tem como objetivo a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE; o exercício da função de planejamento setorial; o exercício do Poder Concedente; o monitoramento da segurança de suprimento do setor elétrico, por intermédio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); e a definição de ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, tais como gestão da demanda e/ou contratação de reserva conjuntural de energia do sistema interligado.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao MME, tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e



seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras, conforme art. 2º da Lei 10847/2004. Tem importante participação nos leilões de energia no atual modelo, devendo identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos; realização de estudos de aproveitamento ótimo dos potenciais; e habilitar tecnicamente os empreendimentos que participam dos leilões de energia realizados pela Aneel.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é uma autarquia sob regime especial (Agência Reguladora), vinculada ao MME. Dentre suas atribuições estão: implementar políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento de potenciais energéticos, expedindo os atos regulamentares para o cumprimento das normas legais; promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado energético; aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica, contratadas de formas regulada e livre; regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as Políticas e Diretrizes do Governo Federal; e outras.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), criado pela Lei nº 9648/1998, é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN, sob a fiscalização e regulação da Aneel.

A Câmara de comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi criada através da Lei nº 10848/2004, com intuito de viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, tanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL), como no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Atua como agente promotor de leilões e administrador de Contratos de Compra e Venda de Energia e está sob regulação e fiscalização da Aneel.

Além dos agentes institucionais descritos acima, figuram, ao lado desses, os agentes econômicos, assim chamados, os consumidores de energia elétrica e os agentes titulares de concessão, permissão ou autorização para explorar atividades de geração, transmissão, distribuição ou comercialização.



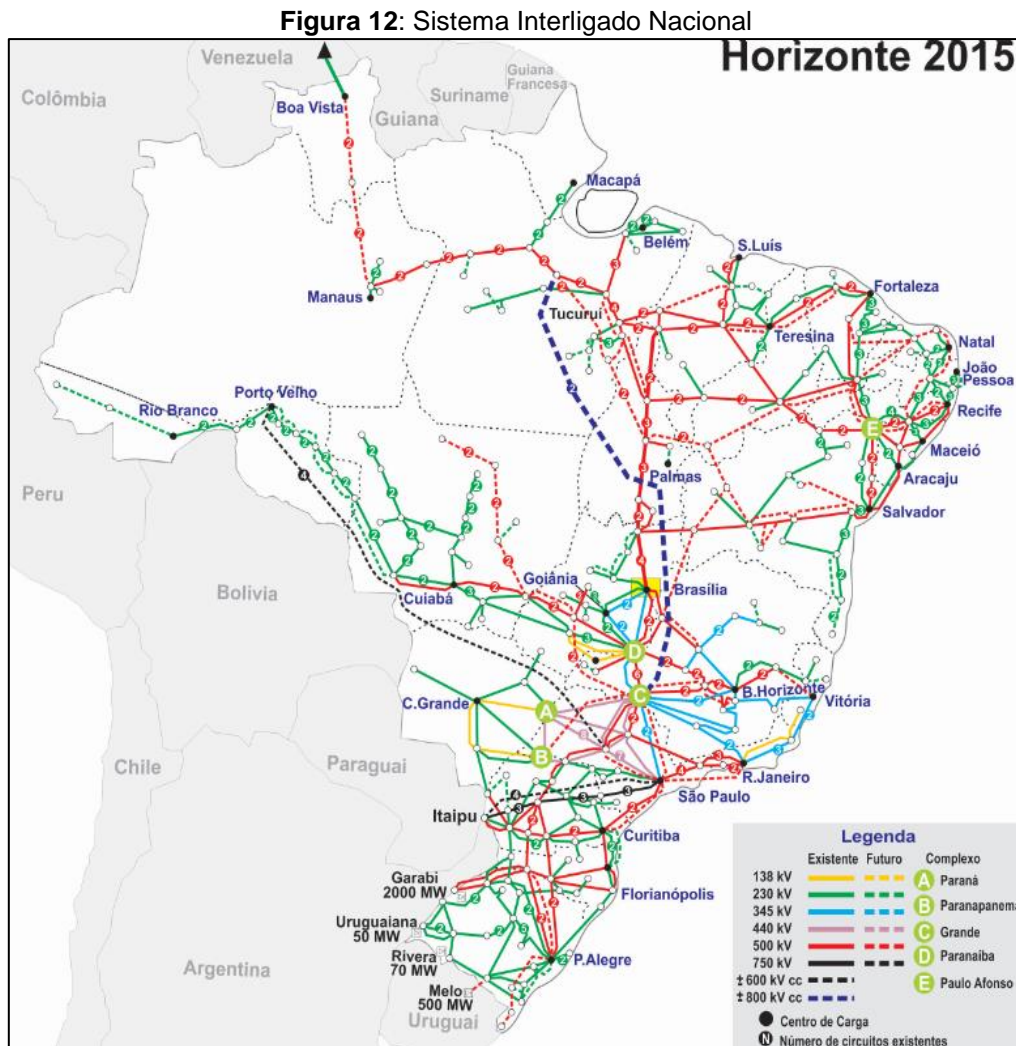
O serviço de geração ou produção de energia elétrica, exercido pelo agente de geração, é definido pelo Decreto nº 41019/1957, como a transformação de qualquer outra forma de energia em energia elétrica. Há três regimes jurídicos aplicáveis à geração de energia:

- Regime de serviço público – aplica-se às concessões e aos demais atos de outorga e a prorrogação de concessões, permissões e autorizações de serviços de energia elétrica.
- Regime de produção independente (Produtor Independente de Energia elétrica – PIE) – pessoa jurídica com concessão ou autorização do Poder concedente para produzir energia elétrica por sua conta e risco. Está sujeito às normas de comercialização regulada ou livre.
- Regime de autoprodução – pessoa física ou jurídica que recebem autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso, podendo comercializar excedentes.

A transmissão, serviço exercido pelo agente de transmissão, corresponde ao transporte de energia elétrica do local produtor até a central de distribuição ou até a interligação de dois ou mais sistemas geradores, conforme art. 3º do decreto nº 41019/1957, sendo que esse serviço deve ser prestado por agentes concessionários, que celebram contratos de concessão de serviço público com o Estado. A distribuição, serviço exercido pelo agente de distribuição, tem como escopo levar a energia elétrica entregue pelo sistema de transmissão até os usuários finais, ou seja, funciona como a ligação entre o setor elétrico e a sociedade. As empresas de transmissão celebram contrato de concessão de serviços públicos com o Poder concedente, representado pela Aneel, nos quais são estabelecidos regras referentes as tarifas, regularidade, segurança, qualidade de serviços e de atendimento aos consumidores, bem como as penalidades cabíveis. Os agentes comercializadores de energia elétrica são aqueles que detêm título jurídico de autorização para exercer atividade de compra e venda de energia no SIN e desempenham o papel de intermediários entre geradores e consumidores, com o escopo de reduzir os custos de transação e permitir o atendimento dos consumidores de acordo com suas necessidades de compra de energia. Figuram nesse quadro, agentes importadores e exportadores, comercializadores e consumidores livres e especiais.

2.2 Sistema Interligado Nacional – SIN

O SIN é um sistema constituído de instalações de produção e transmissão de energia elétrica, todas interligadas, o que exige uma coordenação sistêmica para assegurar que a energia gerada chegue ao consumidor com segurança, além de garantir o suprimento de forma contínua, com qualidade e com preços acessíveis para todos. Para operar o SIN, o ONS conta com cinco Centros de Operação espalhados pelo País, que realizam, ininterruptamente, a coordenação, a supervisão e o controle da operação de toda a matriz de energia elétrica brasileira, sendo que apenas 2,2% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN. A Figura 12 mostra o sistema interligado nacional no horizonte de 2015.



Fonte: ONS, 2015



O sistema brasileiro é dividido em quatro grandes subsistemas, que funcionam de forma interligada visando um melhor aproveitamento da sazonalidade dos rios, além de permutar os excedentes de energia elétrica durante o período das cheias em cada região. Os quatro subsistemas são, o Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) que abrange as regiões Sudeste e Centro-Oeste do país, com a exceção do estado do Mato Grosso do Sul; o Sul (S) que abrange a região Sul do país, além do estado do Mato Grosso do Sul; o Nordeste (NE) que abrange a região Nordeste do país, com a exceção do estado do Maranhão; e o subsistema Norte (N) que abrange parte dos estados do Pará, Tocantins, Maranhão, Rondônia e Acre.

Além dos subsistemas, fazem parte ainda do SIN os sistemas isolados da Amazônia. Como mostra a Figura 13.

Figura 13: Áreas elétricas no Brasil

As áreas elétricas no Brasil são divididas em 17 sistemas do SIN	
1	Rio Grande do Sul
2	Santa Catarina
3	Paraná
4	Mato Grosso do Sul
5	São Paulo
6	Rio de Janeiro e Espírito Santo
7	Minas Gerais
8	Goiás e Distrito Federal
9	Mato Grosso
10	Acre e Rondônia
11	Sul do Sistema Nordeste - Sul e Norte da Bahia e Sergipe
12	Bahia
13	Leste do Sistema Nordeste - Alagoas, Pernambuco, Paraíba e Rio Grande do
14	Norte do Sistema Nordeste - Ceará
15	Oeste do Sistema Nordeste - Piauí
16	Pará do Sistema Norte
17	Maranhão/Tocantins do Sistema Norte

Fonte: COGEN, 2008



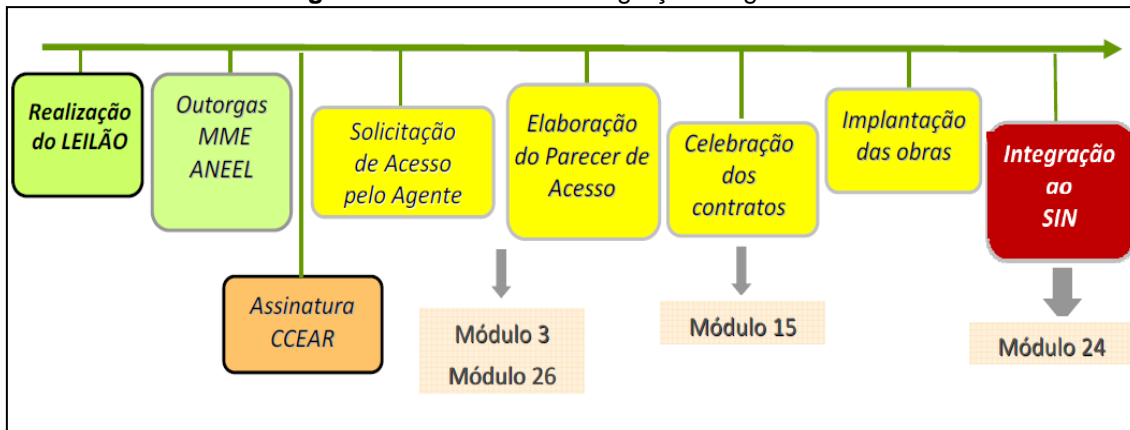
O livre acesso é um instrumento básico à efetiva competição nos segmentos de geração e comercialização da energia elétrica, sendo instituído pelas Leis nº 9074/95, nº 9.648/98, e nº 10848/04, determinando o direito de qualquer agente ou consumidor livre de se conectar e fazer uso do sistema elétrico. O ONS, através da Lei nº 9648/98, do Decreto nº 2655/98 e da Resolução da Aneel nº 281/99, ficou incumbido por determinar as medidas como condições de acesso à Rede Básica, bem como pela a contratação do seu uso.

As instruções e os procedimentos para o acesso à Rede Básica, compreendendo a conexão e o uso, estão disponíveis no sítio do ONS (Módulo 3 dos Procedimentos de Rede – Acesso aos Sistemas de Transmissão). Segundo o sítio da ONS, “a solicitação de acesso é o requerimento que, acompanhado de dados, estudos preliminares de acesso e informações sobre o empreendimento objeto do acesso, deve ser apresentado pelo acessante ao ONS ou à concessionária de transmissão ou à concessionária ou permissionária de distribuição, para que sejam definidas as condições de acesso visando à sua contratação”.

O documento que consolida e estabelece as condições de acesso é o Parecer de Acesso, cuja responsabilidade de emissão é do ONS, para os acessos solicitados à Rede Básica, ou das concessionárias ou permissionárias de distribuição quando o acesso for solicitado ao sistema de distribuição ou às demais instalações de transmissão (DIT).

O processo de integração de instalações à operação do SIN (Figura 14) envolve o ONS, a CCEE, o agente legalmente responsável pela instalação perante a Aneel e outros agentes conectados à rede básica ou à rede de distribuição, cuja operação venha a ser afetada pela integração dessa instalação. Inicia-se junto ao ONS após a assinatura do contrato de concessão e a emissão da resolução de autorização. Já, o processo de integração de uma instalação de geração, de distribuição, de consumidor livre e de importação/exportação se inicia junto ao ONS com a solicitação de acesso.

Figura 14: Processo de integração de geradores ao SIN



Fonte: ONS, 2015

Os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas eólicas estão ditados na Resolução nº 391/09 da ANEEL, e em seu artigo 6º trata da permissão da consulta de acesso à ONS:

“Art. 6º. Os requerimentos de outorga de centrais geradoras protocolados na ANEEL serão recebidos por meio de Despacho a ser emitido pela Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG.

§1º O documento a que se refere o caput deste artigo terá como finalidade, dentre outras, permitir que o agente interessado realize a consulta de acesso às concessionárias de distribuição e ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS; e solicite licenças e/ou autorizações aos órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental e pela outorga de recursos hídricos e demais órgãos públicos federais, estaduais, municipais ou do Distrito Federal.”.

O processo culmina com a emissão de um documento, pelo ONS, que libera a instalação para a operação integrada ao SIN. O ONS, portanto, opera o SIN de modo a minimizar o custo total de operação, visando garantir o suprimento de energia em um sistema com grande volatilidade de oferta no curto e no longo prazo.

2.3 Fontes de Financiamento

No intuito de incentivar a utilização de fontes alternativas de energia, o então Presidente da República Luiz Inácio Lula da Silva sancionou em 11 de novembro de 2003, a Lei 10762, que criou o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, o Proinfa.



O objetivo principal do Programa era financiar, com suporte do BNDES, projetos de geração de energias a partir dos ventos (eólica), pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e bagaço da cana, casca de arroz, cavaco de madeira e biogás de lixo (biomassa).

Tabela 1: Tabela PROINFA

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%	992,20
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%	16	34,8%	2	4,3%	18	39,1%	46
	MW	253,55	22,3%	405,00	35,6%	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		50		100,0%								50
		992,20		100,0%								992,20
Sub total BIO		4		100,0%								4
		110,90		100,0%								110,90
Sub total EOL		28		60,9%								46
		658,55		57,9%								1.136,60
Sub total Geral		82		82,0%								100
		1.761,65		78,7%								2.239,70

* No âmbito do PAC é considerada a potência instalada

Fonte: MME, 2009.

Em 2004, as Leis nº 10847 e 10848 e o Decreto nº 5163, fizeram uma nova reestruturação no setor elétrico brasileiro. A Lei nº 10847 criou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pela prestação de serviços na área de pesquisa referente ao setor elétrico, com a finalidade de prover subsídio ao planejamento energético de longo prazo do país. A Lei nº 10848 e o Decreto nº 5163 expõem o novo modelo de regulamentação da comercialização de eletricidade, baseado em dois fatores novos: o ambiente de contratação regulada e os leilões de energia nova. Em 2009, foi assinado pelo MMA, MME, Fórum de Secretários Estaduais para assuntos de Energia entre outras autoridades um documento denominado “Carta dos Ventos”, que trata de uma carta de intenções do governo contendo ações para promover o desenvolvimento da geração eólica em âmbito nacional.



Segundo dados do MME, nesse mesmo ano, foi realizado o primeiro leilão de energia de reserva exclusivo para energia eólica, sendo considerado um marco no amadurecimento de energia proveniente dessa fonte no cenário nacional, visto que foram cadastrados cerca de 441 projetos com grande quantidade de energia contratada (cerca de 1805 MW de potência instalada), ao preço médio de energia de R\$ 148,00 o MWh.

Com o escopo de contribuir para a diversificação da matriz energética brasileira com uma fonte de recursos renovável, e ainda com a redução das emissões de GEE por MWh de energia gerada no SIN, é fundamental o apoio do sistema bancário à construção das usinas eólicas, através das linhas de financiamento. A maior parte desse financiamento vem do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que possui linhas próprias para empreendimentos de geração de energia a partir de fontes alternativas. Segundo o BNDES, “essas linhas de financiamentos apresentam regras específicas de acordo com o Beneficiário, segmento e/ou empreendimento/item apoiado”. Poderão ainda, serem combinadas diferentes linhas de financiamento a uma mesma operação, sendo o valor mínimo de financiamento de R\$ 10 milhões, com prazo de amortização de 16 anos. Ressaltando que a participação máxima do BNDES em empreendimentos de energia eólica é limitada a 80% dos itens financiáveis. Segundo informações postadas no próprio sítio do BNDES, as condições financeiras de uma operação realizada pelo produto BNDES Automático dependerão da linha de financiamento utilizada. As linhas disponíveis para o BNDES Automático são:

- **MPME - Investimento** - Apoio a projetos de investimento, incluindo a aquisição de equipamentos nacionais novos e o capital de giro associado para micro, pequenas, médias empresas, de qualquer setor de atuação, e produtores rurais.
- **Capacidade Produtiva Investimento (CP Investimento)** - Apoio a projetos de investimentos de médias-grandes e grandes empresas de qualquer setor de atuação.
- **Capacidade Produtiva Investimento Indústria de BK (CP Investimento Indústria BK)** - Apoio a projetos de investimentos para indústria do setor de bens de capital.



- **Capacidade Produtiva BK (CP BK)** - Apoio à aquisição de máquinas e equipamentos nacionais novos, associada a investimentos financiados no âmbito das linhas CP Investimento e CP Investimento Indústria de BK.
- **Concorrência Internacional** - Apoio à aquisição e produção, não isoladas, de equipamentos, software, bens de informática e automação que demandem condições de financiamento compatíveis com as ofertadas para congêneres estrangeiros em concorrências internacionais, para empresas de qualquer setor e porte.
- **Capacidade Produtiva Importação (CP Importação)** - Apoio à importação de máquinas e equipamentos novos sem similar nacional para empresas de qualquer setor e porte.
- **Capital de Giro Associado** - Financiamento ao capital de giro associado das Linhas CP Investimento e CP Investimento Indústria BK.

Poderão solicitar apoio financeiro, respeitando as orientações das linhas, as sociedades com sede e administração no Brasil, de controle nacional ou estrangeiro, cooperativas, associações, fundações e empresários individuais inscritos no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas – CNPJ e no Registro Público de Empresas Mercantis; pessoas jurídicas de direito público. Os encaminhamentos de solicitações de apoio deverão ser feitas ao BNDES pela empresa interessada ou por intermédio da instituição financeira credenciada, por meio de consulta prévia. Existem ainda outros bancos que apresentam linhas de financiamento para projeto que contemplem o aproveitamento energético de fontes alternativas, como o Banco do Brasil, a Caixa Econômica Federal, o Banco do Nordeste e outros.

Devido ao Proinfa e a migração de fábricas de equipamentos para o território nacional, em função da desaceleração dos mercados americano e europeu e por conta das exigências de nacionalização desse programa, as ações governamentais de incentivo garantiram a viabilidade comercial da eletricidade derivada da energia eólica que, no nos últimos leilões realizados pela EPE, veem apresentando um preço médio de venda considerado como dos melhores no mundo.



2.4 Leilão de energia

Segundo a EPE (2009), a geração eólica tem como característica econômica o elevado investimento inicial e o baixo custo operacional. Além do preço, a garantia de tempo para a recuperação do capital e o acesso a financiamentos são fatores que podem influenciar a expectativa de retorno. A percepção do risco decorre, principalmente, dos reflexos no fluxo de caixa da aleatoriedade de uma fonte primária incontrollável. Este risco pode ser mitigado por meio de uma forma de contratação que considere a produção média ao longo dos anos. O mecanismo de leilão tende a estabelecer o valor adequado ao equilíbrio do preço com a percepção do risco, porém é necessário que seja estabelecido um preço teto coerente com a política de modicidade tarifária.

O novo Modelo econômico do setor elétrico define que a comercialização de energia elétrica é realizada em dois ambientes de mercado, o ACR e o ACL.

A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulador (CCEAR), celebrados entre Agentes Vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e Compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.

Já no ACL há a livre negociação entre os Agentes Geradores, Comercializadores, Consumidores Livres, Importadores e Exportadores de energia, sendo que os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais.

Uma visão geral da comercialização de energia, envolvendo os dois ambientes de contratação, é apresentada na Figura 15.

Figura 15: Ambientes de contratação



Fonte: CUBEROS, 2008

O Processo de Comercialização de Energia Elétrica ocorre de acordo com parâmetros estabelecidos pela Lei nº 10.848/2004, pelos Decretos nº 5.163/2004 e nº 5.177/2004 (o qual instituiu a CCEE), e pela Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004, que instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. As relações comerciais entre os Agentes participantes da CCEE são regidas predominantemente por contratos de compra e venda de energia, e todos os contratos celebrados entre os Agentes no âmbito do Sistema Interligado Nacional devem ser registrados na CCEE. Esse registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência; os preços de energia dos contratos não são registrados na CCEE, sendo utilizados especificamente pelas partes envolvidas em suas liquidações bilaterais.

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo e valoradas ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, este limitado por um preço mínimo e por um preço máximo. Dessa forma, pode-se dizer que o mercado de curto prazo é o mercado das diferenças entre montantes contratados e montantes medidos, conforme Figura 16.

