Energias renováveis para geração de eletricidade na América Latina: mercado, tecnologias e perspectivas

COPPER

International Copper Association, Ltd.
ICA, Latinoamérica

2010

Copper Connects Life ™

EQUIPE DE EXECUÇÃO

Gilberto De Martino Jannuzzi
Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP e International Energy Initiative – IEI, Brasil

Odón de Buen Rodríguez
Energía, Tecnología y Educación, S.C. – ENTE, S.C., México

João Gorenstein Dedecca
International Energy Initiative – IEI, Brasil

Larissa Gonçalves Nogueira
International Energy Initiative – IEI, Brasil

Rodolfo Dourado Maia Gomes
International Energy Initiative – IEI, Brasil

Judith Navarro
Energía, Tecnología y Educación, S.C. – ENTE, S.C., México

DIREITOS AUTORAIS

© 2010 International Copper Association

DISCLAIMER

Apesar deste documento ter sido preparado com os devidos cuidados, o ICA e qualquer outra instituição participante não se responsabilizam pelas informações e análises apresentadas que devem ser creditadas diretamente aos autores do estudo.

International Copper Association
Latin America
Av. Vitacura 2909, Oficina 303
Las Condes, Santiago
Chile
www.procobre.org

Índice

1 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES....1

1.1 FATORES GLOBAIS 1
1.2 DIRETRIZES POLÍTICAS LOCAIS 1
1.3 SITUAÇÃO ATUAL (EM 2009) 1
1.4 PREVISÕES PARA 2015-2020....2
1.5 POLÍTICAS E REGULAMENTAÇÕES MAIS COMUNS 3
1.6 INTERESSADOS....3
1.7 ANÁLISE MULTICRITÉRIO 4
1.8 CONCLUSÕES GERAIS....4
1.9 RECOMENDAÇÕES À ICA 5
1.10 TIPOS DE AÇÕES / INTERVENÇÕES DA ICA....6

2 SUMÁRIO EXECUTIVO 7

2.1 A GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS: SITUAÇÃO E PERSPECTIVAS 7
2.2 O MERCADO FUTURO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS NÃO CONVENCIONAIS 9
2.3 QUANTIDADE DE COBRE 13
2.4 A SITUAÇÃO REGULATÓRIA, DE INCENTIVOS E FINANCIAMENTOS 13
2.5 AGENTES PÚBLICOS, ATORES DO MERCADO, PARCEIROS E INSTITUIÇÕES 16
2.6 A PRIORIZAÇÃO DOS MERCADOS DE ENERGIA RENOVÁVEL NA AMÉRICA LATINA 18

3 ENERGIAS RENOVÁVEIS NA AMÉRICA LATINA....21

3.1 MERCADO ATUAL DE FONTES RENOVÁVEIS E TENDÊNCIAS 21
3.1.1 INTRODUÇÃO 21
3.1.2 POTENCIAL EXISTENTE 21
3.1.3 PROJEÇÕES....24
3.1.4 AMÉRICA CENTRAL....29
3.1.5 ARGENTINA 34
3.1.6 BRASIL 42
3.1.7 CHILE....53
3.1.8 COLÔMBIA....64
3.1.9 MÉXICO 71
3.1.10 PERU 75
3.1.11 VENEZUELA....82
3.2 MARCO LEGAL 89
3.2.1 AMÉRICA CENTRAL....89
3.2.2 ARGENTINA 90
3.2.3 BRASIL 95
3.2.4 CHILE....106
3.2.5 COLOMBIA....111
3.2.6 MÉXICO 118
3.2.7 PERU 119
3.2.8 VENEZUELA....127

3.3 PARCEIROS E INSTITUIÇÕES 128
3.3.1 AMÉRICA CENTRAL 128
3.3.2 ARGENTINA 129
3.3.3 BRASIL 131
3.3.4 CHILE 132
3.3.5 COLOMBIA 133
3.3.6 MÉXICO 134
3.3.7 PERU 136
3.3.8 VENEZUELA 138
3.4 DEMANDA DE COBRE 139

4 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 141

5 ANEXO 162

5.1 DESCRIÇÃO DA ANÁLISE MULTICRITÉRIO 162
5.1.1 MÉTODO E ETAPAS 162
5.1.2 EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO MÉTODO 165
5.1.3 RESULTADOS 174
5.1.4 CONCLUSÕES 185
5.1.5 REFERÊNCIAS 185

Índice de Tabelas

Tabela 1: Capacidade instalada adicional mínima e máxima por fonte e país (MW) 2
Tabela 2: Estimativa de cobre adicional necessário para atender à demanda de eletricidade projetada a partir de tecnologias ER para o ano 2020 (ton) 3
Tabela 3: Potencial estimado de fontes alternativas para geração de eletricidade 9
Tabela 4: Capacidade Instalada atual e estimada de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis (MW) 12
Tabela 5: Quantidade mínima e máxima de cobre adicional projetada para 2020 (em toneladas) . 13
Tabela 6: Marcos legais, incentivos, mecanismos de suporte e financiamento 16
Tabela 7: Participantes do mercado de tecnologias de fontes renováveis 17
Tabela 8: Análise multicritério: o problema, objetivos e decisores 19
Tabela 9: Tecnologias e países em estudo 19
Tabela 10: Capacidade Hidroelétrica Teórica e Atual na América Latina e Caribe, 2005. 22
Tabela 11: Potencial de Energia Geotérmica. 23
Tabela 12: Potencial de Energia Eólica. 23
Tabela 13: Potencial de Energia Solar (Plano Horizontal à Superfície). 24
Tabela 14: Cenário de referência da geração e potência instalada América Latina no horizonte até 2030. 26
Tabela 15: Cenário de políticas alternativas para geração e potencia instalada na América Latina até 2030. 26
Tabela 16: Perspectivas para a capacidade instalada acumulada de CSP na América Latina 27
Tabela 17: Perspectivas para a capacidade instalada acumulada de energia eólica na América Latina 28
Tabela18: Capacidade instalada de energia eólica 2008/2009 (MW) 29
Tabela 19: Capacidade instalada usando energias renováveis na América Central, 2008 31
Tabela 20: Capacidade projetada a instalar usando fontes renováveis na América Central até 2015 32
Tabela 21: Potencial hidroelétrico na América Central, 2008 (MW) 33
Tabela 22:Capacidade instalada e potencial geotérmico na América Central em 2008 (MW) 34
Tabela 23: Capacidade Instalada para geração de eletricidade na Argentina (2008-2009) 35
Tabela 24: Licitações de Energias Renováveis e Potências a Serem Contratadas 37
Tabela 25: Cenários de Referência e Revolução Energética 38
Tabela 26: Projeções de Energias Renováveis no Brasil 42
Tabela 27: Capacidade Instalada no Brasil para Geração de Eletricidade 42
Tabela 28: Taxa de crescimento anual por fonte de acordo com o PDE 2019 44
Tabela 29: Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (MW), 2010-2019 45
Tabela 30: Expansão da Oferta de Energia Elétrica em Longo Prazo, por Fonte de Geração (MW) 46
Tabela 31: Capacidade instalada adicional prevista por fonte para o PNE 2030 e a versão preliminar do PDE 2010-2019. 47
Tabela 32: Cenários para fontes renováveis em 2015, 2020 e 2030 48
Tabela 33: Leilões específicos para fontes renováveis que contemplaram a biomassa 49
Tabela 34: Distribuição regional da capacidade de geração de energia elétrica excedente a partir da biomassa do setor sucroalcooleiro segundo as tecnologias de geração termelétrica empregadas na expansão e renovação no parque industrial do setor sucroalcooleiro no Brasil – MW 51
Tabela 35: Projeção da capacidade instalada e geração de eletricidade a partir de concentradores térmicos solares 53
Tabela 36: Projeções de Energias Renováveis no Chile 53