Figura 16: Mercado Spot



Fonte: CERPCH, 2014

O critério de menor tarifa (inciso VII, do art. 20, do Decreto nº 5.163/2004) é utilizado para definir os vencedores de um leilão, ou seja, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por Mega-Watt hora para atendimento da demanda prevista pelas Distribuidoras. Tais Leilões tem por objetivo o atendimento às necessidades de mercado das Distribuidoras mediante a venda de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração.

De acordo com a Lei nº 10.848/2004, a contratação de energia pode ser feita por quantidade ou por disponibilidade. No primeiro modo, o vendedor do contrato assume os riscos e os custos variáveis de produção, enquanto que no segundo modo, esses são assumidos pelo comprador do contrato.

Os leilões de energia elétrica foram estabelecidos pela lei nº 10.848/2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163/2004. São promovidos pelo MME e coordenados pela Aneel diversos tipos de leilões, no intuito de que as concessionárias possam contratar com antecedência as fontes de geração que suprirão a demanda de energia elétrica. Em princípio, podem participar dos leilões fontes de qualquer natureza, porém para manter sintonia com a estratégia de governo visando o desenvolvimento de fontes renováveis e a diminuição no nível de emissão de gases de efeito estufa (GEE), certos tipos de fontes de valor relativamente alto de emissões de GEE podem vir a ser impedidos de participar de alguns leilões. Os leilões são definidos em diversos tipos, assim listados:

- Leilões de Energia Nova – Anualmente são promovidos os leilões denominados A-5 e A-3, com cinco e três anos de antecedência, respectivamente, sendo “A” o ano de início do suprimento de energia. Nesses

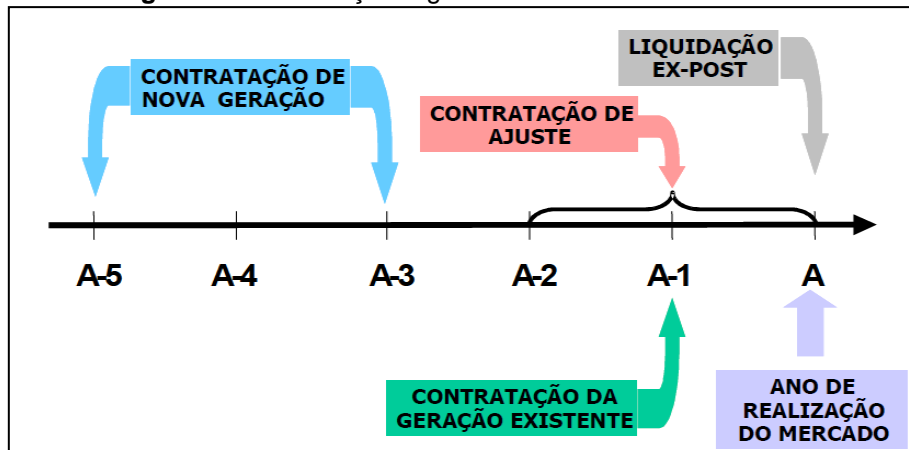


leilões as distribuidoras adquirem de forma coletiva, energia proveniente de novas fontes de geração, para atender o mercado por meio de contratos com duração entre 15 e 35 anos, dependendo do tipo de fonte supridora.

- Leilões de Energia Existente – No ano anterior ao ano “A”, por meio de leilões A-1, os distribuidores, de forma coletiva, podem comprar energia de fontes existentes, para repor contratos vincendos em “A”. Esses contratos têm duração de 3 a 15 anos.
- Leilões de Ajuste – São caracterizados como um mecanismo complementar de mitigação de risco dos distribuidores, em caráter individual, sendo realizado com até dois anos de antecedência, com contratos variando de três meses a dois anos. São realizados individualmente por cada distribuidor, dependendo de suas necessidades específicas, visando completar os montantes de energia contratados nos leilões de energia nova (LPE, A-5, A-3) e de energia existente (A-1).
- Leilões de Reserva – Sua realização visa garantir os níveis adequados de segurança de suprimento ao sistema Interligado nacional (SIN). Ocorrem necessariamente todos os anos.
- Leilões de Fontes Alternativas – são leilões específicos, em adição aos leilões de energia nova LPE, A-5, A-3 e de Reserva, para um subconjunto de fontes, designados como fontes alternativas, assim consideradas as usinas que produzem energia elétrica a partir da biomassa, as eólicas e as pequenas centrais hidrelétricas (PCH). Os leilões de Fontes Alternativas (LFA) podem incorporar outras fontes renováveis, como, geração solar, considerando outros aspectos, a questão estratégia da inclusão dessas fontes na matriz elétrica, o estágio tecnológico de seu desenvolvimento e a oportunidade ou potencial de competitividade.

A Figura 17 indica os diferentes tipos de contratação dos distribuidores no ACR, assinalando a sequência temporal dessas contratações.

Figura 17: Contratação regular das Distribuidoras no ACR.



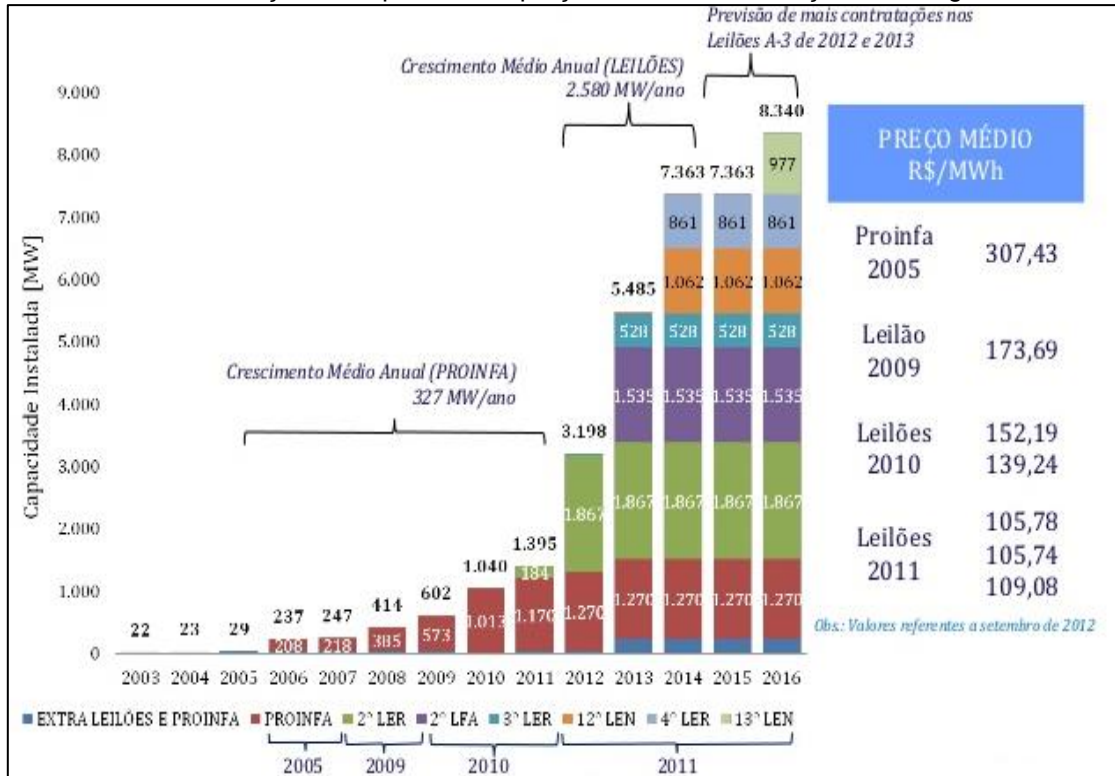
Fonte: MME, 2003.

Desde a implantação do atual modelo setorial (2004), os leilões de energia têm se consolidado como mecanismos eficientes para promover a expansão da geração, com foco na inclusão de fontes alternativas e renováveis na matriz elétrica brasileira, viabilizando especialmente a geração de energia eólica. A fonte havia dado os passos iniciais no Brasil com o Proinfa na qual usinas a vento, biomassa e PCHs vendiam a produção para a Eletrobras por preços subsidiados, que hoje superam os R\$ 300 por MWh.

Em 2009, com o objetivo de dar impulso ao desenvolvimento das eólicas, foi promovido um leilão de reserva para contratar a produção e permitir a construção de novos empreendimentos no setor. O resultado foi um preço médio de venda de R\$ 148,39 por MWh, à época, o que representou deságio de 21,49% frente aos R\$ 189 por MWh colocados como teto. Nos anos seguintes, as eólicas passaram a competir tanto na modalidade “reserva” quanto nos leilões A-3, que passaram a ser chamado de certames “de fontes alternativas”.

As tarifas oferecidas pelos empreendimentos da fonte caíram ano a ano, até o recorde estabelecido no final de 2012. As tarifas das usinas a vento ficaram entre R\$ 87,50 e R\$ 88,68 por MWh, e superaram de longe o menor preço já registrado até então, de R\$ 99,54 no leilão de reserva de 2011. Assim, por meio dos leilões, a fonte se inseriu de forma competitiva na expansão da geração.

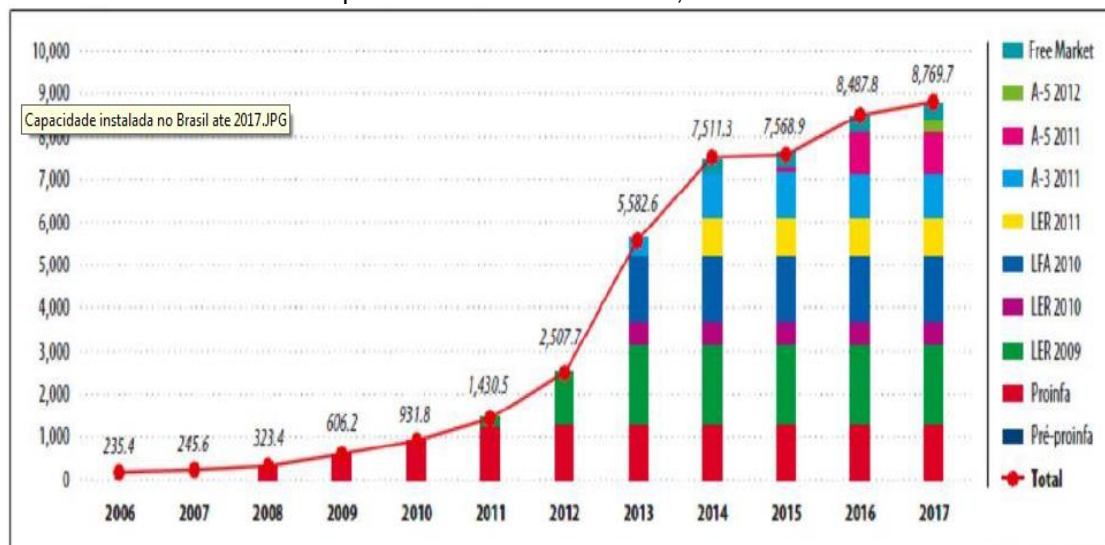
Gráfico 4: Evolução da capacidade e preço médio de contratação de energia eólica



Fonte: TOLMASQUIM, 2012

O Gráfico 4 traz referência às contratações por MW e o Gráfico 5, os resultados de capacidade instalada, desde a criação do Proinfa em 2002 (1ª Fase), até 2012 (Fase dos leilões de energia idealizados pela EPE) e contratado até 2017.

Gráfico 5: Capacidade instalada até 2012, e contratado até 2017



Fonte: SIMAS, 2012.



Nos últimos anos, os números de usinas eólicas contempladas nos leilões de energia vêm apresentando um crescimento expressivo em relação às demais tecnologias, como biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.



3 CENÁRIO TENDENCIAL

3.1 Expansão da Energia Elétrica no Estado de Minas Gerais

A Matriz Energética de Minas Gerais 2007 a 2030, publicada pelo Conselho Estadual de Energia (Coner), elucida que a geração e transmissão de energia elétrica no estado estão integradas ao SIN, e sua operação é feita de forma integrada pelo ONS, com o escopo de manter os ganhos sinérgicos da operação coordenada e garantir a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica.

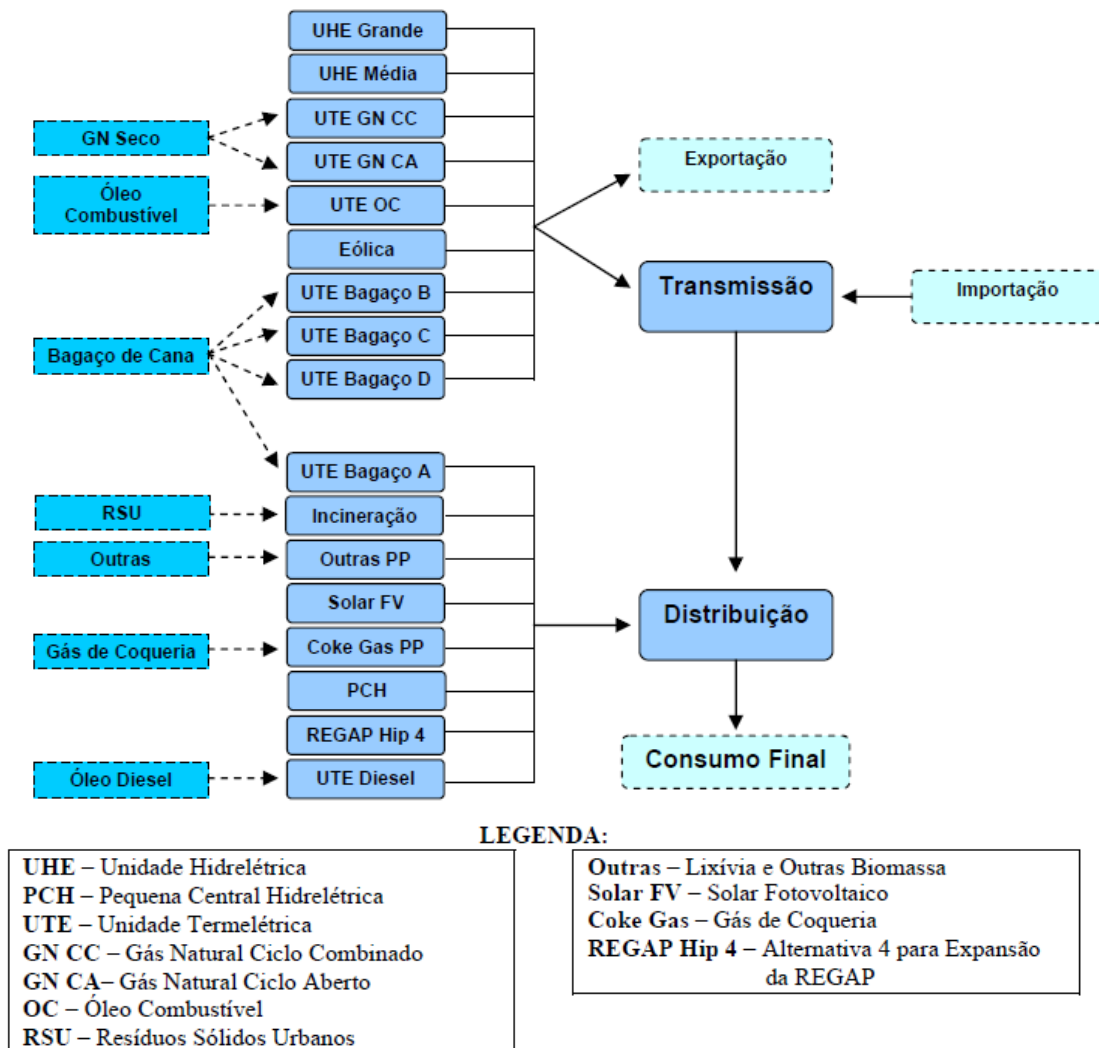
Nesse estudo, a lógica da inserção de Minas Gerais no SIN foi modelada no MESSAGE que decide se vale à pena ampliar a capacidade de geração ou importar energia, dependendo da economicidade.

A cadeia do setor elétrico conforme representada no MESSAGE pode ser visualizada na Figura 18, que inclui as alternativas tecnológicas e os respectivos combustíveis.

Segundo a Matriz Energética de Minas Gerais 2007 a 2030, “o modelo MESSAGE seleciona os meios de produção de energia, para atender a demanda de energia útil, de forma a minimizar os custos de operação e manutenção ao longo do período observado, para todo o sistema energético.

Trata-se, portanto, de um modelo de Programação Linear que abrange o sistema energético como um todo. Por sua formulação, o modelo analisa as substituições possíveis entre fontes energéticas nos diferentes centros de transformação, através do nível de consumo final, sob restrições de potencial disponível (reservas e capacidade de geração e transmissão elétrica) e níveis de impacto ambiental (padrões máximos de emissões atmosféricas, por exemplo)”.

Figura 18: Representação do Setor Elétrico de Minas Gerais no MESSAGE



Fonte: MATRIZ ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (2007 – 2030), 2007.

Esse estudo cria dois cenários para auxiliar as políticas públicas estaduais, o cenário Referência e o cenário Alternativo.

O cenário Referência elucida que a demanda por energia elétrica no Estado de Minas Gerais cresce ao longo de todo o período a uma taxa média anual de 4,09%, sendo que no mesmo período, a geração total de energia dentro do Estado cresce a uma taxa menor, de 3,30%, obrigando a importar a diferença do restante do país.

No período 2025-2030, o acréscimo de demanda é quase integralmente atendido por importação, havendo pouco acréscimo de geração de energia elétrica dentro do

Estado. Segundo esse cenário “Minas Gerais passa de um exportador líquido para um importador líquido de energia elétrica no final do período de análise, importando cerca de 17% da eletricidade consumida”.

Tabela 2: Demanda e Geração de Eletricidade em Minas Gerais – Cenário Referência

	2005-2010	2010-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030
Demanda (cres. Médio Anual)	3,7%	3,8%	4,1%	4,3%	4,5%
Geração MG (cres. Médio Anual)	3,7%	3,8%	4,1%	4,3%	0,7%
Dependência (importação liq./demanda)	-	-	-	0,06%	17,1%

Fonte: MATRIZ ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (2007 – 2030), 2007.

Tabela 3: Evolução da Capacidade Instalada em Minas Gerais(MW) - Cenário Referência

	Renováveis									TOTAL
	Hidrelétricas			Bagaço de Cana			Lixívia	RSU	Eólica	
	Grande	Médias	PCH	CP 22 bar	CP 42 bar	CEST				
2010	9123,0	2994,9	547,0	170,0	79,5	0,0	121,6	245,0	1,0	13282,0
2015	9741,0	3761,0	1774,8	170,0	203,3	0,0	161,1	258,0	1,0	15452,0
2020	9741,0	3761,0	3126,7	170,0	203,3	1602,3	211,4	270,0	1,0	18469,0
2025	9741,0	3761,0	3624,0	170,0	203,3	1788,0	275,5	281,0	50,0	19276,0
2030	9741,0	3761,0	3624,0	136,0	203,3	1981,5	357,5	293,0	50,0	19529,0

	Não Renováveis					TOTAL
	Óleo Combustível	Cogeração Coquearias		Gás Natural		
		Ciclo Aberto	Ciclo Combinado			
2010	131,0	146,3	334,0	0,0	711,3	
2015	131,0	314,4	334,0	0,0	779,4	
2020	131,0	401,2	334,0	0,0	866,2	
2025	1000,0	512,1	334,0	1500,0	3346,1	
2030	1000,0	653,6	334,0	1500,0	3653,6	

Fonte: MATRIZ ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (2007 – 2030), 2007.

O cenário Alternativo elucidada que a demanda por energia elétrica no Estado de Minas Gerais cresce a uma taxa média anual de 3,81%, enquanto a geração cresce a 3,43%, mostrando assim que o estado chega em 2030 também como um importador líquido de energia elétrica, sendo 8,7% da sua demanda atendida por importação. Esses números são pouco maiores que os do cenário Referência em função da maior capacidade instalada de geração a bagaço.

E segundo o estudo, essa capacidade compensa a menor geração a gás natural e óleo combustível, assim como diminui a necessidade de importação de energia elétrica de outros Estados.

Outro fator que também ocorre nesse cenário é o esgotamento do potencial hidrelétrico no Estado, o qual segue a mesma tendência do cenário anterior com característica de evolução um pouco distinta.

Tabela 4: Demanda e Geração de Eletricidade em Minas Gerais – Cenário Alternativo

	2005-2010	2010-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030
Demanda (cres. Médio Anual)	3,4%	3,7%	3,8%	3,9%	4,2%
Geração MG (cres. Médio Anual)	3,4%	3,7%	3,8%	3,9%	2,3%
Dependência (importação liq./demanda)	-	-	-	-	8,7%

Fonte: MATRIZ ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (2007 – 2030), 2007.

Tabela 5: Evolução da Capacidade Instalada em Minas Gerais(MW) – Cenário Alternativo

	Renováveis									TOTAL
	Hidrelétricas			Bagaço de Cana			Lixívia	RSU	Eólica	
	Grande	Médias	PCH	CP 22 bar	CP 42 bar	CEST				
2010	9123,0	2761,1	547,0	170,0	108,1	0,0	121,6	245,0	1,0	13077,0
2015	9741,0	3761,0	1332,1	170,0	280,2	0,0	161,1	258,0	1,0	15086,0
2020	9741,0	3761,0	1699,4	170,0	280,2	2184,1	211,4	270,0	1,0	17700,0
2025	9741,0	3761,0	3624,0	170,0	280,2	2575,0	275,5	281,0	50,0	20140,0
2030	9741,0	3761,0	3624,0	136,0	280,2	2953,0	357,5	293,0	50,0	20578,0

	Não Renováveis					TOTAL
	Óleo Combustível	Cogeração Coquearias		Gás Natural		
				Ciclo Aberto	Ciclo Combinado	
2010	131,0	246,3	334,0	0,0	711,3	
2015	131,0	314,4	334,0	0,0	779,4	
2020	131,0	401,2	334,0	0,0	866,2	
2025	131,0	512,1	334,0	739,5	1716,6	
2030	1000,0	653,6	334,0	1249,3	3236,9	

Fonte: MATRIZ ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (2007 – 2030), 2007.