TABELA 37: CAPACIDADE INSTALADA NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DO CHILE (2008) 55
TABELA 38: CAPACIDADE INSTALADA NO SIC (MW) 56
TABELA 39: CENÁRIOS DE REFERÊNCIA E ER NO CHILE. 57
TABELA 40: CENÁRIOS E SEUS CUSTOS DE INVESTIMENTO 59
TABELA 41: RADIAÇÃO SOLAR NACIONAL 62
TABELA 42: LOCAIS PRIORITÁRIOS PARA O DESENVOLVIMENTO DE PROJETOS DE ENERGIA DAS ONDAS E PRODUÇÃO ANUAL ESTIMADA DE ENERGIA PARA UM PARQUE DE ONDAS DE 30 MW PELAMIS (1KM^2)... 64
TABELA 43: ÁREAS IDENTIFICADAS COM BOM POTENCIAL DE APROVEITAMENTO DA ENERGIA DAS MARÉS. 64
TABELA 44: CAPACIDADE INSTALADA ATUAL E PROJEÇÕES PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NA COLÔMBIA (2009) 65
TABELA 45:CAPACIDADE INSTALADA VS. PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE COM ENERGIA RENOVÁVEL EM 2008... 72
TABELA 46:CAPACIDADE REQUERIDA PARA 2015 E 2020 INCLUINDO ENERGIAS RENOVÁVEIS NO MÉXICO 73
TABELA 47: CAPACIDADE INSTALADA ATUAL E PROJEÇÕES PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NO PERU (2009) 76
TABELA 48: PRE 2017 – CENÁRIO BASE – INSERÇÃO DE CAPACIDADE DE GERAÇÃO RENOVÁVEL 78
TABELA 49: LICITAÇÃO COM RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVÁVEIS 79
TABELA 50: CAPACIDADE INSTALADA NO SISTEMA ELÉTRICO VENEZUELANO (2008) 84
TABELA 51: POTENCIAL ESTIMADO E CAPACIDADE ACUMULADA A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS NA VENEZUELA. 85
TABELA 52: EMPREENDIMENTOS, CAPACIDADE E DATA DE ENTRADA DOS EMPREENDIMENTOS 87
TABELA 53: VALOR DAS TARIFAS ESPECIAIS DE INJEÇÃO DE ELETRICIDADE 92
TABELA 54: FONTES CONTEMPLADAS PELO PROINFA, POTÊNCIA POR FONTE (MW) E QUANTIDADE DE PROJETOS CONTRATADOS POR FONTE 97
TABELA 55: VALORES ECONÔMICOS POR FONTE 97
TABELA 56: REGULAMENTAÇÃO E INCENTIVO ECONÔMICOS: MINI-REDES*VERSUS* SIGFI'S. 100
TABELA 57: PROJETOS DE LEI REFERENTES A FONTES RENOVÁVEIS. 101
TABELA 58: EQUIPAMENTOS EÓLICOS E SOLARES FOTOVOLTAICOS ISENTOS DE ICMS. 102
TABELA 59: SÍNTESE DAS PROPOSTAS APONTADAS PELO CGEE 103
TABELA 60: PROJETOS DE LEI DE INCENTIVO ÀS ERNCS NO CHILE. 111
TABELA 61: REMUNERAÇÃO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA EM ZNI COLOMBIANAS 117
TABELA 62: RETORNO MÁXIMO EM ADMINISTRAÇÃO E O&M NAS ZNI COLOMBIANAS 117
TABELA 63: RESULTADOS DA LICITAÇÃO RER Nº 1/2010 123
TABELA 64:ANÁLISE DAS PRINCIPAIS INSTITUIÇÕES DE FOMENTO ÀS FONTES RENOVÁVEIS ALTERNATIVAS NA AMÉRICA CENTRAL 128
TABELA 65: ANÁLISE DAS PRINCIPAIS INSTITUIÇÕES DE FOMENTO ÀS FONTES RENOVÁVEIS ALTERNATIVAS NA ARGENTINA 130
TABELA 66: ANÁLISE DAS PRINCIPAIS INSTITUIÇÕES DE FOMENTO ÀS FONTES RENOVÁVEIS ALTERNATIVAS NO BRASIL 132
TABELA 67: ANÁLISE DAS PRINCIPAIS INSTITUIÇÕES DE FOMENTO ÀS FONTES RENOVÁVEIS ALTERNATIVAS NO CHILE. 132
TABELA 68: ANÁLISE DAS PRINCIPAIS INSTITUIÇÕES DE FOMENTO ÀS FONTES RENOVÁVEIS ALTERNATIVAS NA COLÔMBIA. 133
TABELA 69: ANÁLISE DAS PRINCIPAIS INSTITUIÇÕES DE FOMENTO ÀS FONTES RENOVÁVEIS ALTERNATIVAS NO PERU. 136
TABELA 70: ANÁLISE DAS PRINCIPAIS INSTITUIÇÕES DE FOMENTO ÀS FONTES RENOVÁVEIS VENEZUELA. 138
TABELA 71: CAPACIDADE INSTALADA ADICIONAL POR FONTE E PAÍS (MW) 139
TABELA 72: QUANTIDADE DE COBRE POR POTÊNCIA PARA CADA FONTE 139
TABELA 73: QUANTIDADE MÍNIMA E MÁXIMA DE COBRE ADICIONAL PROJETADA PARA 2020 (EM TONELADAS) 140
TABELA 74: ESPECIFICAÇÃO DO PROBLEMA, OBJETIVOS DEFINIDOS E ATORES IDENTIFICADOS 166
TABELA 75: TECNOLOGIAS E PAÍSES EM ESTUDO 166
TABELA 76: ESCALA DE AVALIAÇÃO DO NÍVEL DO CRITÉRIO QUANTITATIVO 167

TABELA 77: CRITÉRIOS PROPOSTOS E RESPECTIVOS PESOS E ESCALAS 167
TABELA 78: QUANTIDADE MÍNIMA E MÁXIMA DE COBRE ADICIONAL PROJETADA PARA 2020 (EM TONELADAS) 168
TABELA 79: VALORAÇÃO DA LEGISLAÇÃO PARA OS PAÍSES DO ESTUDO CONFORME ESCALA 169
TABELA 80: VALORAÇÃO DA LEGISLAÇÃO PARA OS PAÍSES DO ESTUDO A PARTIR DOS PESOS DADOS POR TIPO DE INSTRUMENTO REGULATÓRIO 170
TABELA 81: VALORAÇÃO CONSOLIDADA DA LEGISLAÇÃO PARA OS PAÍSES DO ESTUDO 171
TABELA 82: VALORAÇÃO DOS ATORES PARA AS TECNOLOGIAS POR PAÍSES ANALISADOS 172
TABELA 83: VALORAÇÃO DOS ATORES PARA AS TECNOLOGIAS POR PAÍSES ANALISADOS PARA DIFERENTES PESOS 173
TABELA 84: CRITÉRIOS E RESPECTIVAS VALORAÇÕES PARA QUANTIDADE DE COBRE MÍNIMA (ESQUERDA) E MÁXIMA (DIREITA) 176