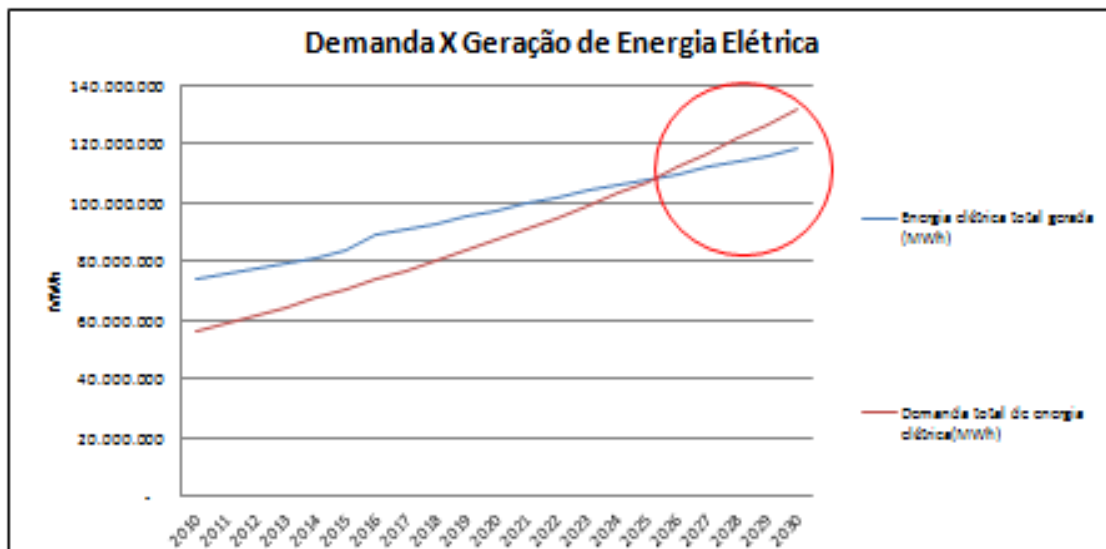
Analisando os dados obtidos neste estudo sobre a demanda e geração de eletricidade no Estado de Minas Gerais no período 2025 a 2030, nota-se que em ambos os cenários haverá uma necessidade de importação de energia de outros estados para

suprir a demanda interna. No cenário Referência a estimativa apontada é de 17,1%, enquanto no cenário Alternativo esta estimativa cai para o patamar de 8,7%.

Em 2030 haverá um déficit de aproximadamente 14.140.000 MWh de energia elétrica, equivalente a 11% da demanda total do Estado (Figura 19).

Em ambos os cenários existe uma perspectiva de geração de eletricidade a partir da energia eólica de apenas 1 MW, projetando para 2025/2030 de capacidade instalada de 50 MW, o que configura uma deficiência do aproveitamento energético desta fonte de energia.

Figura 19: Demanda X Geração de energia elétrica



Fonte: PRÓPRIA, 2011

A Matriz Energética de Minas Gerais 2007 a 2030 delimita a necessidade de repensar o uso da energia na economia mineira, reduzir a dependência externa, avaliar novas tecnologias, como a energia eólica, em busca da eficiência energética e agregar maior valor a indústria mineira com a implementação de um planejamento energético e ambiental.



3.2 Mitigação

Diante do desafio das mudanças climáticas globais, estudos passaram a ser realizados para indicar os potenciais e os custos para se reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) dos países. Usualmente, para se estimar estes parâmetros, constroem-se curvas de Custo Marginal de Abatimento (CCMA) de emissões, que se referem a uma representação gráfica da atratividade econômica de opções de mitigação de GEE em relação ao potencial de mitigação de GEE dessas opções. A CCMA tem sido amplamente utilizada na análise de políticas de mitigação de GEE.

A CCMA permite identificar o custo marginal com a implementação de determinada opção de mitigação (a partir de mudanças tecnológicas, mudança de insumos, aproveitamento ou tratamento de resíduos, etc.) em função da quantidade de emissão abatida para diferentes setores da economia.

Na maior parte dos estudos deste tipo realizados, os custos variam desde valores negativos, para alternativas cujos custos de abatimento são mais baixos até do que os de seus cenários de referência, até valores positivos bastante elevados, no caso de as alternativas de abatimento serem mais altas do que as dos cenários de referência. De maneira geral, no entanto, os grandes potenciais de abatimento estão sempre ligados as alternativas de redução de emissão de GEE associadas ao uso de energia.

O Brasil tem uma matriz energética com grande participação de fontes renováveis, o que contribui para que as emissões de GEE oriundas do setor energético sejam relativamente baixas quando comparadas às de países desenvolvidos. Segundo dados de 2009 do Ministério das Minas e Energia (MME), a participação de fontes renováveis na oferta interna de energia elétrica do Brasil foi de 85,4% em 2008, com destaque para a hidroeletricidade que, naquele ano, fez 80,0% do total de capacidade de geração do país. Assim, no setor de energia, o Brasil contribuiu com apenas 348,5 milhões de toneladas equivalentes de gás carbônico, para um total mundial de cerca de 28,4 bilhões de toneladas emitidas em 2005, o que corresponde a cerca de 1,9 tCO₂ por ano por habitante, comparado a uma média global de 4,4 tCO₂ por habitante (Frischtak, 2009).



Quanto ao setor de geração de energia elétrica, o país ocupa uma posição favorável no que diz respeito às emissões de GEE, com uma baixa participação residual no mundo (0,48%), um dos mais baixos níveis de emissão per capita (0,3 tCO₂, menos de um sexto da média mundial) e a segunda mais elevada eficiência ambiental (US\$ 15.047 por tCO₂ emitida, em contraposição a uma média mundial de US\$ 3.664) (Frischtak, 2009).

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE-2007), prevê-se forte crescimento na evolução do consumo total de energia primária no Brasil, e mesmo considerando o aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética nacional, o nível de emissões deverá se ampliar ao longo do tempo no país. No total, projetam-se emissões para o setor de energia de pouco mais de 970 milhões de tCO₂ em 2030 (EPE, 2007).

O setor elétrico representa cerca de 40% das emissões globais de CO₂, e não é possível reduzir os efeitos das alterações climáticas sem uma mudança dramática na forma como produzimos e consumimos eletricidade. Com o aumento na demanda de energia global, tecnologias de energia renováveis devem ser utilizadas rapidamente para fornecer eletricidade com baixo nível de emissões. Essa mudança tem de ocorrer igualmente para países industrializados e em desenvolvimento.

Estudos de cenários climáticos elaborados pelo IPCC apontam para a possibilidade de que a confiabilidade da geração de eletricidade de origem hidráulica se reduza no longo prazo em função de alterações das vazões dos rios. Assim, as mudanças climáticas podem representar um desafio do ponto de vista de segurança energética.

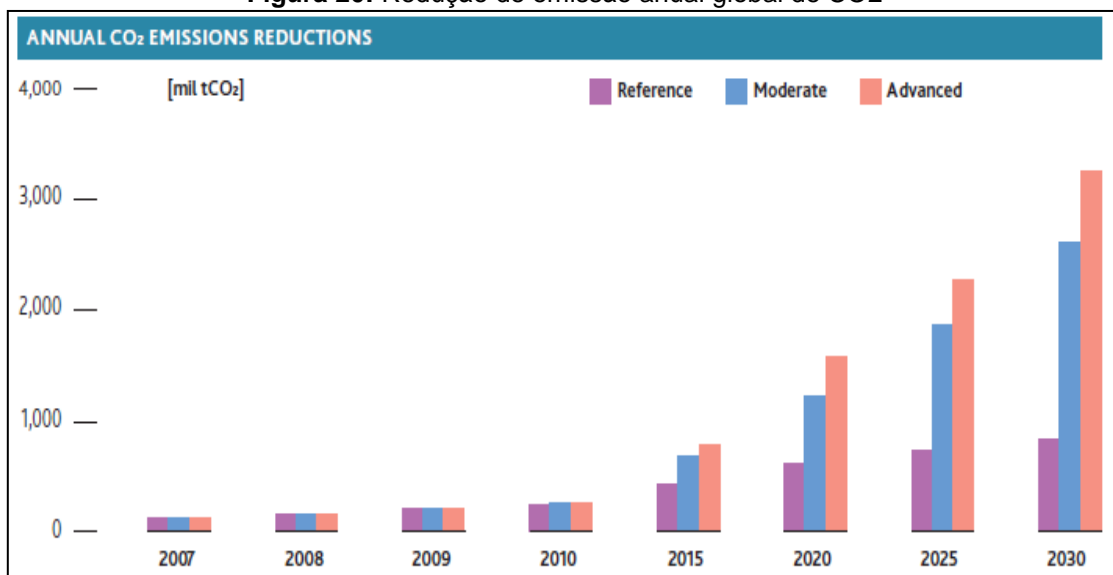
A menor confiabilidade do sistema de geração hidrelétrica pode levar a uma necessidade de maior capacidade instalada de outras fontes, notadamente gás natural, mas também nuclear, carvão, bagaço de cana e geração eólica. Nesse sentido, as vantagens da utilização da energia eólica são muitas. A inserção da energia eólica no sistema nacional de geração de eletricidade, como substituição de fontes primárias fósseis para a produção de energia elétrica induz a uma redução significativa nas emissões de GEE, visto que o processo de geração de energia eólica

não emite CO₂eq para a atmosfera. No caso do carvão mineral e do gás natural a substituição pela energia eólica pode deslocar a emissão aproximadamente 1.800 e 2.900 tCO₂ por dia, respectivamente. (CARVALHO E SAUER, apud FARINELLI, 2010).

O cenário mais ambicioso do Global Wind Energy Council (GWEC) mostra que, com taxas de crescimento muito menor do que os 30% do setor eólico tem experimentado na última década, a capacidade global de energia eólica pode aumentar de 121 GW no final de 2008 para mais de 1.000 GW até 2020 e 2.400 GW até 2030. Isso resultaria em economia anual de CO₂ de mais de 1,5 bilhão de toneladas em 2020 e 3,2 toneladas bilhões em 2030 (Figuras 20 e 21).

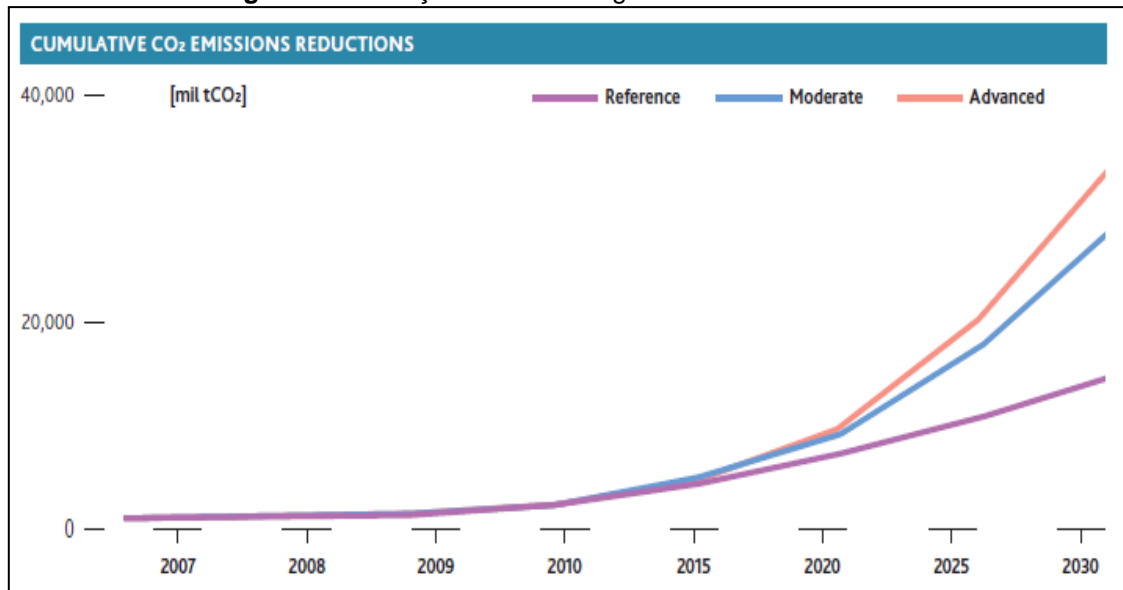
Além disso, há a facilidade e rapidez na instalação das usinas. Enquanto a construção de uma usina hidrelétrica pode levar 10 anos ou mais, um grande parque eólico pode ser colocado em funcionamento em questão de meses.

Figura 20: Redução de emissão anual global de CO₂



Fonte: GWEC, 2010

Figura 21: Redução de emissão global acumulado de CO₂



Fonte: GWEC, 2010

Em 2008, a energia eólica evitou uma emissão de 157 milhões de toneladas de CO₂ a nível mundial, o que corresponde a cerca de 16% da meta total do protocolo de Quioto para 2008. A energia eólica mundial tem uma previsão de produzir 680 TWh de eletricidade em 2012, poupando assim 408 milhões de toneladas de CO₂. (GWEC, 2010).

Em termos das metas dos países do Anexo I para o período até 2020, a energia eólica global poderia contribuir para uma redução de 1,5 bilhões de toneladas de CO₂ a cada ano. É claro que essas reduções de emissões são nada perto do que a ciência nos diz que é necessário, mas até mesmo para uma gama de 25% a 40% das reduções, a energia eólica ainda poderia alcançar 34% - 21% destes. Isto significa que mesmo sob o regime de clima mais rigoroso, uma quinto de todas as reduções de emissões dos países do anexo I podem ser atendidas pela energia eólica sozinha. (GWEC, 2010).

Diante de um cenário de redução de emissão de CO₂ previsto para 2020, a energia eólica pode contribuir significativamente para que os países desenvolvidos ou em desenvolvimento venham a atingir suas metas.



3.3 Implicações no Estudo de Baixo Carbono do Setor Energético/Energia Eólica

3.3.1 Fatores de Incerteza

Os estudos de cenários estão sendo largamente utilizados na área de planejamento estratégico, tanto de grandes empresas quanto de agências governamentais, por oferecer um referencial de futuros alternativos. À medida que aumentam as incertezas, cresce também a necessidade de análise e reflexão sobre as perspectivas futuras da realidade em que se vive e diante da qual se planeja (BUARQUE, 2003).

Na elaboração dos cenários, é necessário determinar as incertezas, ou seja, os fatores que influenciam os cenários desenvolvidos. Normalmente, identificam-se condicionantes de maior relevância e maior incerteza para o cenário proposto. A incerteza (elementos incertos) pode apresentar três características diferenciadas (BUARQUE, 2003):

- O risco, que conta com precedentes históricos sob a forma de eventos similares e permite estimar probabilidades de evolução futura;
- A incerteza estrutural, evento único com pouca ou insuficiente comparabilidade histórica;
- Os eventos imponderáveis (*unknowable*), que não podem sequer ser imaginados pela carência de sinais e indicações.

A metodologia de cenários deve concentrar-se nos dois primeiros tipos de eventos, visto que diante deles parece pertinente e razoável formular hipóteses plausíveis e sustentáveis de comportamento (BUARQUE, 2003).

Há diferentes formas de classificação dos diversos graus de incerteza. A mais simplificada define três tipos diferentes de graus de incerteza: elementos constantes, mudanças predeterminadas e mudanças incertas. Os elementos constantes são aqueles que continuarão, no futuro, a ter a mesma forma e o mesmo conteúdo identificado no presente. As mudanças predeterminadas são aquelas que indicam um comportamento futuro diferente daquele do presente e este comportamento pode ser



antecipado. Além disso, apresenta realidade igual em qualquer alternativa de cenário. As mudanças incertas são aquelas que no futuro, devem apresentar comportamento diferente daquele do presente e cujo caminho não pode ser antecipado (BUARQUE, 2003).

As mudanças incertas, também conhecidas como incertezas críticas, são os eventos e os processos mais relevantes e determinantes do sistema, sobre cujo desempenho futuro não existe o menor grau de segurança e são elas que fazem a diferença na definição das diversas alternativas de futuro. São as incertezas críticas que constituem a base para os cenários (BUARQUE, 2003).

Desse modo, foram selecionadas as seguintes incertezas para os cenários propostos de energia eólica no Estado de Minas Gerais:

- Potencial eólico.
- Fator de capacidade.
- Aspectos Regulatórios.
- Custo da tecnologia eólica.
- Preço médio da energia eólica.
- Preço energia elétrica geral.

3.3.2 Potencial Eólico

No Brasil, os períodos em que os reservatórios das hidrelétricas estão em seus níveis mais baixos coincidem com os períodos de maior intensidade dos ventos e, portanto, de maior geração de energia nas usinas eólicas. Essa característica complementar entre as fontes eólica e hídrica estimula o desenvolvimento destas fontes de energia e garante maior confiabilidade e estabilidade ao Sistema Elétrico Brasileiro (SALINO 2011).

O recurso eólico é variável e a capacidade de geração também. A maior capacidade de geração encontra-se, de acordo com o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Logo, como o recurso eólico é instável e o regime de ventos muda ao longo do território nacional, deve-se questionar para o desenvolvimento dos cenários:

1. Qual a variação do potencial eólico no curto, médio e longo prazo?
2. As mudanças climáticas irão influenciar o potencial eólico?
3. Qual é a influência da tecnologia no potencial eólico?

3.3.3 Fator de capacidade

Outro fator de incerteza analisado é o Fator de Capacidade. O “fator de capacidade” é definido como a razão entre a energia efetivamente gerada e a energia teórica que seria gerada considerando-se a potência nominal do aerogerador. Ele é importante, pois determina o valor de energia firme (energia garantida pelo parque anualmente).

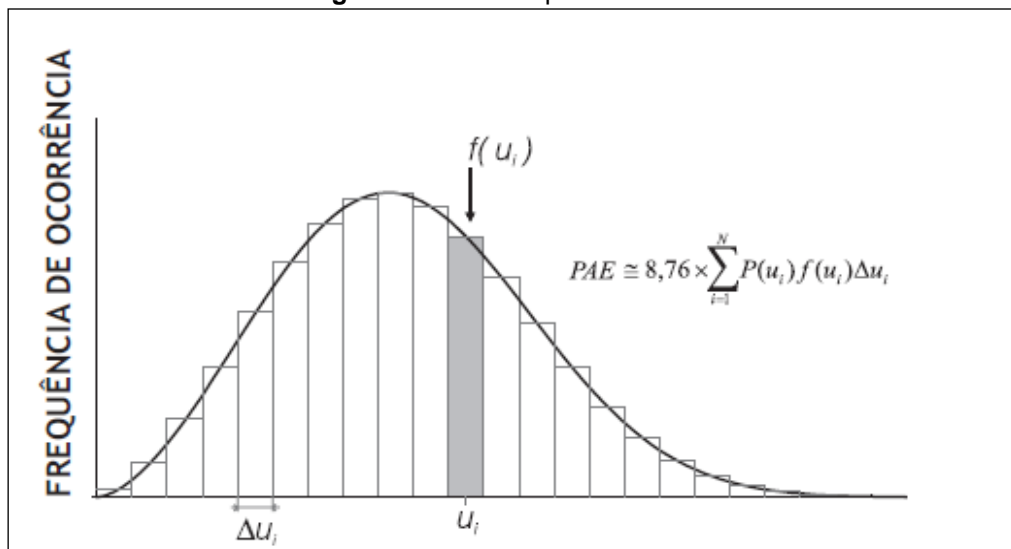
$$FC = \frac{PAE}{t \cdot P_n} \quad (3.1)$$

Onde:

- PAE: produção anual de energia do parque;
- P_n: potência nominal do aerogerador;
- t: número de horas do ano (8760 h);
- FC: fator de capacidade.

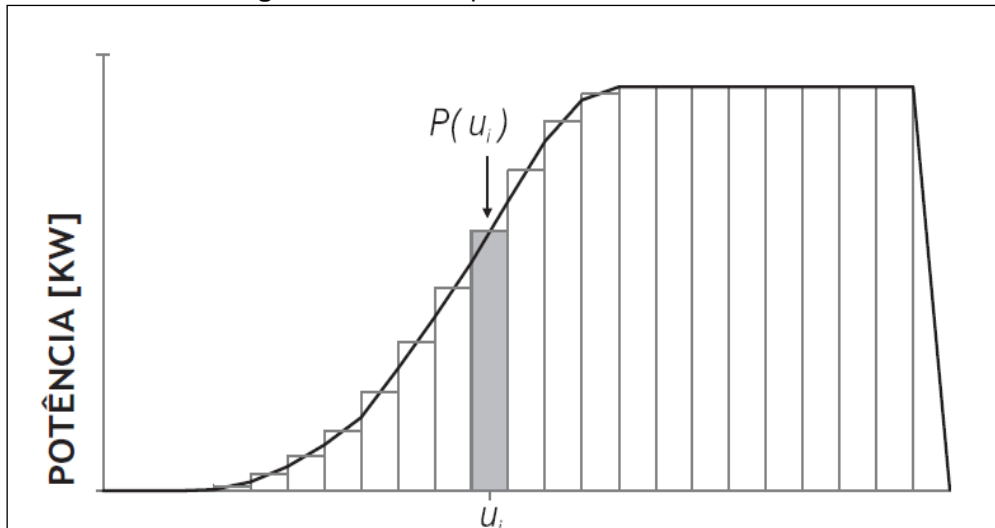
Para determinar a produção anual de energia, deve-se analisar a curva de distribuição de Weibull (Figura 22) do local a ser instalado o parque (Figura 23).