Índice de Figuras

FIGURA 1: PARTICIPAÇÃO ATUAL DAS FONTES RENOVÁVEIS NA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NA AL 7
FIGURA 2: A CONTRIBUIÇÃO DE CADA PAÍS PARA A CAPACIDADE ATUAL DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS ALTERNATIVAS..... 8
FIGURA 3: BIOMASSA: CAPACIDADE INSTALADA ATUAL E VALORES PROJETADOS (MÉDIOS) (MW) 10
FIGURA 4: ENERGIA EÓLICA: CAPACIDADE INSTALADA ATUAL E VALORES PROJETADOS (MÉDIOS) (MW) 10
FIGURA 5: PCHS: CAPACIDADE INSTALADA ATUAL E VALORES PROJETADOS (MÉDIOS) (MW)..... 11
FIGURA 6: ENERGIA GEOTÉRMICA: CAPACIDADE INSTALADA ATUAL E VALORES PROJETADOS (MÉDIOS) (MW) . 11
FIGURA 7: PARTICIPAÇÃO PERCENTUAL POR PAÍS NA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NA AMÉRICA CENTRAL, 200830
FIGURA 8: CAPACIDADE INSTALADA NA AMÉRICA CENTRAL, 2008 31
FIGURA 9: CAPACIDADE INSTALADA POR FONTE PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE EM 2015 E 2019 DE ACORDO COM O PDE 2019 44
FIGURA 10: PARTICIPAÇÃO DAS FONTES DE ENERGIA PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE (% POTÊNCIA INSTALADA) 44
FIGURA 11: CAPACIDADE INSTALADA POR FONTE PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE EM 2015 E 2020 DE ACORDO COM O PNE 2030 47
FIGURA 12: GERAÇÃO ELÉTRICA SIC +SING: 1996-2008. 54
FIGURA 13: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA (MW) DE FONTES RENOVÁVEIS NO SIC ENTRE 2015 E 2025 PARA CADA CENÁRIO..... 56
FIGURA 14: ÁREAS DE LICITAÇÃO EM JUNHO DE 2009. 61
FIGURA 15: RADIAÇÃO SOLAR DIRETA A NÍVEL MUNDIAL. 62
FIGURA 16:CAPACIDADE INSTALADA NO SETOR PÚBLICO MEXICANO EM 2008 (MW)..... 72
FIGURA 17: CONSUMO DE ENERGIA POR FONTE EM 2007 84
FIGURA 18: LOCALIZAÇÃO E CAPACIDADE DOS EMPREENDIMENTOS DO PPGE 86
FIGURA 19: MAPA DO POTENCIAL DE APROVEITAMENTO DA ENERGIA EÓLICA 88
FIGURA 20: ZONAS COM POTENCIAL DE APROVEITAMENTO DA BIOMASSA..... 88
FIGURA 21: ZONAS COM POTENCIAL DE APROVEITAMENTO DA ENERGIA SOLAR 89
FIGURA 22: REGULAMENTAÇÃO APLICADA EM FUNÇÃO DO SISTEMA DE CONEXÃO..... 107
FIGURA 23: ISENÇÃO DE PAGAMENTO PELO USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO PARA MGNC EM FUNÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA. 108
FIGURA 24: CUSTO MARGINAL DE CURTO PRAZO MÉDIA ANUAL – BARRA DE REFERÊNCIA SANTA ROSA. 124
FIGURA 25: ETAPAS PARA REALIZAÇÃO DA ANÁLISE MULTICRITÉRIO..... 165
FIGURA 26: RANQUEAMENTO DOS PAÍSES-TECNOLOGIAS AVALIADOS – CENÁRIO 1: LIMITE INFERIOR DA QUANTIDADE DE COBRE ADICIONAL 177
FIGURA 27: RANQUEAMENTO DOS PAÍSES-TECNOLOGIAS AVALIADOS – CENÁRIO 2: LIMITE INFERIOR DA QUANTIDADE DE COBRE ADICIONAL 178
FIGURA 28: RANQUEAMENTO DOS PAÍSES-TECNOLOGIAS AVALIADOS – CENÁRIO 3: LIMITE INFERIOR DA QUANTIDADE DE COBRE ADICIONAL 179
FIGURA 29: RANQUEAMENTO DOS PAÍSES-TECNOLOGIAS AVALIADOS – CENÁRIO 4: LIMITE INFERIOR DA QUANTIDADE DE COBRE ADICIONAL 180
FIGURA 30: RANQUEAMENTO DOS PAÍSES-TECNOLOGIAS AVALIADOS – CENÁRIO 1: LIMITE SUPERIOR DA QUANTIDADE DE COBRE ADICIONAL 181
FIGURA 31: RANQUEAMENTO DOS PAÍSES-TECNOLOGIAS AVALIADOS – CENÁRIO 2: LIMITE SUPERIOR DA QUANTIDADE DE COBRE ADICIONAL 182
FIGURA 32: RANQUEAMENTO DOS PAÍSES-TECNOLOGIAS AVALIADOS – CENÁRIO 3: LIMITE SUPERIOR DA QUANTIDADE DE COBRE ADICIONAL 183
FIGURA 33: RANQUEAMENTO DOS PAÍSES-TECNOLOGIAS AVALIADOS – CENÁRIO 4: LIMITE SUPERIOR DA QUANTIDADE DE COBRE ADICIONAL 184