Figura 22: Curva Típica de Weibull



Fonte: Atlas Eólico de Minas Gerais/CEMIG (2010)

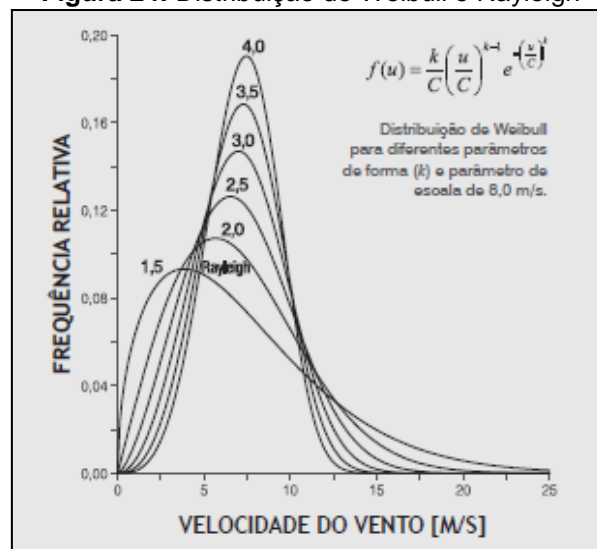
Figura 23: Curva Típica de uma turbina eólica



Fonte: Atlas Eólico de Minas Gerais/CEMIG (2010)

A curva permite estimar a frequência de ocorrência de cada velocidade do vento. Uma vez que a frequência de velocidade do vento foi estipulada, pode-se calcular a produção anual de energia de acordo com a curva de potencia da turbina eólica, conforme Figura 24.

Figura 24: Distribuição de Weibull e Rayleigh

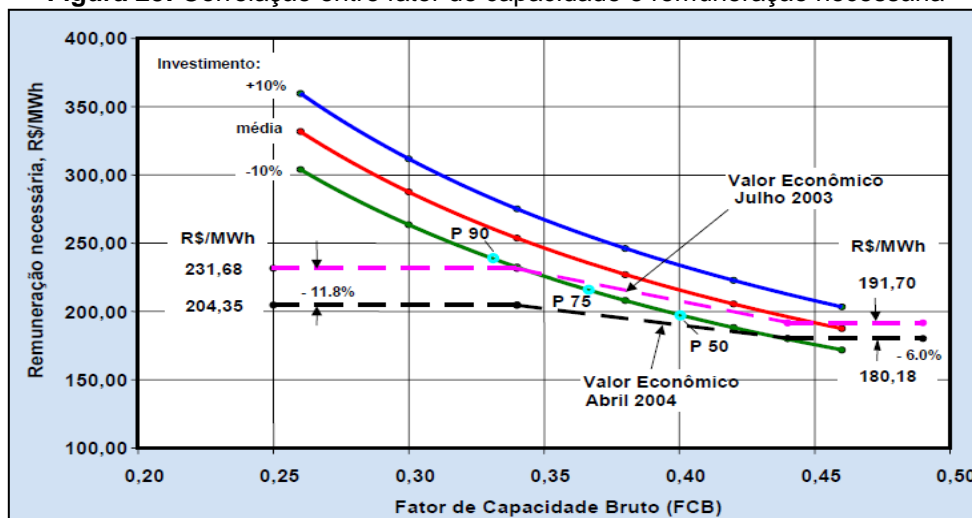


Fonte: CEMIG, 2010.

$$PAE \cong 8,76 \times \sum_{i=1}^N P(u_i) f(u_i) \Delta u_i \quad (\text{MWh})$$

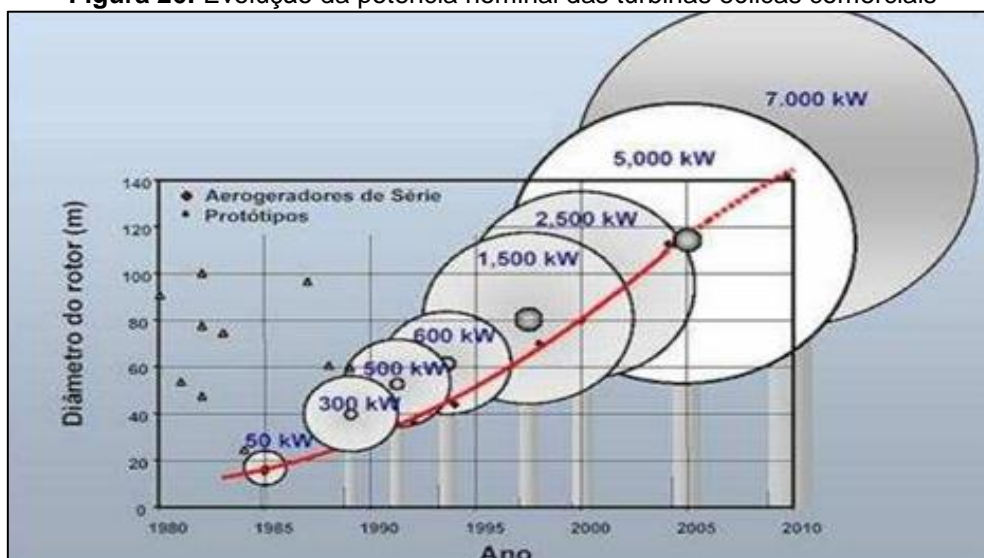
Considerando que o recurso eólico não sofrerá grandes alterações ao longo do tempo, ou seja, a sua frequência relativa permanecerá praticamente constante, cabe apenas à tecnologia a possibilidade de melhorar o fator de capacidade. A Figura 25 mostra uma correlação entre o fator de capacidade bruto e a remuneração necessária para a venda de energia. Quanto maior o fator de capacidade menor será a necessidade de investimento no parque. A Figura 26 mostra a evolução da potencia nominal das turbinas eólicas comerciais e a Tabela 6 as Propostas para suprir o déficit de energia no cenário de 2030.

Figura 25: Correlação entre fator de capacidade e remuneração necessária



Fonte: MOLLY E WILHELMSHAVEN, 2004

Figura 26: Evolução da potencia nominal das turbinas eólicas comerciais



Fonte: CRESESB, 2010.



Tabela 6: Propostas para suprir o déficit de energia no cenário de 2030

Propostas para suprir o déficit de energia	Usina eólicas (0,35)*	Usina eólicas (0,47)*
Potência Instalada (MW)	4.612	3.036

*Fator de capacidade médio

Fonte: Própria, 2011

3.4 Cenário Tendencial

3.4.1 Custo da tecnologia eólica

O custo da tecnologia é fator determinante para a viabilidade da tecnologia eólica. Estes custos incluem desde os gastos com construção de rodovias para transporte das peças da turbina até a turbina eólica propriamente dita. Um estudo realizado pela *European Wind Energy Association* (EWEA) em 2009 (Tabela 7) demonstra que os maiores custos são mesmo com a turbina eólica que corresponde cerca de 68% a 84% do custo total do parque.

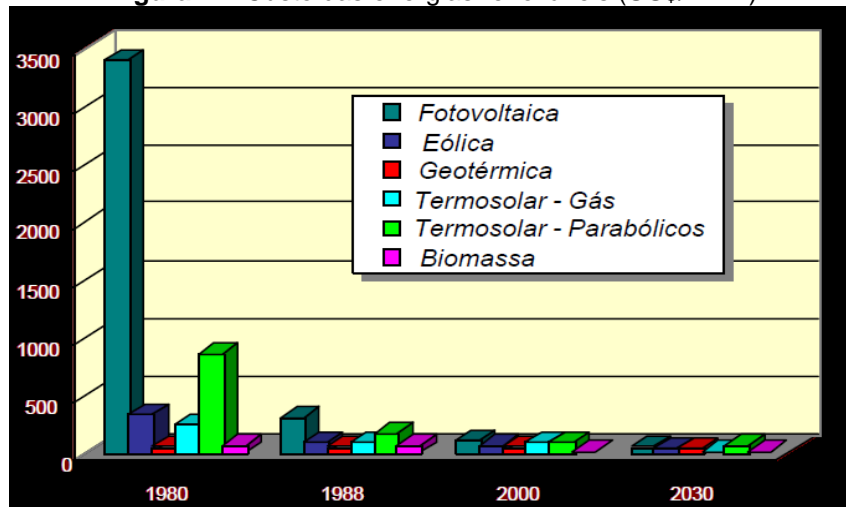
Tabela 7: Custos de implantação de usina eólica

	Participação no Valor Total
Turbina	68-84
Conexão Rede	2-10
Fundação	1-9
Terreno (aluguel)	1-5
Instalações Elétricas	1-9
Consultoria	1-3
Custos de Financiamento	1-5
Construção de rodovias	1-5

Fonte: EWEA, 2009

Um estudo feito pelo Cresesb (Figura 27) mostra que as fontes renováveis até 2030 terão uma queda muito acentuada nos seus custos, principalmente da energia fotovoltaica e as termosolares de espelho parabólicos. A energia solar espera uma redução pela metade dos custos.

Figura 27: Custo das energias renováveis (US\$/MWh)

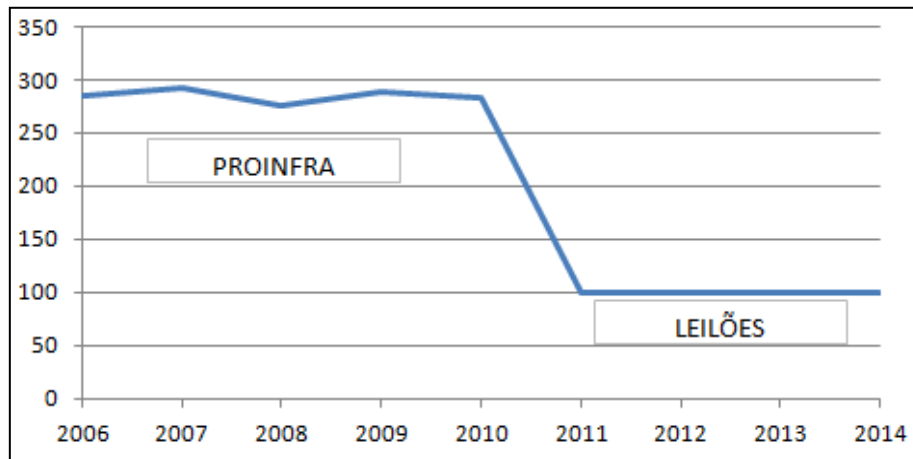


Fonte: CRESESB, 2012

3.4.2 Preço da Energia Elétrica de Fonte Eólica

Os custos da tecnologia influem diretamente sobre o preço de venda da energia. Historicamente, podemos separar em 2 fases. A primeira corresponde ao lançamento do PROINFRA, onde o preço da energia era negociado a cerca de R\$ 280,00/MWh.

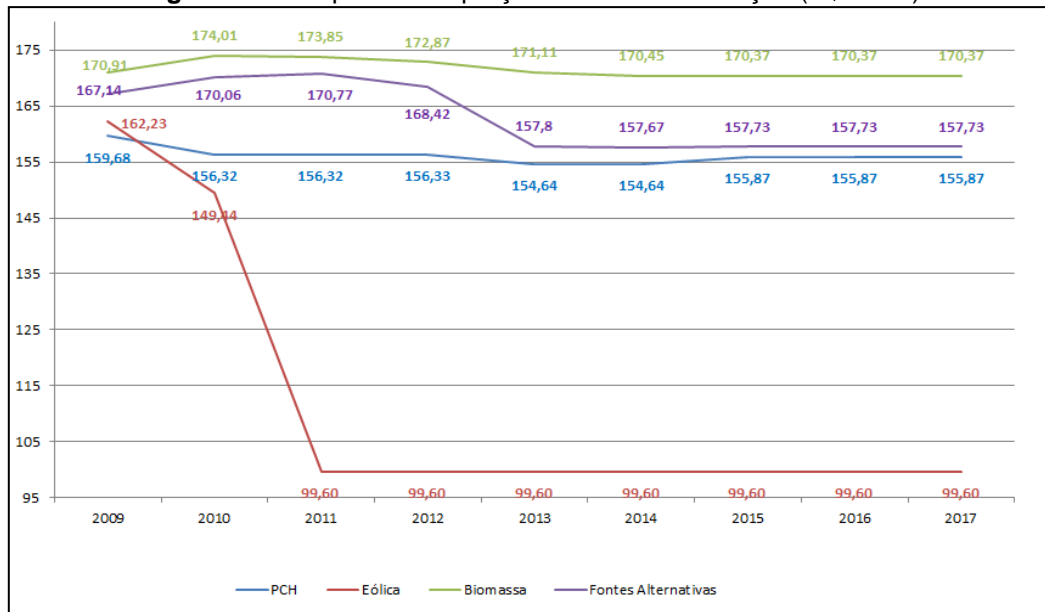
Figura 28: Preço médio da energia eólica contratada - R\$/MWh (base 04/2011)



Fonte: adaptada da EPE, 2011

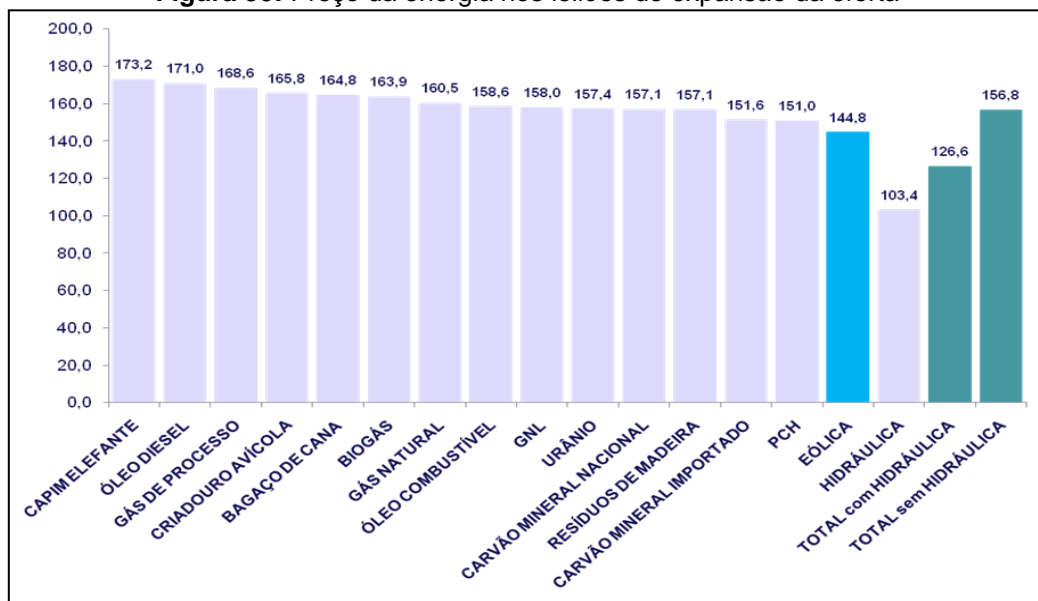
A segunda fase é quando energia eólica começa a ser vendida em leilões onde o preço da energia eólica foi negociada a R\$ 140,00/MWh em 2010, e no leilão de geração realizado em agosto 2011, o preço médio de venda de energia eólica atingiu o valor de R\$ 99,60/MWh (Figura 29).

Figura 29: Perspectiva do preço médio de contratação (R\$/MWh)



O preço da energia elétrica e o custo de implantação (Figura 30) dos empreendimentos no setor de energia, também figuram como fatores de incerteza no desenvolvimento de cenários. Considera-se a viabilidade econômica de cada fonte e qual apresenta preço mais atrativo. Desse modo, o preço de outras fontes renováveis influencia no investimento final e na escolha pela energia eólica.

Figura 30: Preço da energia nos leilões de expansão da oferta

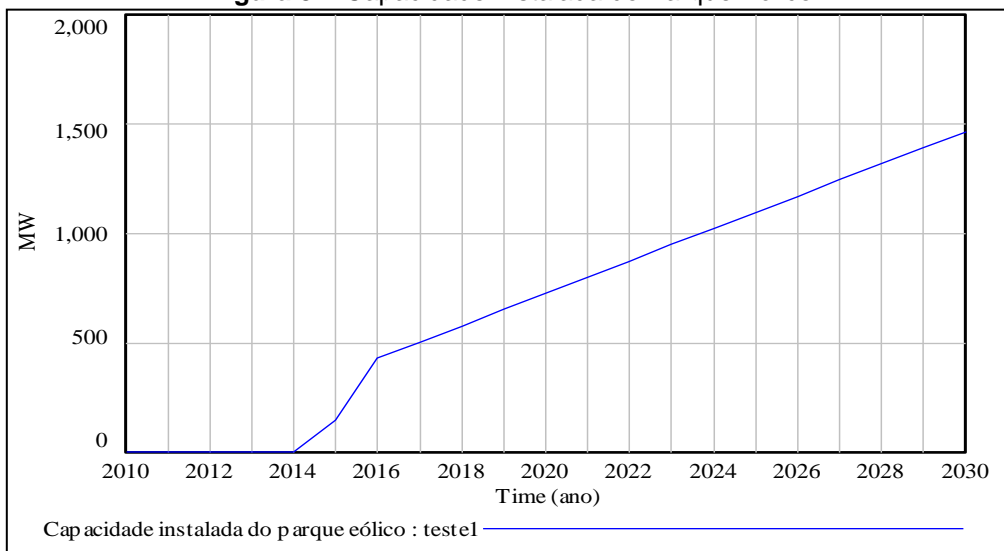


Fonte: GUERREIRO, 2014.

3.4.3 Cenário Tendencial

O Cenário tendencial para o estado de Minas Gerais, elaborado pela FEAM/MG, considera a entrada de dois novos parques no estado: um de 150 MW da DME Energética e da Ersa de 280 MW em 2015. A partir de então estima-se a entrada de cerca de 74,05 MW de potência instalada anualmente no estado de Minas Gerais (Figura 31).

Figura 31: Capacidade Instalada do Parque Eólico



Capacidade instalada do parque eólico : teste1



4 COMPLEMENTARIDADE HIDROEÓLICA

4.1 Introdução

Fatores como a crise econômica na Europa e Estados Unidos criaram condições para que as fontes alternativas de energia ganhassem importância e espaço dentro da matriz elétrica brasileira. Ainda em seus primeiros passos, mas com imenso potencial, a geração de energia elétrica que aproveita a irradiação solar (fotovoltaica), a força dos ventos (eólica) e a biomassa (térmica) têm no Brasil o cenário ideal para desenvolver-se e possibilitar a expansão do parque elétrico.

A energia eólica é uma fonte alternativa, limpa e renovável para a produção de energia elétrica. É atrativa do ponto de vista ambiental, pelo seu caráter não poluente e também do ponto de vista econômico, por caracterizar-se como uma fonte inesgotável. Embora ainda haja divergências entre especialistas e instituições na estimativa do potencial eólico brasileiro, vários estudos indicam valores extremamente consideráveis.

A capacidade de geração de energia eólica no Brasil vem aumentando consideravelmente ano a ano. Em 2010 já apresentava uma capacidade produtiva diversificada de 1.000 MW anuais, com crescentes investimentos industriais em curso visando aumentar substancialmente a capacidade do setor para produzir e instalar entre 2,0 GW e 2,5 GW de energia por ano (GWEC, 2012).

O Brasil é um país privilegiado em termos de disponibilidade de recursos naturais renováveis para o aproveitamento energético. Dentre eles, destacam-se os recursos hídricos, cujo aproveitamento possibilita a oferta de mais de 90% da geração de eletricidade no país.



Estas características fazem com que o Brasil tenha uma matriz energética limpa em comparação com outros países. Para se ter uma ideia, enquanto a participação dessas fontes na produção mundial de energia primária é de 13,5% (incluindo a energia hidráulica), no Brasil, corresponde a 47,8%. Na geração de energia elétrica, a participação das fontes renováveis é ainda maior, 87%, sendo a hidroeletricidade 82,8%. No mundo, as renováveis representam 18,2% da produção de energia elétrica, sendo 16,3% de hidroelétricas (MARINHO, 2006).

Com o predomínio da geração hidrelétrica no Brasil, a estabilização sazonal da oferta de energia tem sido um desafio histórico ao planejamento da operação dos sistemas interligados, pois os regimes hidrológicos têm caráter estocástico com flutuações sazonais de amplitude significativa. A grande maioria das usinas hidrelétricas do Brasil depende do regime hidrológico do Sudeste, o qual é caracterizado pelas referidas flutuações. O risco de déficit da capacidade de armazenamento nas estações secas críticas vem crescendo nos últimos anos, como consequência da postergação de investimentos em novas usinas de geração devido à reestruturação do setor elétrico e à privatização das concessionárias de energia (AMARANTE, 2001).

Minas Gerais localiza-se na região sudeste do Brasil, possui 853 municípios, uma população de 19.597.330 habitantes e uma superfície de 586.852,35 km². Faz divisa com os estados de Goiás, São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Mato Grosso do Sul e Bahia. Apresenta clima tropical com subdivisões regionais, sobretudo em função da altitude, e variações entre: tropical de altitude, tropical úmido etc, além do clima semiárido que ocorre no extremo norte mineiro, em função da baixa pluviosidade.