Glossário

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AMDEE	Associação Mexicana de Energia Eólica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANES	Associação Nacional de Energia Solar
Asocaña	Associação de Cultivadores de Cana-de-Açúcar da Colômbia
BEN	Balanço Energético Nacional
BioC	Biocombustíveis
BM	Banco Mundial
CADER	Câmara Argentina de Energias Renováveis
CAMMESA	Companhia Administradora do Mercado Elétrico Atacadista S.A.
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CFE	Comissão Federal de Eletricidade
CFEE	Conselho Federal de Energia Elétrica
CNE	Comissão Nacional de Energia
COES SINAC	Comitê de Operação Econômica do Sistema Interligado Nacional
CORFO	Corporação de Fomento à Produção
CRE	Comissão Reguladora de Energia
CREE	Centro Regional de Energia Eólica
CREG	Comissão de Regulação de Energia e Gás
CSP	Energia Solar Concentrada
DGER	Direção Geral de Eletrificação Rural
DR	Desenvolvendo Renováveis
ENARSA	Energia Argentina S.A.
ENRE	Entidade Nacional Reguladora da Eletricidade
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPM	Empresas Públicas de Medellin
ER	Energia Renovável
EREC	Conselho Europeu de Energia Renovável
ERNC	Energia Renovável Não Convencional
ESMAP	Programa de Assistência ao Gerenciamento do Setor Elétrico

f.c.	Fator de Capacidade
FV	Fotovoltaico
FAZNI	Fundo de Apoio Financeiro para a Energização de Zonas Não-interconectadas
FB	Fundação Bariloche
FEDEI	Fundo Especial de Desenvolvimento Elétrico do Interior
FIRCO	Crédito com Risco Compartilhado
FNEE	Fundo Nacional de Energia Elétrica
FONHIDRO	Fundo Nacional de Fomento do Hidrogênio
GAC	Centro Aeroespacial Alemão
GEA	Grupo de Energias Alternativas
GEF	Fundo Mundial para o Meio Ambiente
GENREN	Licitação de Energia Elétrica a Partir de Fontes Renováveis
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GWEC	Conselho Global de Energia Eólica
ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas e Certificação
IEA	Agência Internacional de Energia
IIE	Instituto de Pesquisas Elétricas
INDECOPI	Instituto Nacional de Defesa da Competição e de Proteção da Propriedade Intelectual (Peru)
INGEMMET	Instituto Geológico Mineiro e Metalúrgico
INGEOMINAS	Instituto Colombiano de Geologia e Mineração
IPSE	Instituto de Planejamento e Promoção de Soluções Energéticas para as Zonas Não-Interligadas
LCE	Lei de Concessões Elétricas
LPT	Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica Luz para Todos
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MEM	Ministério de Energia e Minas
MEM	Mercado Elétrico Atacadista
MME	Ministério de Minas e Energia
NREL	Laboratório Nacional de Energias Renováveis
OEF	Obrigação de Energia Firme
OSINERGMIN	Organismo Supervisor do Investimento em Energia e Mineração
OTEC	Conversão de Energia Térmica do Oceano
PAH	Pequenas Centrais Hidroelétricas
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PDE	Plano Decenal de Energia

PEN	Plano Energético Nacional
PENEE	Plano Estratégico Nacional de Energia Eólica
PER	Plano de Expansão de Referência Geração-Transmissão
PERMER	Programa de Energias Renováveis em Meio Rural
PNE	Plano Nacional de Energia
PNER	Plano Nacional de Eletrificação Rural
PRE	Plano Referencial de Eletricidade
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PROURE	Programa de Uso Racional e Eficiente da Energia e Demais Formas Não-Convencionais de Energia
REEEP	Energias Renováveis e Parcerias para Eficiência Energética
RER	Recursos Energéticos Renováveis
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
SEIN	Sistema Interligado Nacional
SEN	Secretaria de Energia da Nação
SENER	Secretaria de Energia
SFCRs	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
SIC	Sistema Interconectado Central
SIN	Sistema Interligado Nacional
SING	Sistema Interligado do Grande Norte
UHE	Usina Hidroelétrica de Energia
UPME	Unidade de Planejamento Mineiro-Energética
URE	Uso Racional de Energia
UTE	Usina Termoelétrica de Energia
WISDOM	Oferta Integrada de Lenha / Mapeamento da Demanda
ZNI	Zona Não-Interligada

1 Conclusões e recomendações

1.1 Fatores Globais

1. Há um conjunto de fatores globais que têm influência significativa nos componentes econômicos do desenvolvimento de energias renováveis:
   - **Preço do petróleo.** O petróleo é a principal fonte de energia da economia mundial e seu preço, após um rápido e acentuado declínio em 2008, recuperou-se significativamente nos últimos dois anos. Essa recuperação teve forte impacto sobre as alternativas energéticas, como as energias renováveis (ER–Energia Renovável).
   - **Taxas de juros.** O principal componente do custo das tecnologias ER é o custo do investimento, que é afetado pelas taxas de juros, que têm experimentado seu nível mais baixo em décadas no contexto internacional.
   - **Custo e desenvolvimento tecnológico**. O custo das tecnologias ER ($/kWh) tem diminuído nas últimas décadas, e, em muitos contextos e nichos de mercado, tornando-as, juntamente com os fatores acima referidos, competitivas com as alternativas baseadas em combustíveis fósseis. Tem havido continuado interesse e desenvolvimento de algumas tecnologias ER, como a eólica, biomassa e, mais recentemente, solar fotovoltaica.
   - **Negociações sobre mudanças climáticas**. O potencial de redução de CO_2 com as ER e o fato de dois países latino-americanos (Brasil e México) serem atores importantes nas negociações globais também constituem fatores significativos que favorecem a implantação de ER na região.

1.2 Diretrizes políticas locais

2. A análise mostrou que na maioria dos países as questões e preocupações locais têm sido fatores importantes para apoiar as políticas de ER. A lista abaixo apresenta as principais questões e os países em que têm sido influentes:
   - Segurança energética nacional
     - Brasil, América Central, Chile, México
   - Preocupações ambientais
     - Brasil, Chile
   - Custo da energia
     - Argentina, Colômbia
   - Potencial da ER
     - Argentina, Brasil, Chile, México

1.3 Situação atual (em 2009)

3. As fontes ER consideradas neste relatório[1] respondem por 2,5 a 5% da capacidade total de energia elétrica dos países analisados[2]. O Brasil e o Peru têm cerca de 5% da sua

[1] Hidroelétricas de grande porte (>30 MW) não foram consideradas, somente pequenas hidroelétricas (≤ 30MW).

[2] América Central, Argentina, Brasil, Chile, Colômbia, México, Peru e Venezuela.

capacidade atendida por ER: a Argentina e Colômbia têm cerca de 4%, México e Chile têm 2,5%.

4. Entre as tecnologias pesquisadas a biomassa é a principal fonte utilizada na geração de eletricidade. Cerca de 50% da capacidade total de ER instalada na América Latina é fornecida a partir de biomassa. As pequenas hidroelétricas (PCH) somam atualmente 37% da capacidade de ER existente e a energia eólica representa outros 13%. Sistemas fotovoltaicos ainda constituem uma quantidade insignificante.
5. A produção de eletricidade a partir de biomassa é particularmente representativa no Brasil (5,4 GW), onde sua capacidade instalada é superior à das pequenas centrais hidroelétricas. Ela também é importante na Argentina (0,72 GW) e na Colômbia (0,18 GW). Nesses países, a produção de eletricidade a partir de biomassa está associada com a produção de açúcar (e etanol) e há um interesse crescente na expansão dos sistemas de co-geração dentro dessa indústria.
6. Atualmente, a maior parte da capacidade instalada de sistemas de energia eólica está localizada no Brasil (1,4 GW), seguida pelo México (0,85 GW) e pela Argentina (0,30 GW). Durante 2008-2009 os países com maiores taxas de crescimento foram o Brasil (78%), México (138%) e Chile (740%).