A cobertura vegetal de Minas Gerais pode ser resumida em quatro tipos (biomas) principais: Cerrado, que aparece em 50% do estado especialmente nas bacias dos rios São Francisco e Jequitinhonha; Mata Atlântica, com elevado índice pluviométrico; Campos de Altitude ou Rupestres, encontrado nos pontos mais elevados das serras da Mantiqueira, Espinhaço e Canastra; e Mata Seca que aparece no Norte do Estado, no vale do rio São Francisco. Diversos fatores, entre eles, o clima, o relevo e as bacias hidrográficas, são predominantes na constituição da variada vegetação regional (PORTAL DO GOVERNO, 2013).



No Estado, a produção de energia elétrica é predominantemente derivada de energia hidráulica. Em 2010, a produção foi de 62.849 GWh (5.405 mil tEP), o que representa queda de 0,7% em relação a 2009 (CEMIG, 2012).

O Atlas Eólico de Minas Gerais, concluído em maio do ano de 2010 pela Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), estimou o potencial eólico sazonal no estado, em três dimensões distintas, e os resultados indicam um potencial de 10,6 GW, 24,7 GW e 39,0 GW, nas alturas de 50m, 75 m e 100 m, respectivamente (CEMIG, 2010).

Neste capítulo busca-se elaborar uma análise prévia, a partir de dados existentes, da complementaridade entre os regimes naturais hidro eólicos no Estado de Minas Gerais e abrindo a discussão sobre os seus possíveis efeitos na estabilização sazonal da oferta de energia no sistema elétrico interligado, aproveitando-se os amplos recursos naturais disponíveis no estado.

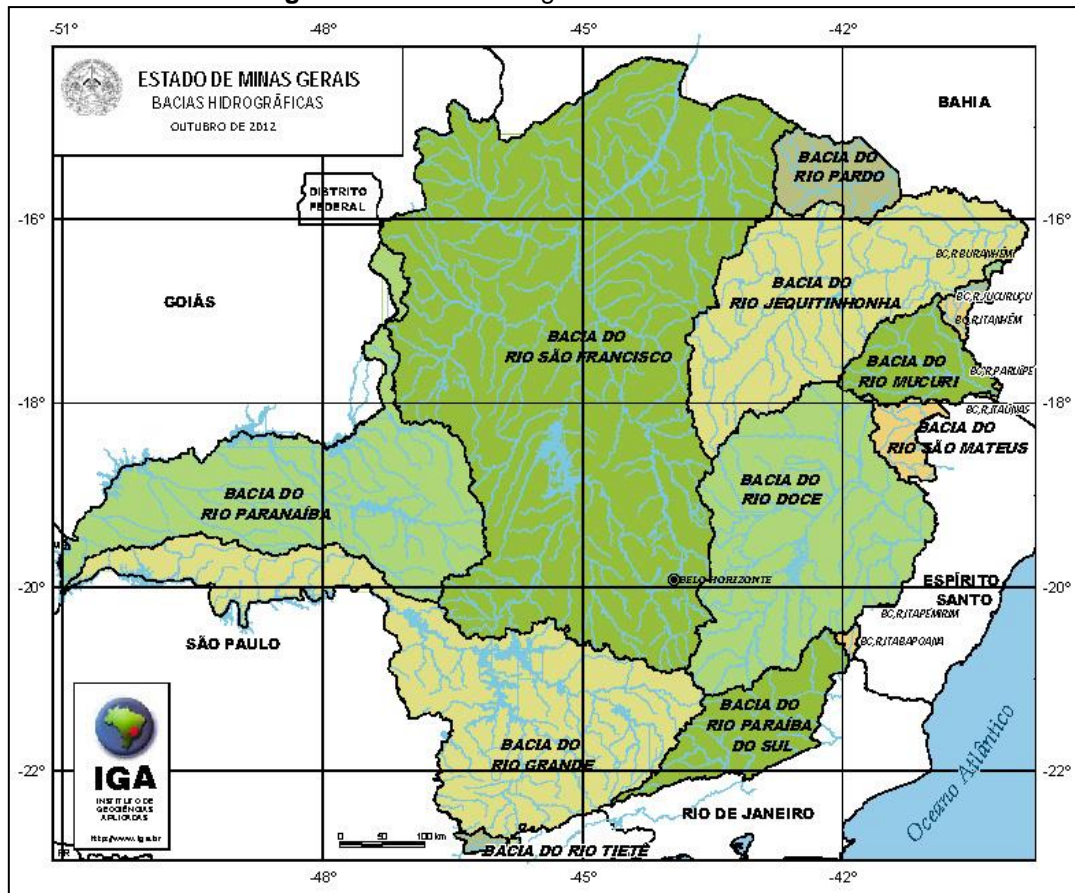
Para tanto são analisados e comparados os dados de geração de energia elétrica de usinas hidroelétricas do SIN, bem como os dados gerados pelo estudo da CEMIG, apresentado no Atlas Eólico do Estado de Minas Gerais.

Nas últimas décadas, o aproveitamento hidro eólico mundial demonstrou crescimento na ordem de gigawatts, necessárias a uma contribuição bastante efetiva aos sistemas elétricos. A discussão do tema torna-se ainda mais relevante diante a necessidade brasileira de manter sua matriz energética com reduzida intensidade de carbono, para que suas emissões de gases de efeito estufa não atinjam níveis insustentáveis (CASTRO, 2009).

4.2 Potencial Hídrico

O Estado de Minas Gerais tem um grande potencial hídrico em seus 586 mil km². As principais bacias (Figura 32) que compõem a rede hidrográfica do Estado são: as dos rios Doce, Jequitinhonha, Paraíba do Sul, Grande, Paranaíba e São Francisco.

Figura 32: Bacias hidrográficas de Minas Gerais



Fonte: Portal do Governo, 2013.

A bacia do rio Doce está localizada a sudeste de Minas Gerais compreendendo uma área 71,5 mil km². A bacia do rio Jequitinhonha abrange grande parte do nordeste do Estado e uma pequena parte do sudeste da Bahia e, em Minas, totaliza uma área de 65 mil km². A bacia do rio Paraíba do Sul contempla 20,8 mil km², em território mineiro, estando suas nascentes no estado de São Paulo. A bacia do rio Grande pertence à bacia brasileira do rio Paraná e possui uma área total, em Minas Gerais, de 86,3 mil km², sendo que o rio Grande nasce nos contrafortes da serra da Mantiqueira, percorrendo 1.360 km no estado, indo, em sua foz, formar em conjunto com o rio Paranaíba, o rio Paraná. O rio Paranaíba nasce em Minas, e tem aproximadamente 1.070 km de curso até a junção com o rio Grande, ponto que marca o encontro entre os estados de São Paulo, Minas Gerais e Mato Grosso do Sul. Nestas duas últimas bacias se localizam algumas das maiores usinas hidrelétricas do Brasil. A bacia do rio São Francisco que é a terceira bacia hidrográfica do Brasil, abrange uma área 240 mil km² no estado, sendo que a cabeceira do rio fica na Serra da Canastra, e a foz, no

oceano Atlântico, entre os estados de Sergipe e Alagoas. A Tabela 8 traz características das usinas hidrelétricas situadas no rio Grande e no rio Araguari.

Tabela 8: Hidroelétricas no rio Grande e no rio Araguari

Bacia Hidrográfica	Hidroelétrica	Tipo	Vazão afluente (m ³ /s)	Vazão efluente (m ³ /s)	Nível de montante (m)	Capacidade útil (%)
RIO ARAGUARI	Nova Ponte	Represa	91	154	797,29	40,8
	Miranda	Represa	178	155	694,8	58,96
	Amador Aguiar 1	Fio d'água	170			
	Amador Aguiar 2	Fio d'água	178	188		
RIO GRANDE	Camargos	Represa	79	111	912,11	91,03
	Itutinga	Fio d'água	126	126		
	Funil	Fio d'água	199	207		
	Furnas	Represa	515	651	763,77	67,64
	M. Moraes	Represa	666	694	665,34	92,45
	L. C. Barreto	Fio d'água	653	775	619,38	21,63
	Jaguara	Fio d'água	798	760		
	Igarapava	Fio d'água	874	849		
	V. Grande	Fio d'água	901	1225	494,45	69,03
	P. Colômbia	Fio d'água	1167	726	466,17	38,39
	Marimbondo	Represa	1140	1456	443,42	77,45
A. Vermelha	Represa	1616	1687	381,96	83,67	

Fonte: ONS, 2013

Em Minas Gerais foram construídos grandes reservatórios capazes de estocar água no período úmido, que são convertidos em energia elétrica no período seco, mantendo uma regularização na vazão efluente. Nos últimos anos, devido aos grandes impactos ambientais gerados pela instalação de usinas hidroelétricas com reservatórios, somados às restrições físicas e a imposição de uma rígida legislação ambiental a partir da Constituição de 1988, deu-se como resultado, o investimento na construção de usinas a fio d'água no estado.

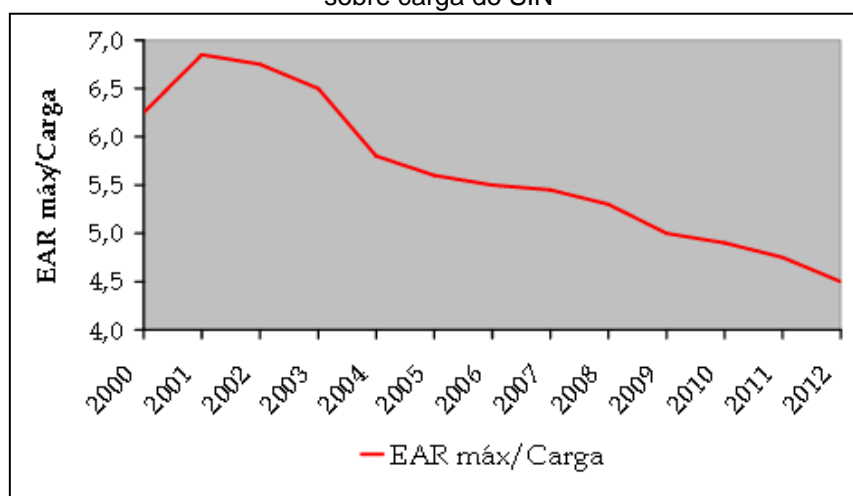
Esse tipo de usina hidroelétrica nem sempre apresenta características de regularização de vazão, tendo como estratégia, ser construída a jusante dos grandes

reservatórios. Logo, um corolário imediato dessas limitações é a redução da capacidade de regularização da geração.

A construção de Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH), devido ao menor impacto ambiental em termos de área alagada, e a restrição de espaço físico, se constitui em um importante instrumento na exploração dos recursos hídricos para autoprodutores de energia elétrica, porém, em termos do sistema elétrico como um todo, a reduzida escala de geração das PCHs valida a necessidade de complementação hidro eólica. A crescente restrição de atender a carga no período seco impõe ao sistema elétrico brasileiro o desafio de complementar o parque hídrico com usinas que tenham a vocação para operarem na base do sistema durante o período seco. Atualmente esta complementação ocorre por meio de usinas térmicas movidas a combustíveis fósseis, na maioria dos casos com elevado custo variável unitário (CVU) (CASTRO, 2009).

Há uma tendência de que a capacidade de regularização dos reservatórios ficará cada vez mais restrita dado que a carga irá aumentar, mas o volume dos reservatórios, medido pela Energia Armazenada, não. Lembrando que energia armazenada (EAR) é a valoração energética do volume armazenado no reservatório pela produtividade das usinas hidrelétricas situadas a jusante. O Gráfico 6 apresenta dados sobre esta tendência declinante.

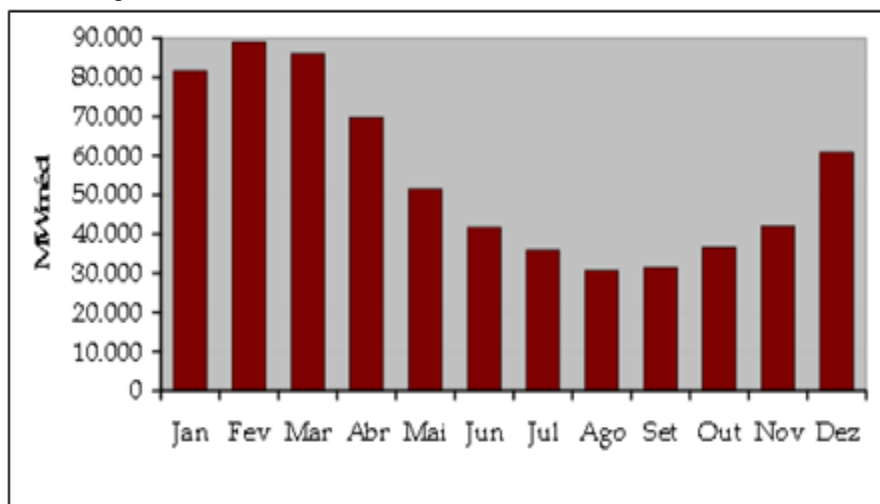
Gráfico 6: Evolução da capacidade de regularização dos reservatórios EAR Máxima Brasil sobre carga do SIN



Fonte: CASTRO, 2009

A energia potencial da água dos reservatórios é denominada Energia Armazenada e permite a regularização da geração hidrelétrica ao longo de todo o ano. Este comportamento sazonal é ilustrado no Gráfico 7 onde se verifica que no mês de fevereiro a Energia Natural Afluyente (ENA) ultrapassa os 89 mil MW_{med} em contraste com a ENA em torno de 30 mil MW_{med} no mês de setembro. Outro dado significativo é a comparação entre a ENA média e a carga. Enquanto a ENA no período seco da estação das chuvas, compreendido entre maio e novembro, é da ordem de 38 mil MW_{med}, a carga do Sistema Interligado Nacional em 2008 se situou em torno de 51 mil MW_{med} (CASTRO, 2009).

Gráfico 7: Energia Natural afluyente – média histórica, inclui todos os subsistemas do SIN



Fonte: CASTRO, 2009

O sistema elétrico brasileiro e incluído nele está o mineiro, está evoluindo rapidamente de uma base hidroelétrica, com parque gerador térmico operando como uma reserva, como *backup*, para um sistema hidrotérmico, onde o parque térmico terá que despachar na base, durante o período seco.

Neste sentido, usinas com custos variáveis baixos, que possam operar inflexíveis durante o período seco têm mais valor econômico. Isto porque além deterem custos menores, ao despacharem economizam os reservatórios, a Energia Armazenada, justamente no período em que os reservatórios são depreciados (CASTRO, 2009).



4.3 Potencial Eólico

Brasil é um dos países que mais produzem energias renováveis, devido ao seu clima e à sua superfície, tem enorme potencial em termos de energia eólica e solar, mas não explora de forma suficiente sua capacidade nessas áreas.

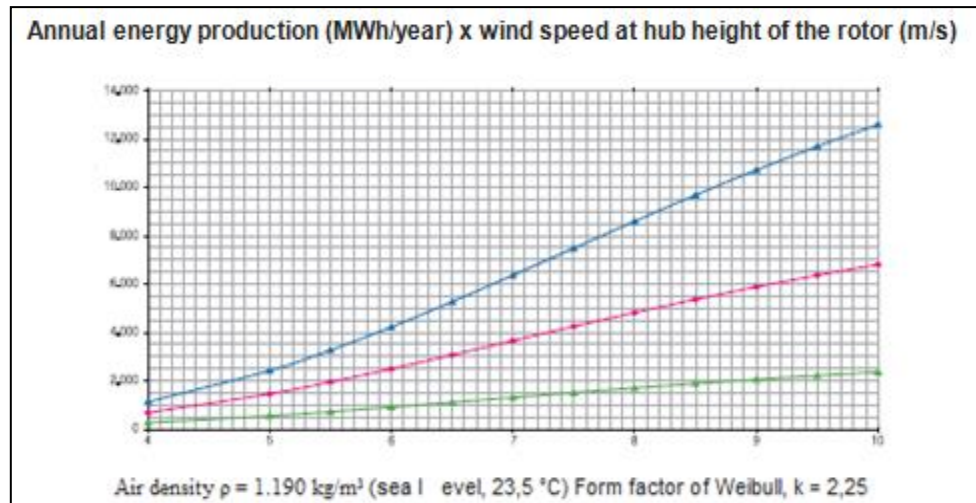
O Atlas eólico brasileiro mostra ainda que, o potencial eólico, com exceção da região amazônica, tem uma manifestação predominante entre os meses de junho a dezembro, que são justamente os meses de menor pluviosidade. Considerando que o potencial hidrelétrico brasileiro se mostra mais predominante no período inverso do potencial eólico, pode-se inferir que esses potenciais venham a ser complementares, quanto à demanda de energia elétrica no país.

Um fator decisivo para a evolução da energia eólica no Brasil e no mundo é a tecnologia, visto que a capacidade das turbinas cresceu, nos últimos anos, de 50 kW para um valor acima de 9 MW, isso veio a permitir que as usinas eólicas constituíssem uma alternativa contundente para diversos níveis de demanda. No Brasil, as áreas com maior potencial eólico encontram-se nas regiões Nordeste, Sul e Sudeste.

O potencial eólico do Estado de Minas Gerais foi calculado a partir da integração dos mapas de velocidades médias anuais, fazendo-se uso de recursos de geoprocessamento e cálculos de desempenho e produção de energia de usina eólica no estado-da-arte mundial.

Nesse processo foram adotadas velocidades de vento extraídas de torres em três alturas (50, 75 e 100 m), com curvas médias de desempenho de turbinas eólicas comerciais das classes 500 kW, 1,5 MW e 3,0 MW, com diâmetro de rotor de 40 m, 80 m e 100 m.

Gráfico 8: Velocidade do vento na altura do eixo do rotor



Fonte: CEMIG,2010

A taxa de ocupação média do terreno adotada foi de $1,5 \text{ MW/km}^2$. Nos mapas com resolução de $200\text{m} \times 200\text{m}$, foram integradas as áreas com velocidades médias anuais de $6,0 \text{ m/s}$, em faixas de $0,5 \text{ m/s}$. Os fatores de carga foram corrigidos para efeito da densidade local do ar, variando de $0,975$ a $1,15 \text{ kg/m}^3$, conforme região do estado. O fator de forma de *Weibull* anual foi calculado a 75 m de altura, também pelo modelo de mesoescala *MesoMap* e apresentou variação de k entre 2 a 3 . No cálculo de geração e desempenho de usina, foi considerado um fator de disponibilidade de 98% , um fator de eficiência de 97% e um fator de perda de 25% . Os resultados indicam um potencial de $10,6 \text{ GW}$, $24,7 \text{ GW}$ e $39,0 \text{ GW}$, nas alturas de 50 m , 75 m e 100 m , respectivamente (CEMIG,2010).

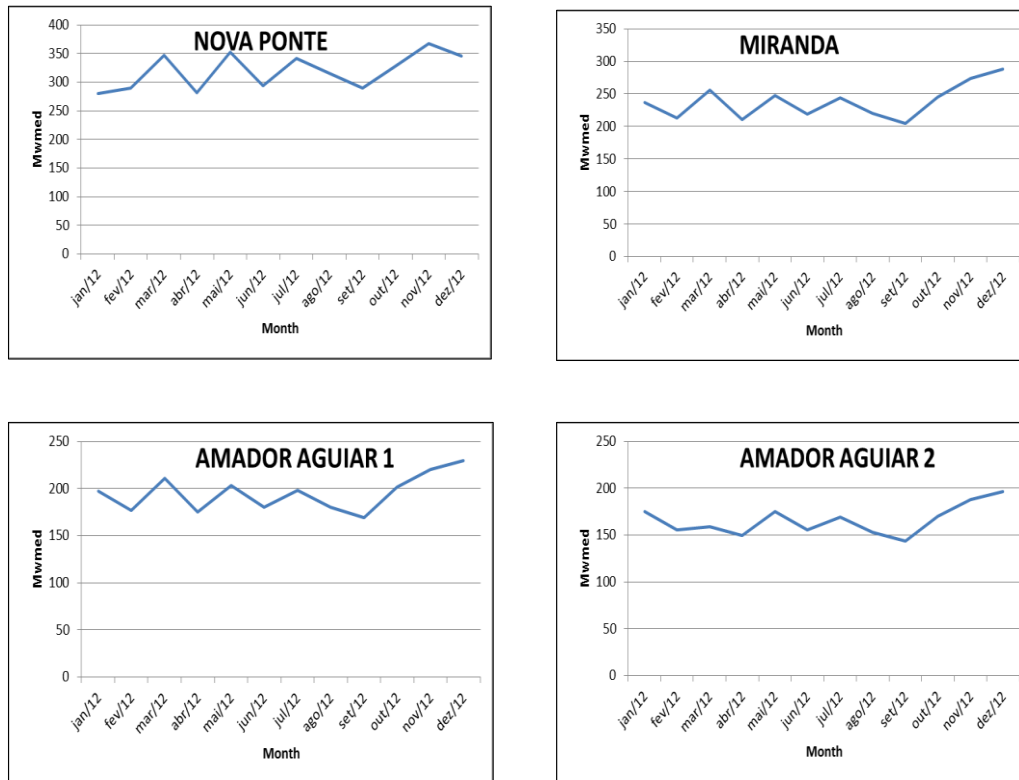
4.4 Discussões

Como metodologia proposta, serão analisados e comparados os dados de geração de energia elétrica de usinas hidrelétricas do SIN, disponibilizado pela ONS (ONS, 2013) bem como os dados gerados pelo estudo da CEMIG, apresentado no Atlas Eólico de Minas Gerais (CEMIG, 2010).

Para efeito desse estudo foram analisados a produção de energia elétrica no rio Araguari e no rio Grande, que integram a bacia do rio Paranaíba e do rio Paraná, respectivamente. Os dados referem-se ao ano de 2012 e foram extraídos do histórico de geração do SIN. As UHEs de Amador Aguiar I e II, antigas UHE de Capim Branco I

e II, as UHEs de Miranda e de Nova Ponte estão instaladas no rio Araguari e apresentaram uma perspectiva de regularização de vazão, não oscilando no período seco, conforme Figura 33.

Figura 33: Produção de Energia no rio Araguari (2012)



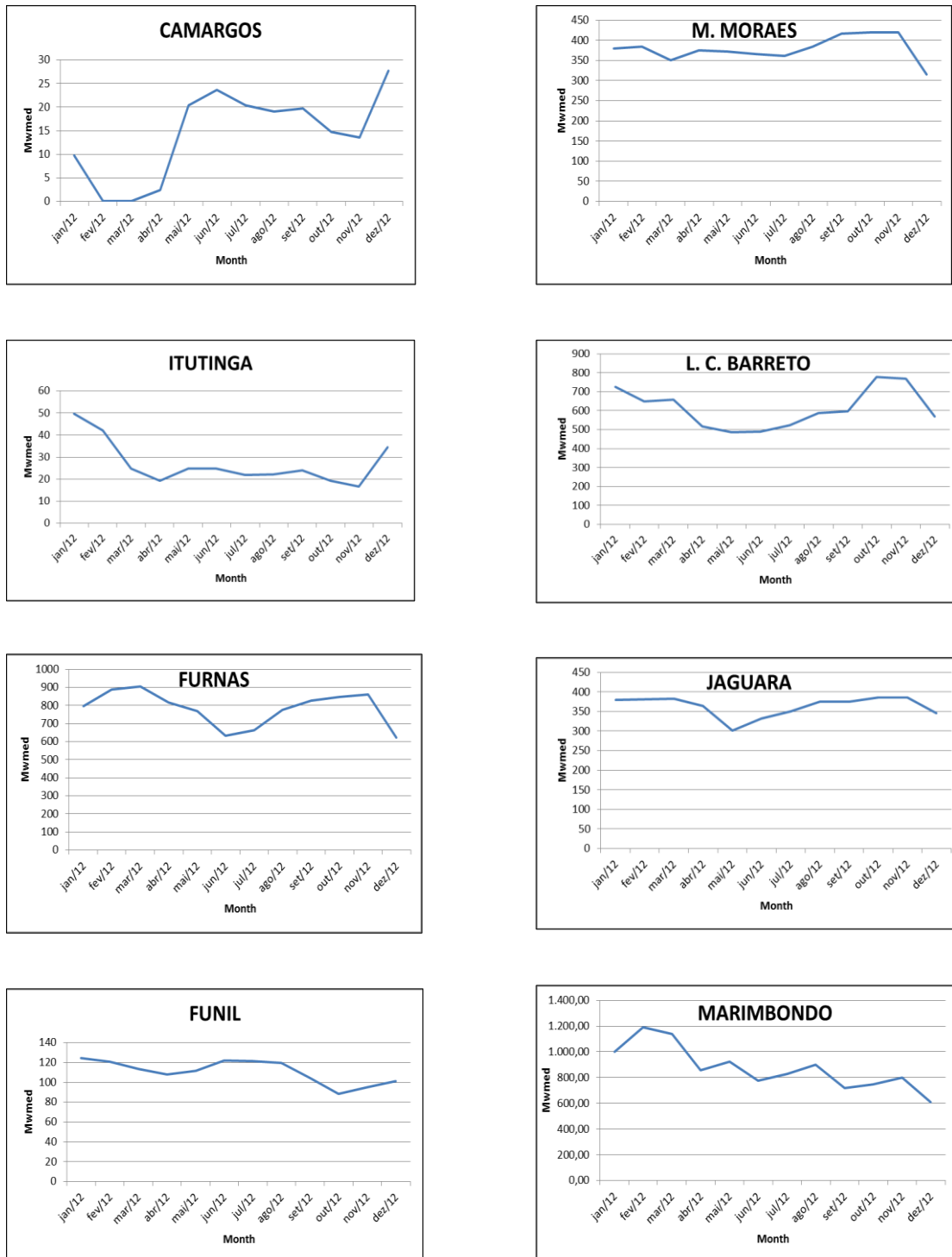
Fonte: Elaboração própria, adaptado ONS, 2013.

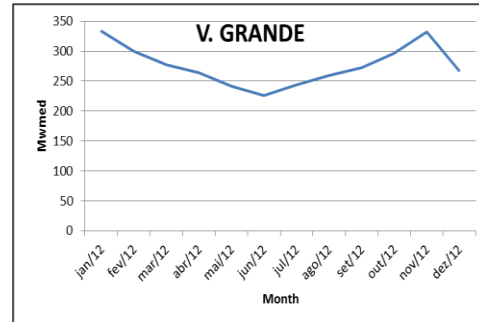
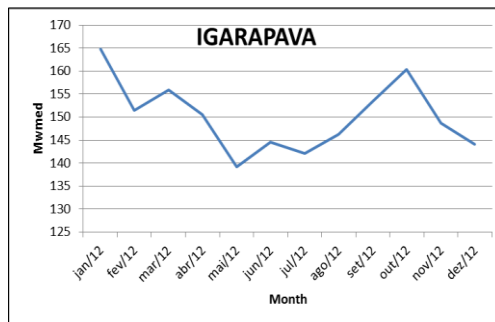
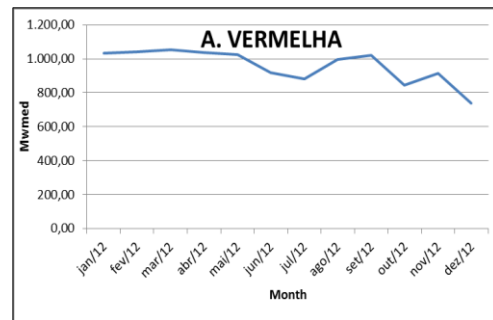
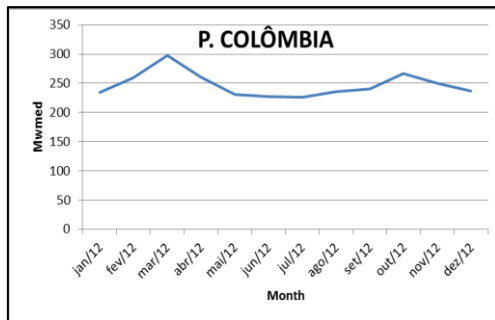
Também foram analisadas as UHEs do rio Grande, que apresentaram características diferenciadas. As UHEs de Água Vermelha e Marimondo mostraram uma queda na produção que pode estar ligada a um ciclo temporal.

A UHE de Mascarenhas de Moraes é observada uma regularização de vazão, porém as UHEs de Furnas, Porto de Colômbia, Itutinga, Igarapava e Camargos demonstram uma queda de produção em períodos mais secos, o que favorece a complementaridade hidro eólico, conforme Figura 34.



Figura 34: Produção de Energia no rio Grande (2012)





Fonte: Elaboração própria, adaptado ONS, 2013.

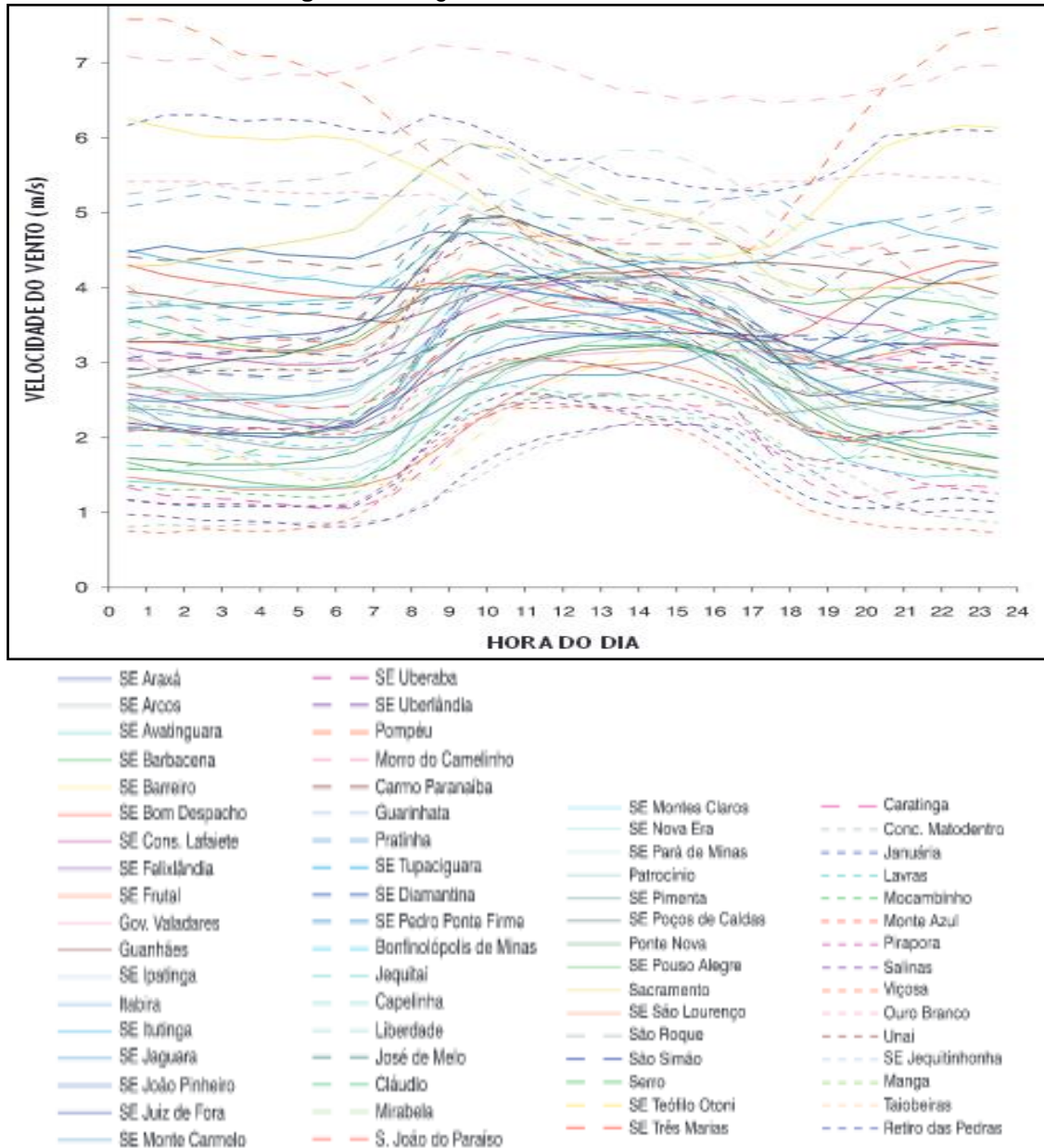
As medições realizadas pela Cemig ao longo das últimas décadas, por todo o território mineiro, mostram que o regime de ventos predominante é aquele em que a velocidade média durante o dia é superior à média noturna. Entretanto, algumas medições realizadas em locais de chapada, e em locais onde a velocidade média é de ordem mais relevante para o interesse de aproveitamentos eólicos, demonstraram um regime predominante inverso.

A Figura 35 contempla os regimes diurnos médios registrados pelos antigos postos de medição da Cemig com anemógrafos (1968-1983). As nuvens de linhas de regimes diurnos médios sugerem que, à medida que aumentam as influências da mesoescala, bem como as velocidades médias anuais, os regimes tendem a apresentar velocidades maiores durante a noite.

Esta tendência se repete nas medições mais recentes (1997-2009), realizadas com anemômetros pelo Sistema de Telemetria Meteorológica (STH) da Cemig, e que foram consideradas no processo de mapeamento apresentado no Atlas. Sazonalmente, na

maior parte do território mineiro predominam ventos mais intensos no inverno e na primavera (CEMIG, 2010).

Figura 35: Regime de vento em Minas Gerais

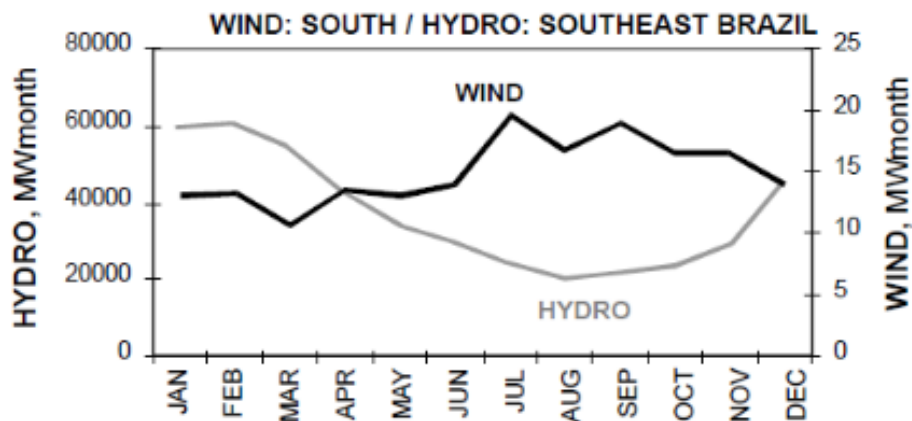


Fonte: CEMIG, 2010

Diante dos dados apresentados, e comparando aos estudos de complementaridade no nordeste brasileiro (MATA, 2013) e também daqueles realizados para as regiões nordeste, sul e sudeste do país (MARINHO, 2006), fica então ratificado a evidência de

possibilidade de complementariedade sazonal hidro eólica para o estado de Minas Gerais, conforme Figura 36.

Figura 36: Complementariedade hidro eólica no sudeste do Brasil



Fonte: MARINO, 2006

O estudo sugere ainda, que a implantação de usinas eólicas se faça em áreas de hidrelétricas, devido à velocidade de vento local, e também nas áreas apontadas pelo Mapa de potencial eólico de Minas Gerais sendo o Triângulo Mineiro e a serra do Espinhaço as regiões de melhor potencial eólico. A região da Serra do Espinhaço, devido a sua grande extensão, pode ser subdividida em três microrregiões. A primeira corresponde à área de Janaúba e Grão Mogol, que compreende também os municípios de Espinosa, Gameleiras, Monte Azul, Mato Verde, Porteirinha, Serranópolis de Minas, Riacho dos Machados e Francisco Sá. A segunda à área de Montes Claros, abrangendo ainda os municípios de Coração de Jesus, São João da Lagoa e Brasília de Minas. E a terceira área correspondente a Curvelo, Diamantina e Sete lagoas (CEMIG, 2010).

A energia eólica possui um fator de emissão de gases impactantes no efeito estufa na mesma ordem de grandeza das usinas hídricas. Desta forma, explorar essa fonte energética alternativa condiz com a necessidade mundial de mitigar as emissões de gases impactantes no efeito estufa. Desta forma, para Minas Gerais o aspecto ambiental importante no desenvolvimento da energia eólica seria manter o padrão de qualidade ímpar de sua matriz elétrica.



A externalidade positiva que a energia eólica detém, e que justifica a sua maior inserção na matriz elétrica, é relacionada com a complementaridade com o parque hídrico: o regime de ventos é mais intenso justamente no período seco. Cabe frisar que usinas eólicas, assim como as PCH, apresentam reduzido tempo de construção e menor impacto ambiental, minimizando o risco de atraso nos projetos tão comuns em projetos de grande porte, em especial projetos hidroelétricos. Em contrapartida, a intermitência dos ventos se constitui em um aspecto negativo desta fonte de energia.

Ao contrário da hidroeletricidade, que foi historicamente regularizada através da construção de grandes reservatórios, a energia eólica não é passível de ser armazenada. Porém, no caso apresentado esta intermitência não se constitui em problema de maior importância porque a inserção da energia eólica deve ocorrer justamente na base do sistema para complementar o parque hídrico com capacidade decrescente de regularizar a geração (MATA, 2013).

Além da variabilidade sazonal serão manifestados também a variabilidade natural climática diária e anual, bem como a mudança climática global e regional. Deve-se notar, entretanto, que a mudança do clima é uma alteração de longo prazo, enquanto a variabilidade climática é evento natural e que tende a ocorrer de forma cíclica. Os registros anuais da variabilidade em séries temporais mostram certas características no comportamento temporal que servem para examinar o clima passado, descrever o presente, bem como prever os movimentos e variações extremas futuras. O uso adequado do conhecimento das variabilidades climáticas mensais, sazonais e outras escalas de tempo pode melhorar a gestão hidro energética nas condições atuais, colaborando com a adaptação de sistemas às condições de mudanças.

O uso de complementaridade hidro eólica pode substituir o uso de usinas térmicas na matriz elétrica (RICOSTI e SAUER, 2013). Em pesquisas futuras, as fontes de energia alternativas, como pequenas centrais hidrelétricas, eólica *offshore*, células fotovoltaicas e cogeração com biomassa e gás natural devem ser avaliadas, além de energia eólica, com vista a aumentar a capacidade de produção e manter a matriz elétrica limpa.



4.5 Conclusão

O estudo desenvolvido neste capítulo demonstra que apesar do Estado de Minas Gerais apresentar uma matriz limpa baseada na produção de energia elétrica de origem predominantemente de usinas hidrelétricas com capacidade de regularização de vazão, principalmente aquelas com grandes reservatórios, em muitos casos foram constatados a queda de produção em períodos de seca e que nesses mesmos períodos há possibilidade de gerar energia elétrica por fonte eólica devido a quantidade de vento no mesmo período, atestando assim a viabilidade do uso de complementaridade sazonal entre os regimes eólico e hídrico no estado.

A impossibilidade de construção de novos grandes reservatórios, devido aos grandes impactos ambientais gerados e aspectos climatológicos nas bacias hidrográficas, vem reduzindo gradativamente a capacidade de regularização da geração hidrelétrica.

Dessa forma, o sistema elétrico brasileiro e o mineiro necessitarão cada vez mais de geração complementar no período seco. A forma mais adequada de se realizar esta complementação é com a inserção, na matriz elétrica, de fontes de geração sazonais com vocação de operarem sob essa base, como a energia eólica. Essa energia vem demonstrando-se extremamente competitiva com as fontes convencionais de geração elétrica, conforme verificado nos últimos leilões de energia, desde que o benefício que as mesmas proporcionam ao sistema elétrico seja corretamente dimensionado e valorado.

A energia eólica pode ser utilizada como complemento da fonte hidrelétrica, visto que, nos períodos de maior disponibilidade dessa fonte coincide com o período de menor geração de energia hidrelétrica. Esse caminho pode ser uma solução para suprir a demanda futura de produção. Além disso, tem-se verificado uma redução no preço da energia vendida e aumento da tecnologia associada à produção, com melhoras que incluem um maior fator de potência.

Em suma, a matriz elétrica mineira está passando por um processo de inserção de novas tecnologias derivadas de fontes renováveis, o que contribui para manter a



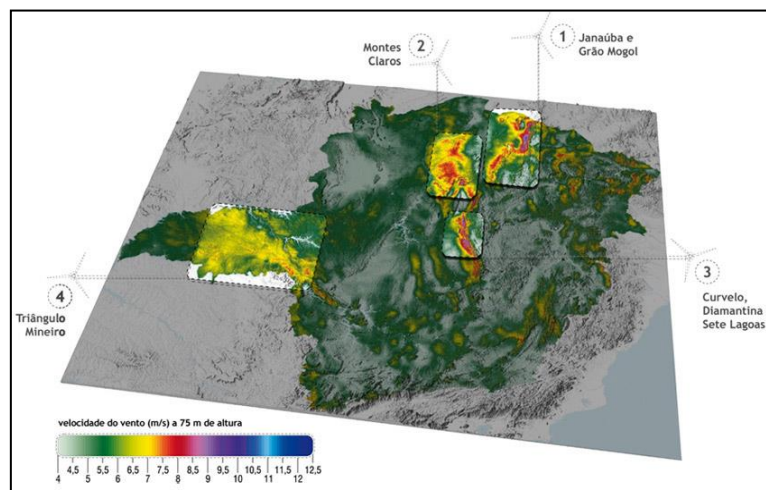
matriz elétrica predominantemente limpa. Nesse sentido, este capítulo procurou apresentar novas bases para repensar a expansão do parque gerador, permeando por conceitos ambientais para o planejamento da matriz elétrica futura do Estado de Minas Gerais.

5. ANÁLISE DAS ÁREAS PROMISSORAS

5.1 Introdução

Este capítulo apresenta duas análises que pretendem sugerir a área mais adequada para a implantação de empreendimentos eólicos em Minas Gerais levando em conta não somente o potencial eólico de geração, mas também o quanto uma determinada região tende a ser favorecida socioeconomicamente pela instalação de tal empreendimento. A primeira trata de uma análise por meio dos micros indicadores socioeconômicos do Zoneamento Ecológico-Econômico do Estado de Minas Gerais (ZEE). A segunda, trata de uma avaliação dos macros indicadores socioeconômicos do ZEE (componente humano, natural, institucional e de produção), por intermédio do método de tomada de decisão denominado: Método de Análise Hierárquica, o AHP (abreviação do inglês *Analytic Hierarchy Process*). O ponto de partida é o Atlas Eólico de Minas Gerais (Figura 37), que com base no mapeamento do potencial eólico do estado, aponta as quatro melhores áreas, promissoras para o desenvolvimento de empreendimentos no Estado, segundo um contexto de viabilidade técnica.

Figura 37: Áreas promissoras nos Estado de Minas Gerais



Fonte: Atlas Eólico, 2010



Estas quatro áreas representadas são denominadas por meio das suas cidades polos, sendo:

- Área 1: Janaúba e Grão Mogol.
- Área 2: Montes Claros.
- Área 3: Curvelo, Diamantina e Sete Lagoas.
- Área 4: Triângulo Mineiro.

As cidades com maior potencial eólico de cada área que servirão para análise estão listadas na Tabela 9:

Tabela 9: Áreas analisadas no Estado

ÁREAS	CIDADES POLOS	CIDADES DE MAIOR POTENCIAL EÓLICO
1	Janaúba e Grão Mogol	Espinosa, Gameleiras, Monte Azul, Mato Verde, Porteirinha, Serranópolis de Minas, Riacho dos Machados e Francisco Sá
2	Montes Claros	Coração de Jesus, São João da Lagoa e Brasília de Minas.
3	Curvelo, Diamantina e Sete Lagoas	Conselheiro Mata, Valo Fundo, São José do Galheiro, Fechados e Paraúna.
4	Triângulo Mineiro	Uberaba, Sacramento e Comendador Gomes

Fonte: Adaptado do Atlas Eólico, 2010

Ao se analisar as cidades de maior potencial eólico pertencente a cada área apontada pelo Atlas, pode-se comparar os benefícios socioeconômicos que um empreendimento desta categoria poderá trazer à região e assim, definir a área mais provável de ocorrer um desenvolvimento regional proveniente dos projetos eólicos.

5.2 Zoneamento Ecológico-Econômico

O levantamento das informações das cidades a serem analisadas em cada área é definido no ZEE, Componente Socioeconômico, elaborado pela Semad em parceria com a Universidade Federal de Lavras. Além de compor uma grande base organizada e integrada de informações oficiais, esta ferramenta, visa apoiar a gestão territorial fornecendo subsídios técnicos à definição de áreas prioritárias para a proteção e conservação da biodiversidade e para o desenvolvimento, segundo



critérios de sustentabilidade econômica, social, ecológica e ambiental. Tem grande importância no planejamento e elaboração das políticas públicas, orientando o governo e a sociedade civil na elaboração dos seus programas e em seus investimentos. Estes, aos serem planejados e implantados respeitando-se as características de cada zona de desenvolvimento, irão promover com maior assertividade a melhoria na qualidade dos serviços prestados e na qualidade de vida de toda a população de Minas Gerais (ZEE).

5.2.1 Metodologia

O ZEE visa mostrar com um grau de definição espacial e numa escala semiquantitativa para possibilitar comparações até então existente, a fragilidade ou vulnerabilidade do ecossistema e a potencialidade social ou o ponto de partida de cada município. Permite ao tomador de decisões definir em qual área do município deve ser instalado e quais os cuidados socioambientais o empreendedor deverá tomar (ZEE, 2008).

Segundo ainda, o ZEE, o ponto de partida de potencialidade social dos municípios e regiões deve ser identificado por meio de categorização dos municípios, para tanto, tomou-se como referência a comparação entre os dados do município e os dados de 853 municípios do estado de Minas Gerais. Desta forma pode situá-lo dentro de uma faixa que varia entre um número mínimo e ao máximo de cinco pontos, representado simbolicamente pelas cinco primeiras letras do nosso alfabeto. Os pontos que correspondem a cada categoria foram atribuídos de acordo com o resultado da aplicação do método de análise multivariada por componentes principais, estabelecendo-se cinco intervalos percentílicos para cada indicador, de acordo com a variabilidade dos dados. Como resultado da pontuação, foram plotadas cartas para cada indicador, para cada fator condicionante e para cada componente da potencialidade social, utilizando o programa “ArcGIS”. Assim, para cada categoria corresponde uma cor e um número, apresentada nas cartas. As cores utilizadas são equivalentes às categorias e aos pontos, conforme Tabela 10:

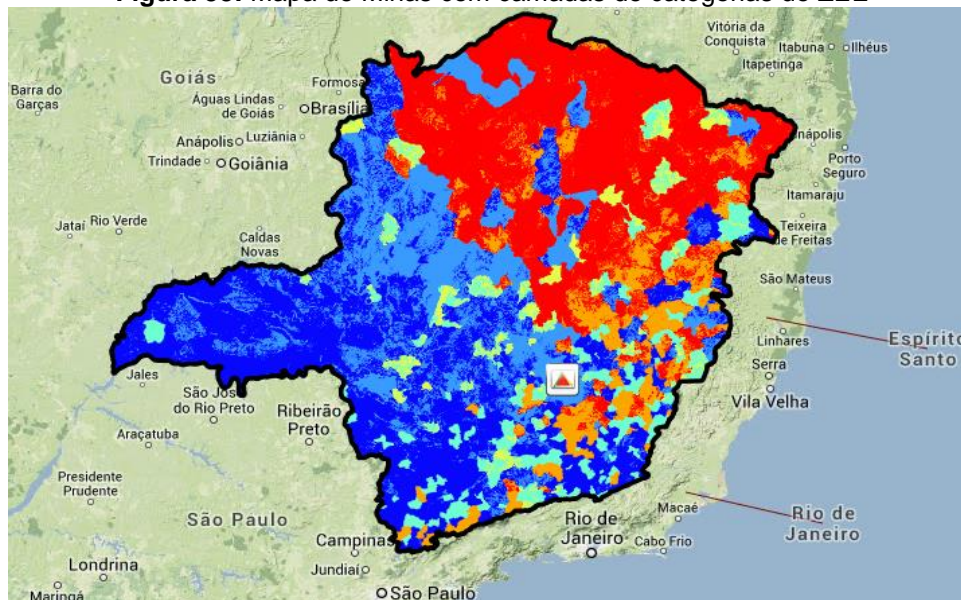
Tabela 10: Tipos de potencialidades

TIPO DE POTENCIALIDADES	CATEGORIA	PONTOS	CORES
Muito Favorável	A	5	Blue
Favorável	B	4	Light Blue
Pouco Favorável	C	3	Light Green
Precário	D	2	Yellow
Muito Precário	E	1	Red

Fonte: ZEE, 2008.

A Figura 38 traz o mapa de Minas Gerais com camadas de categorias do ZEE, conforme potencialidades demonstradas na Tabela 10.

Figura 38: Mapa de Minas com camadas de categorias do ZEE



Fonte: ZEE, 2009.

5.2.2 Discussões

Conforme o próprio ZEE aponta, este documento foi elaborado justamente para: “Contribuir para a definição de áreas estratégicas para o desenvolvimento sustentável de Minas Gerais, orientar os investimentos do Governo e da sociedade civil segundo as peculiaridades regionais.” Como há diferença no número de cidades em cada área delimitada pelo Atlas Eólico do Estado de Minas Gerais, adotou-se a utilização da média regional dos fatores, segundo o ZEE, para a comparação dos mesmos. A Tabela 11 demonstra estes componentes analisados.



Tabela 11: Análise do componente humano na potencialidade social

Análise do componente humano na potencialidade social					
Índices		Área 1	Área 2	Área 3	Área 4
Componentes produtivos	Componente produtivo	3	5	5	5
	Infraestrutura de transporte	3	5	5	5
	Densidade da malha rodoviária	1	3	2	2
	Densidade da malha ferroviária	4	5	5	5
	Transporte aéreo	5	5	5	5
	Atividades econômicas produtivas	3	5	3	5
	Valor adicionado da agropecuária	4	5	3	5
	Valor adicionado da indústria	2	5	4	4
	Valor adicionado do setor serviços	4	5	3	5
	Exportações	1	5	5	4
Componentes naturais	Componente natural	1	1	1	5
	Utilização das terras	1	2	1	5
	Densidade de ocupação econômica das terras (DOET)	2	3	1	5
	Índice de nível tecnológico da agropecuária	1	1	2	5
	Estrutura fundiária	1	1	1	5
	Índice de concentração fundiária invertido	1	1	1	4
	Proporção entre o nº total de estabelecimentos rurais	5	4	3	1
	Recursos minerais	1	5	5	5
Componentes humanos	Índice ICMS ecológico	1	4	5	4
	Componente humano	1	5	4	5
	Ocupação econômica	1	2	3	4
	Taxa de ocupação	2	3	3	4
	Taxa de desocupação invertida	1	1	2	2
	Demografia	1	5	4	5
	Distribuição espacial da população	2	5	5	5
	Razão de dependência	2	5	3	5
	Condições especiais	1	5	4	5
	Renda per capita	1	5	4	5
	Educação	2	5	5	5
	Habitação	1	4	2	3
	Saúde	2	3	3	3
	Saneamento	1	1	1	1
Segurança pública	2	1	1	1	
Índice de desenvolvimento humano	1	5	4	5	
Componentes institucionais	Potencial institucional	4	5	5	5
	Fator condicionante institucional	4	5	5	5
	Indicador Gestão municipal	1	1	4	5
	Indicador gestão do desenvolvimento rural	5	4	5	4
	Indicador gestão ambiental municipal	4	4	4	5
	Indicador gestão cultural dos municípios	2	4	5	4
	Fator condicionante organização jurídica	4	5	5	5
	Fator condicionante organizações financeiras	4	5	5	5
Fator condicionante organizações de fiscalização e controle	2	1	1	1	



Fator condicionante organizações de ensino e pesquisa	1	5	5	5
Indicador org. de ensino superior e Profissionalizante	1	5	5	5
Indicador organizações de pós-graduação e pesquisa	1	5	5	5
Fator condicionante organizações de segurança pública	1	5	5	5
Indicador capacidade de aplicação das leis	1	5	5	5
	100	184	172	206

Fonte: Própria, 2013.

Segundo os valores obtidos na Tabela 11, observa-se que a Área 1, apresenta o pior desenvolvimento socioeconômico entre as áreas de melhor viabilidade técnica apontadas pelo Atlas Eólico de Minas Gerais. Portanto, no contexto de tomada de decisão de políticas públicas, esse estudo indica ser essa a área a mais propícia para a implantação de usinas eólicas no estado.

5.3 Método de Análise Hierárquica - AHP Clássico

O Método AHP serve para auxiliar na tomada de decisões complexas e mais do que determinar qual a decisão correta, ajuda a escolher e a justificar a tal escolha. Este método foi criado pelo professor Thomas L. Saaty na década de 1970 na Escola *Wharton* da Universidade da Pensilvânia.

5.3.1 Metodologia

O Método AHP, após a divisão do problema em níveis hierárquicos determina de forma clara e por meio da síntese dos valores dos agentes de decisão, uma média global para cada uma das alternativas. Depois de construir a hierarquia, cada decisor deve fazer uma comparação, par a par, de cada elemento em um nível hierárquico dado, criando-se uma matriz de decisão quadrada. Nessa matriz, o decisor representará, a partir de uma escala pretendida, sua preferência entre os elementos comparados. Ou seja, dado um elemento de um nível superior C_k será feita a comparação dos elementos de um nível inferior a_j em relação a C_k . Segundo Saaty (1980), consideram-se os elementos de um dado nível hierárquico e depois determinam-se os pesos dos elementos em relação a um elemento do nível imediatamente superior da matriz de comparação par a par, por meio do cálculo do autovetor. Dessa forma, sendo a_{ij} o valor obtido da comparação par a par do elemento



i com o elemento j , a matriz formada por esses valores é a matriz A , onde $A = (a_{ij})$, sendo que essa matriz é uma matriz recíproca tal que $a_{ij} = 1/a_{ji}$, na qual, se os juízos fossem perfeitos, em todas as comparações seria possível verificar que $a_{ij} \times a_{jk} = a_{ik}$, para qualquer i, j, k .

Para esse procedimento, a matriz A seria consistente. Seja n o número de elementos a serem comparados, $\lambda_{máx}$ o autovetor de A e ω o vetor próprio correspondente ou vetor de prioridades. Caso os juízos emitidos pelo decisor sejam perfeitamente consistentes, têm-se $\lambda_{máx} = n$ e $a_{ij} = \omega_i/\omega_j$. Porém, algumas vezes é verificada alguma inconsistência nos juízos, fato que é admitido pelo método AHP. Quanto mais próximo estiver o valor de $\lambda_{máx}$ de n , maior será a consistência dos juízos. Assim, $\lambda_{máx} - n$ é um indicador da consistência (Gomes et al, 2004).

Saaty (Zahedi,1986) demonstrou que, sendo A , a matriz de valores, deverá ser encontrado o valor que satisfaça a equação:

$$A\omega = \lambda_{máx} \times \omega \quad (5.1)$$

Para obter-se o autovetor a partir da equação (1), tem-se:

$$\lambda_{máx} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n j_i \frac{[A\omega]_i}{\omega_i} \quad (5.2)$$

Ainda, conforme Saaty (1980), a matriz A é consistente se, e somente se, $\lambda_{máx} \geq n$. Se a matriz A é consistente, calcula-se a magnitude da perturbação utilizando o Índice de Consistência (I_c), que deverá ter um valor inferior a 0,1, utilizando a equação:

$$I_c = (\lambda_{máx} - n)(n-1) \quad (5.3)$$

Saaty (Zahedi,1986) propõe o cálculo da Razão de Consistência (R_c), que é a relação entre o Índice de Consistência (I_c) pelo Índice Randômico (I_R). Onde o I_c corresponde ao Índice de Consistência calculado a partir da equação 3, que usa um autovetor $\lambda_{máx}$ obtido por meio da multiplicação do autovetor direito pela matriz original.



Esse cálculo fornece como resultado um novo vetor, em que cada elemento é dividido pelo elemento correspondente no autovetor, e os resultados são somados, calculando-se em seguida a média.

O I_R é um índice aleatório, calculado para matrizes quadradas de ordem n pelo Laboratório Nacional de *Oak Ridge*, nos Estados Unidos (Tabela 12). Quanto maior for R_c , maior será a inconsistência.

$$R_c = I_c / I_R \quad (5.4)$$

Tabela 12– Valores de I_R para matrizes quadradas de ordem n

	I_R					
N	2	3	4	5	6	7
I_R	0	0,58	0,9	1,12	1,24	1,32

Fonte: Gomes et al, 2004

Devido ao denominado limite psicológico, segundo o qual o ser humano pode, no máximo, julgar corretamente 7 ± 2 pontos, ou seja, no máximo nove pontos para distinguir suas diferenças, Saaty (1980) definiu uma Escala Fundamental, que é apresentada na Tabela 13:

Tabela 13– Escala Fundamental de Saaty (1980)

ESCALA FUNDAMENTAL DE SAATY		
1	Igual importância	As duas alternativas contribuem igualmente para o objetivo.
3	Importância pequena de uma sobre a outra	A experiência e o juízo favorecem uma atividade em relação à outra.
5	Importância grande ou essencial	A experiência ou o juízo favorece fortemente uma atividade em relação à outra.
7	Importância muito grande ou demonstrada	Uma atividade é muito fortemente favorecida em relação à outra. Pode ser demonstrada na prática.
9	Importância absoluta	A evidência favorece uma atividade em relação à outra, com o mais alto grau de segurança.
2, 4, 6, 8	Valores intermediários	Quando se procura uma condição de compromisso entre duas definições.

Fonte: Gomes et al, 2004

O método AHP calcula o valor de impacto da alternativa i em relação à alternativa j que recebe um dos valores da Tabela 4, a alternativa j em relação à alternativa i



receberá o valor recíproco. Cada comparação par a par representa uma estimativa do coeficiente das prioridades ou dos pesos de cada elemento.

Definida a estrutura hierárquica, procede-se à comparação par a par de cada alternativa dentro de cada critério do nível imediatamente superior. Utilizando a matriz de decisão A , calcula-se o valor de impacto ($\bar{v}_i(A_j) = 1, j = 1, \dots, n$) da alternativa j em relação à alternativa i , em que os resultados representam valores numéricos das atribuições verbais dadas pelo decisor para cada comparação de alternativas. Utiliza-se a equação 5, onde n corresponde ao número de alternativas ou elementos comparados:

$$\sum_{j=1}^n \bar{v}_i(A_j) = 1 \quad j = 1, \dots, n \quad (5.5)$$

Onde n corresponde ao número de alternativas ou elementos comparados. Cada parte desse somatório consiste em:

$$\bar{v}_i(A_j) = \frac{a_{ij}}{\sum_{i=1}^n a_{ij}} \quad j = 1, \dots, n \quad (5.6)$$

Isso faz com que o vetor de prioridades de alternativa i em relação ao critério C_k , seja:

$$\bar{v}_k(A_i) = \sum_{j=1}^n \bar{v}_i(A_j) \frac{1}{n} \quad i = 1, \dots, n \quad (5.7)$$

Segundo Saaty (Zahedi, 1986), depois de obtido o vetor de prioridades ou de impacto das alternativas sob cada índice C_k , continua-se com o nível dos critérios.

Adota-se então, novamente, a escala verbal para a classificação par a par dos critérios, que são normalizados na equação:

$$\bar{w}_i(C_j) = \frac{c_{ij}}{\sum_{i=1}^m c_{ij}} \quad j = 1, \dots, m \quad (5.8)$$

Onde m corresponde ao número de critérios de um mesmo nível. O vetor principal é dado por:



$$\bar{w}(C_i) = \sum_{j=1}^m \bar{w}_j \frac{(C_j)}{m} \quad i = 1, \dots, m \quad (5.9)$$

E encerrando, um processo de agregação permite gerar os valores finais das alternativas, ordenando-as pela equação 10, onde n corresponde ao número de alternativas:

$$\bar{f}(A_j) = \sum_{i=1}^m \bar{w}(C_i) \times v_i(A_j) \quad j = 1, \dots, n \quad (5.10)$$

5.3.2 Resultados e discussões

O método AHP Clássico empregado considera muitos aspectos imponderáveis ou incomparáveis entre si, portando os valores atribuídos para a comparação foram levantados de maneira subjetiva pelos os autores do presente trabalho, por meio de uma avaliação de hierarquia de valores dos indicadores do ZEE realizada com analistas da Feam de diversas áreas técnicas. Foi então, atribuída uma média aos pontos de cada um dos indicadores. Portanto, ficou estabelecida que a ordem hierárquica de valores deveria ser Produção, Institucional, Humano e Natural. Desta forma procede-se então, a elaboração da matriz de comparação, conforme tabela 14.

Tabela 14: Matriz de Comparação

MATRIZ DE COMPARAÇÃO DE CRITÉRIOS SOCIOECONÔMICO DO ZEE				
	Componente produção	Componente institucional	Componente humano	Componente natural
Componente produção	1	2	5	3
Componente institucional	1/2	1	3	3
Componente humano	1/5	1/3	1	2
Componente natural	1/3	1/3	1/2	1

Fonte: própria, 2013.

Normalizando, segundo a equação 5.5, tem-se:



Tabela 15: Matriz de Comparação 2

MATRIZ DE COMPARAÇÃO DE CRITÉRIOS SOCIOECONÔMICO DO ZEE				
	Componente produção	Componente institucional	Componente humano	Componente natural
Componente produção	30/61	6/11	10/19	1/3
Componente institucional	15/61	3/11	6/19	1/3
Componente humano	6/61	1/11	2/19	2/9
Componente natural	10/61	1/11	1/19	1/9

Fonte: própria, 2013.

A seguir, segundo a fórmula 5.6, obtêm-se:

- Produção: $(30/61+6/11+10/19+1/3)/4= 0,4742$
- Institucional: $(15/61+3/11+6/19+1/3)/4= 0,2919$
- Humano: $(6/61+1/11+2/19+2/9)/4= 0,1292$
- Natural: $(10/61+1/11+1/19+1/9)/4= 0,1047$

Portanto, a ordem de prioridade de critérios foi confirmada como Produção, Institucional, Humano e Natural. O próximo passo é o cálculo do RC dos juízos realizados pelo decisor, lembrando que, para as matrizes de ordem dois o RC é zero. Usando a fórmula (5.1), para obter o autovetor, tem-se:

Aw	1	2	5	3	X	0,4742	=	2,0181
	1/2	1	3	3		0,2919		1,2307
	1/5	1/3	1	2		0,1292		0,5307
	1/3	1/3	1/2	1		0,1047		1,4247

Aplicando a equação 5.2, obtêm-se:

$$\lambda_{\text{máx}} = (2,0181/0,4742+1,2307/0,2919+0,5307/0,1292+0,4247/0,1047)/4= 4,1590$$

Se a matriz é consistente, então, quando for calculada a magnitude da perturbação da matriz utilizando a relação I_c , que corresponde ao Índice de Consistência, esse terá um valor menor do que 0,1. Segundo a equação 3, o I_c desse estudo será:



$$I_c = (4,1590 - 4) \times (4 - 1) = 0,053$$

Quanto maior for R_c , maior será a inconsistência. Em geral, uma inconsistência considerada aceitável para $n > 4$ é $R_c \leq 0,10$. Dado que $n = 4$ e o índice aleatório I_R associado à matriz dominante é de 0,90, conforme Tabela 13.

Com esse valor, calcula-se o R_c .

$$R_c = I_c / I_R = 0,053 / 0,90 = 0,0589 < 0,10$$

Portanto, a inconsistência dos juízos emitidos pelo decisor é aceitável. As comparações realizadas entre as prioridades de cada área definida pelo Atlas Eólico do Estado de Minas Gerais em relação aos critérios socioeconômicos do ZEE originaram as matrizes apresentadas a seguir. Os vetores de prioridades das áreas, segundo cada critério, foram calculados aplicando as equações 5.6 e 5.7.

Tabela 16: Matriz de componente produção

PRODUÇÃO					PRODUÇÃO					
	A1	A2	A3	A4		A1	A2	A3	A4	ΣA
A1	1	2	3	5	A1	1 9/10	30/53	9/22	5/14	0,8080
A2	1/2	1	3	5	A2	19/20	15/53	9/22	5/14	0,4997
A3	1/3	1/3	1	3	A3	19/50	5/53	3/22	3/14	0,2062
A4	1/5	1/5	1/3	1	A4	19/50	3/53	1/22	1/14	0,1383

Fonte: própria, 2013.

Tabela 17: Matriz de componente institucional

INSTITUCIONAL					INSTITUCIONAL					
	A1	A2	A3	A4		A1	A2	A3	A4	ΣA
A1	1	2	5	3	A1	30/61	24/43	5/12	1/3	0,4574
A2	1/2	1	4	3	A2	15/61	12/43	1/3	1/3	0,2978
A3	1/5	1/4	1	1/2	A3	6/61	3/43	1/12	2/9	0,1183
A4	1/3	1/3	2	1	A4	10/61	4/43	1/6	1/9	0,1336

Fonte: própria, 2013.

Tabela 18: Matriz de componente humano

HUMANO					HUMANO					
	A1	A2	A3	A4		A1	A2	A3	A4	∑ A
A1	1	3	5	5	A1	15/26	45/68	10/19	5/13	0,5373
A2	1/3	1	3	5	A2	5/26	15/68	6/19	5/13	0,2782
A3	1/5	1/3	1	2	A3	3/26	5/68	2/19	2/13	0,1119
A4	1/5	1/5	1/2	1	A4	3/26	3/68	1/19	1/13	0,0722

Fonte: própria, 2013.

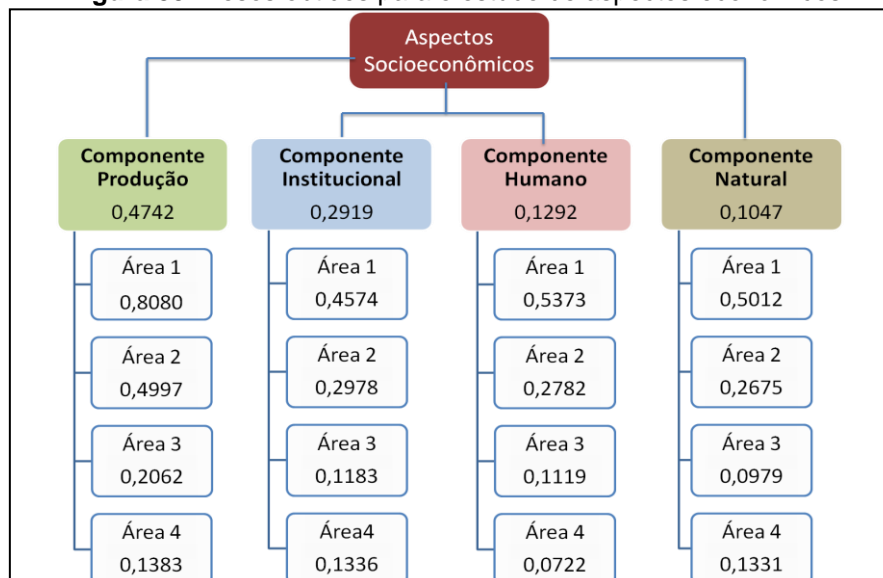
Tabela 19: Matriz de componente natural

NATURAL					NATURAL					
	A1	A2	A3	A4		A1	A2	A3	A4	∑ A
A1	1	2	5	4	A1	20/39	12/23	1/2	8/17	0,5012
A2	1/2	1	2	3	A2	10/39	6/23	1/5	6/17	0,2675
A3	1/5	1/2	1	1/2	A3	4/39	3/23	1/10	1/17	0,0979
A4	1/4	1/3	2	1	A4	5/39	2/23	1/5	2/17	0,1331

Fonte: própria, 2013.

Dessa forma, os pesos atribuídos aos critérios e às alternativas pelo Método AHP Clássico são apresentados na Figura 39.

Figura 39: Pesos obtidos para o estudo de aspectos econômicos



Fonte: própria, 2013.



Para obter os valores finais de cada área, usa-se a equação 5.10, na qual se devem multiplicar os pesos obtidos em cada passo e os resultados dos diferentes passos devem ser somados. A pontuação final é demonstrada na Tabela 20.

Tabela 20: Pontuação de cada área

PONTUAÇÃO DE CADA ÁREA
$A1 = 0,4742 \cdot 0,8080 + 0,2919 \cdot 0,4574 + 0,1292 \cdot 0,5373 + 0,1047 \cdot 0,5012 = 0,6385$
$A2 = 0,4742 \cdot 0,4997 + 0,2919 \cdot 0,2978 + 0,1292 \cdot 0,2782 + 0,1047 \cdot 0,2675 = 0,3877$
$A3 = 0,4742 \cdot 0,2062 + 0,2919 \cdot 0,1183 + 0,1292 \cdot 0,1119 + 0,1047 \cdot 0,0979 = 0,1576$
$A4 = 0,4742 \cdot 0,1383 + 0,2919 \cdot 0,1336 + 0,1292 \cdot 0,0722 + 0,1047 \cdot 0,1331 = 0,1276$

Fonte: própria, 2013.

Observando os resultados, a ordem de prioridade das alternativas é: Área 1 (0,6385), Área 2 (0,3877), Área 3 (0,1576) e Área 4 (0,1276). Segundo essa análise recomenda-se utilizar a Área 1, ou seja, a região norte, para instalação de usinas eólicas no estado de Minas Gerais, com vista ao melhor aproveitamento no contexto de sustentabilidade, para as regiões do Estado.



CONCLUSÃO

Os leilões do novo modelo de mercado econômico de energia não adotou uma preocupação de planejamento energético de recursos naturais integrados, que contemplasse a geografia do país para o desenvolvimento sustentável, somente o menor preço nos leilões. Esse contexto do desenvolvimento sustentável deve ser inserido no planejamento do mercado de energia e de políticas públicas.

Nesse contexto, esse estudo procurou analisar alternativas para o desenvolvimento da energia eólica no estado de Minas Gerais.

Nos últimos anos, os números de usinas eólicas contempladas nos leilões de energia vêm apresentando um crescimento expressivo em relação às demais tecnologias, como biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

A Matriz Energética de Minas Gerais 2007 a 2030 delimita a necessidade de repensar o uso da energia na economia mineira, reduzir a dependência externa, avaliar novas tecnologias em busca da eficiência energética e agregar maior valor a indústria mineira com a implementação de um planejamento energético e ambiental por territórios.

A capacidade de suprimento energético é limitada e é possível que o próprio crescimento da população, em determinado momento futuro, exerça tal pressão sobre os sistemas de geração de energia que uma revisão no suprimento energético tornar-se-ia prioridade para a gestão pública.

As fontes alternativas têm papel importante na expansão dessa matriz elétrica mineira, pois tende a crescer sua participação independente de outras fontes, além de apresentarem grande vantagem do ponto de vista ambiental, fundamental para



diminuição das emissões de gases impactantes no efeito estufa. Outro ponto importante é a possibilidade de atuar tanto na geração centralizada com grandes usinas, como na geração descentralizada de micro e mini gerações. A matriz elétrica brasileira e a mineira em destaque estão passando por um processo acelerado de transição, onde se faz necessário selecionar criteriosamente os empreendimentos futuros com destaque para o desenvolvimento sustentável.

O estudo desenvolvido no capítulo 4 demonstra que apesar do Estado de Minas Gerais apresentar uma matriz limpa baseada na produção de energia elétrica de origem predominantemente de usinas hidrelétricas com capacidade de regularização de vazão, principalmente aquelas com grandes reservatórios, em muitos casos foram constatados a queda de produção em períodos de seca e que nesses mesmos períodos há possibilidade de gerar energia elétrica por fonte eólica devido a quantidade de vento no mesmo período, atestando assim a viabilidade do uso de complementaridade sazonal entre os regimes eólico e hídrico no estado.

A impossibilidade de construção de novos grandes reservatórios, devido aos grandes impactos ambientais gerados e aspectos climatológicos nas bacias hidrográficas, vem reduzindo gradativamente a capacidade de regularização da geração hidrelétrica. Dessa forma, o sistema elétrico brasileiro e o mineiro necessitarão cada vez mais de geração complementar no período seco. A forma mais adequada de se realizar esta complementação é com a inserção, na matriz elétrica, de fontes de geração sazonais com vocação de operarem sob essa base, como a energia eólica. Essa energia vem demonstrando-se extremamente competitiva com as fontes convencionais de geração elétrica, conforme verificado nos últimos leilões de energia, desde que o benefício que as mesmas proporcionam ao sistema elétrico seja corretamente dimensionado e valorado.

A energia eólica pode ser utilizada como complemento da fonte hidrelétrica, visto que, nos períodos de maior disponibilidade dessa fonte coincide com o período de menor geração de energia hidrelétrica. Esse caminho pode ser uma solução para suprir a demanda futura de produção. Além disso, tem-se verificado uma redução no preço da energia vendida e aumento da tecnologia associada à produção, com melhoras que



incluem um maior fator de potência. Em suma, a matriz elétrica mineira está passando por um processo de inserção de novas tecnologias derivadas de fontes renováveis, o que contribui para manter a matriz elétrica predominantemente limpa. Nesse sentido, este capítulo procurou apresentar novas bases para repensar a expansão do parque gerador, permeando por conceitos ambientais para o planejamento da matriz elétrica futura do Estado de Minas Gerais.

Para definir a melhor área do estado de Minas Gerais para desenvolvimento da energia eólica, em termos de sustentabilidade, foram utilizadas duas análises que pretendem sugerir a área mais adequada para a implantação de empreendimentos eólicos em Minas Gerais levando em conta não somente o potencial eólico de geração, mas também o quanto uma determinada região tende a ser favorecida socioeconomicamente pela instalação de tal empreendimento. A primeira trata de uma análise por meio dos micros indicadores socioeconômicos do Zoneamento Ecológico-Econômico do Estado de Minas Gerais (ZEE). A segunda, trata de uma avaliação dos macros indicadores socioeconômicos do ZEE (componente humano, natural, institucional e de produção), por intermédio do método de tomada de decisão denominado: Método de Análise Hierárquica, o AHP (abreviação do inglês *Analytic Hierarchy Process*). A ideia central do Método AHP é a redução do estudo de sistemas a uma sequência de comparação aos pares e permite compreender, de maneira simples, como transformar juízos em valores que satisfaçam a uma otimização ampla, segundo múltiplos critérios. Esse estudo utilizando os valores já existentes no ZEE pretendeu avaliar a potencialidade de desenvolvimento socioeconômico e ambiental, dentre as quatro áreas de maior potencialidade técnicas apontadas pelo Atlas Eólico da Cemig.

Segundo os valores obtidos na Tabela 11, que utiliza análise do componente humano na potencialidade social do ZEE, observa-se que a Área 1, região Norte, apresenta o pior desenvolvimento socioeconômico entre as áreas de melhor viabilidade técnica apontadas pelo Atlas Eólico de Minas Gerais. Portanto, no contexto de tomada de decisão de políticas públicas, esse estudo indica ser essa a área a mais propícia para a implantação de usinas eólicas no estado.



O resultado da aplicação do método AHP foi uma ordem de valores pontuados, que definiu também a Área 1, região Norte, como a área de maior potencial de desenvolvimento socioeconômico para instalação de usinas eólicas no estado de Minas Gerais.

Há de se salientar que, a construção de usinas eólicas traz associado todo um complexo sistema de serviços, como implantação de indústria de construção civil especializada, desenvolvimento de malha viária, indústria de equipamentos e serviços associados e terceirizados, fomento da economia e criação e ampliação de centros de ensino e pesquisas locais.



REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AMARANTE, O. A. C.; SCHULTZ, D. J.; BITTENCOURT, R. M.; ROCHA, N. A. (2001). “**Wind/Hydro Complementary Seasonal Regimes in Brazil**”, DEWI Mag, 19, pp.79-86, 2001.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica, 2ª edição – Energia Eólica**, 2005. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-Energia_Eolica%283%29.pdf>. Acesso em 1 out. 2014.
- BUARQUE, C. Sérgio. **Texto para discussão no 939 - Metodologia e técnicas de construção de cenários globais e regionais**. 2003. Disponível em: http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/2865/1/TD_939.pdf. Acesso em 20 jan 2015.
- CASTRO, N. J., MARTINI,S., BRANDÃO, R., DANTAS, G. A., TIMPONI, R. R. 2009. “**A Importância das Fontes Alternativas e Renováveis na Evolução da Matriz Elétrica Brasileira**”. In V Seminário de Geração e Desenvolvimento Sustentável. Rio de Janeiro,Brasil, pp. 19-29, 2009.
- CEMIG - COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS, 2012. **26 Energy Balance of the state of Minas Gerais (BEEMG)**. Belo Horizonte, Minas Gerais, pp. 29-30, 2012.
- CEMIG - COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS, 2010. **Wind Atlas of Minas Gerais**. Belo Horizonte, Minas Gerais, pp. 43-56, 2010.



- CERPCH – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIAS EM PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS. **Regras de comercialização de energia**. 2014. Disponível em: http://www.cerpch.unifei.edu.br/regras_comer.php. Acesso em 12 out 2014.
- COGEN – ASSOCIAÇÃO DA INDÚSTRIA DE COOGERAÇÃO DE ENERGIA. **Sistemas Híbridos**. 2008. Disponível em: < Disponível em: < <http://www.ufpa.br/inct-ereea/LivroHibridosFinal.pdf>>. Acesso em 15 out. 2014.
- CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. **Tutorial de Energia Eólica**. 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=tutorial_eolica. Acesso em 10 nov 2014.
- CUBEROS, F. L. **Novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro: análise dos mecanismos de mitigação de riscos de mercado das distribuidoras**. Dissertação de mestrado. Universidade de São Paulo. São Paulo-SP. 2008.
- ELETROBRÁS. 2012. **Relatório de Sustentabilidade**. Disponível em: http://www.eletrabras.com/relatorio_sustentabilidade_2010/html_pt/contexto.html. Acesso em: 12 dez 2014.
- EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Expansão da Geração Eólica no Brasil**, 2009. Disponível em < <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20E%C3%B3lica%202009/NT-%20Eolica%20EPE-PRE01-2009-R1.pdf> > . Acesso em: 21 ago. 2014.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Matriz Energética Nacional 2030**, 2007. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/spe/galerias/arquivos/Publicacoes/matriz_energetica_nacional_2030/MatrizEnergeticaNacional2030.pdf>. Acesso em 16 set. 2014.



- FARINELLI, Bárbara. **Energia Renovável – Eólica, Tema M, Relatório Técnico.** 2010. Disponível em: <http://www.cabo.pe.gov.br/pners/CONTE%3%9ADO%20DIGITAL/ESTUDOS%20BAIXO%20CARBONO/ENERGIA%20RENOV%3%81VEL%20%20E%3%93LICA.pdf>. Acesso em 10 jan 2015.
- FRISCHTAK, R. cláudio. **O investimento em infra-estrutura no brasil: histórico recente e perspectivas.** 2009. Disponível em: <http://ppe.ipea.gov.br/index.php/ppe/article/viewFile/1129/1033>. Acesso em 15 jan 2015.
- GOMES, L. F. A. M., ARAYA, M. C.G., CARIGNAMO, C.. 2004. **Tomada de Decisão em Cenários Complexos**, pp.41-61.
- GWEC – GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Análise do Marco regulatório para a geração eólica no Brasil**, 2012. Disponível em: <http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/Brazil_report_2011.pdf>. Acesso em 12 jan. 2015.
- GWEC - GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report, Annual Market Update 2013.** Disponível em: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/04/GWEC-Global-Wind-Report_9-April-2014.pdf>. Acesso em 14 jan. 2015.
- GWEC – GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Wind Power is Crucial for Combating Climate Change, 2010.** Disponível em: <http://www.gwec.net/uploads/media/Wind___climate_fact_sheet_low_res.pdf> Acesso em 20 dez. 2014
- GUERREIRO, Amilcar. **Seminário Energia: Soluções para o futuro.** 2014. Disponível em: http://acminas.com.br/_uploads/_conselho/epe--planejamento.pdf. Acesso 2 fev 2015.



- MARINO, M. H. N. **Oferta de energia através da complementaridade sazonal hidro-eólica no Estado de Pernambuco.** 2006. Disponível em: http://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=4&ved=0CD8QFjAD&url=http%3A%2F%2Fwww.poli.br%2Findex.php%3Foption%3Dcom_phocadownload%26view%3Dcategory%26download%3D7812%3Aartigo%26id%3D24%3Ainstitucional&ei=taoPUs29F4PP2wWK0YH4Aw&usg=AFQjCNGxYVt_1Ri9VQhbu8S-7r-izLrVug_ Acesso em 15 nov. 2014.
- MATA, F., SOUZA, R.. **Study on adaptation and vulnerability to climate variability: cases the Brazilian electricity sector.** CEBDS, pp. 29-30, 2013.
- MATRIZ ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS 2007 – 2030. Sumário Executivo, Outubro, 2007.
- MELO, E. SANTOS, R., YAMAMOTO, S. **As políticas energéticas e a regulamentação do marco legal do mercado brasileiro de energia renovável.** 2013. Disponível em: <http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/artigos/174-as-pol%C3%ADticas-energ%C3%A9ticas-e-a-regulamenta%C3%A7%C3%A3o-do-marco-legal-do-mercado-brasileiro-de-energia-renov%C3%A1vel.html>. Acesso em: 10 dez 2014.
- MME, Ministério de Minas e Energia – Governo Federal do Brasil. **Modelo Institucional do Setor Elétrico.** Brasília: 2003. Disponível em: http://federativo.bndes.gov.br/bf_bancos/estudos/e0002403.pdf. Acesso em: 16 nov. 2003.
- MME – Ministério de Minas e Energia. **Guia de Habilitação de projetos de geração de Energia Elétrica: Centrais Eólicas.** 2012. Disponível em: <http://www.bancor.com.br/Index/eolica.pdf>. Acesso em 12 dez. 2014.



- MME – Ministério de Minas e Energia.. **Proinfa - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.** 2009. Disponível em: http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/outras_imagens/tabelaproinfausinas2.bmp. Acesso em: 12 dez 2014.
- MOLLY, J. P.; WILHELMHAVEN, DEWI. **Viabilidade Econômica de Centrais de Energia Eólica no Brasil.** 2004. Disponível em: http://www.dewi.de/dewi_res/fileadmin/pdf/publications/Magazin_25/11.pdf. Acesso em 12 jul 2014.
- ONS. **Sistema Interligado Nacional 2015.** Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/pop/pop_sistema_transmissao.aspx . Acesso 10 jan 2015.
- ONS - NATIONAL ELECTRIC SYSTEM. **OPHEN - Acompanhamento diário da operação do sistema hidrelétrico Interligado.** 2013.
- PORTAL DO GOVERNO (2013). **Clima, vegetação e relevo.** Disponível em: <http://www.mg.gov.br/governomg/portal/c/governomg/conheca-minas/geografia/5668-clima-vegetacao-e-relevo/27208-vegetacao/5146/5044>. Acesso em 20 out. 2014.
- PORTAL DO GOVERNO. **“Bacias Hidrográficas”.** 2013. Disponível em: <http://www.mg.gov.br/governomg/portal/c/governomg/conheca-minas/geografia/5667-bacias-hidrograficas/69546-bacias-hidrograficas/5146/5044>. Acesso em 20 out. 2014.
- RAMOS, Dorel Soares. **Perspectivas da Indústria de Energia Eólica no âmbito dos processos de inovação _ Áreas de Comercialização e Regulação.** 2009. Disponível em: <https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0CB0QFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.nuca.ie.ufrj.br%2Fg>



esel%2Fapresentacoes%2FDorel.pptx&ei=FMgRVbfWafWKsQSO3YL4DA&usg=AFQjCNEVgnSs4MbrSwZIWdE4Hk_wC4Ef7A. Acesso em 10 fev 2015.

- RICOSTI, J. F. C., SAUER, I. L. “**An assessment of wind power prospects in the Brazilian hydrothermal system**”. In Renewable and Sustainable Energy Reviews, ELSEVIER, pp. 750-751, 2013.
- SALINO, J. Pedro. **Energia Eólica no Brasil: Uma comparação do PROINFA e dos novos leilões**. 2011. Disponível em: file:///C:/Users/M1227485/Downloads/monopoli10001705.pdf . Acesso em 20 dez 2014.
- SIMAS, M. **Energia Eólica e o desenvolvimento sustentável no Brasil: Estimativa da Geração de empregos por meio de uma Matriz de Insumo-Produto Ampliada**. 2012. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo – USP. São Paulo.
- TOLMASQUIM, Maurício. **Perspectivas Energéticas para o Brasil**. 2012. Disponível em: <http://pt.slideshare.net/CBE2012/xiv-cbe-mauricio-tolmasquim-23-out-2012>. Acesso em 30 dez 2014.
- ZAHEDI, F. 1986. **The Analytic Hierrchy Process – A Survey of the Method and its Applications**. Informs Pubs OnLine. Disponível em: <http://pubsonline.informs.org/doi/abs/10.1287/inte.16.4.96>. Acesso em: 12 dez 2014.
- ZEE – ZONEAMENTO ECOLÓGICO-ECONÔMICO DO ESTADO DE MINAS GERAIS. **Componente Socioeconômico**. Editora UFLA. Lavras. 2008.
- ZEE – ZONEAMENTO ECOLÓGICO-ECONÔMICO DO ESTADO DE MINAS GERAIS. 2009. Disponível em: <http://www.zee.mg.gov.br/>, Acesso em: 20 jun 2014.