1.4 Previsões para 2015-2020

7. Todos os países pesquisados têm planos de expansão da produção de eletricidade a partir das fontes alternativas consideradas (Tabela 1).
8. A energia eólica é a tecnologia mais promissora até 2020, considerando os planos oficiais de energia, exceto para o Brasil, onde a biomassa deverá continuar a dominar. A energia eólica e a de biomassa são as tecnologias mais importantes nos países analisados para os próximos 5-10 anos.
9. É esperada significativa expansão da energia eólica na Argentina, Brasil e Chile, e da biomassa no Brasil, Argentina, América Central, Colômbia e Peru.

Tabela 1: Capacidade instalada adicional mínima e máxima por fonte e país (MW)

	Brasil (2020)	Argentina (2020)	Chile (2020)	Peru (2020)	Colômbia (2020)	Venezuela (2013)	México(2020)	América Central(2015)
Energia eólica	6000- 7800	200 – 8000	1000 – 6122	0 - 403	9 – 100	172	1724	115
PCH	6966	1004	616 - 676	0 – 509	512 – 601	0	465	0
Biomassa	8521	300 – 1000	380 – 1742	101	180	0	100	110
Energia geotérmica	0	100 – 200	0 – 488	125 – 400	55	0	126	25,5
Solar fotovoltaica	0	250 - 500	4	80	0	0	0	0
Oceanos	0	0	0	0	0	0	0	0
CSP	195	300	0 - 970	0	0	0	0	0

Fonte: Os valores superiores e inferiores da projeção foram extraídos de fontes oficiais. Vide 3.4.

10. Com base nessas estimativas oficiais, a necessidade total adicional de cobre, estimada até 2020, deverá alcançar algo entre 57 a 111 mil toneladas (Tabela 2) nesse ano. A energia eólica e PCH representam 73% da demanda total de cobre para ambos os limites, superior e inferior. Quando a geração projetada de eletricidade a partir de biomassa é incluída, essas três tecnologias ER atingem 86% e 93% da demanda estimada para 2020 de cobre para os valores superiores e inferiores projetados, respectivamente.
11. Para o limite inferior da capacidade de energia projetada, o Brasil responde por 69% da quantidade total de cobre, seguido de longe pelo México com 10%. Para o limite superior, por outro lado, as participações são mais equilibradas: Brasil, Argentina e Chile são responsáveis por 40%, 27% e 22% respectivamente.

Tabela 2: Estimativa de cobre adicional necessário para atender à demanda de eletricidade projetada a partir de tecnologias ER para o ano 2020 (ton)

	Brasil (2019)	Argentina (2020)	Chile (2020)	Peru (2020)	Colômbia (2020)	Venezuela (2013)	México (2020)	América Central (2015)	Total (min-max)
Energia eólica	15000-19500	500-20000	2500-15310	0-1010	20-250	430	4310	290	23050-61100
PCH	13930	2010	1230-1350	0-1020	1020-1200	0	930	0	19120-20440
Biomassa	10230	360-1200	460-2090	120	220	0	120	130	11640-14110
Energia geotérmica	0	0-800	0-1950	500-1600	220	0	500	100	1320-5170
Solar fotovoltaica	0	0-4400	40	700	0	0	0	0	740-5140
Oceanos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CSP	780	1200	0-3880	0	0	0	0	0	1980-5860
Total	39940 – 44440	4070 – 29610	4230-24620	1320-4450	1480-1890	430	5860	520	57850-111820

Fonte: Tabela 4. Nota: Os valores superiores e inferiores da projeção foram extraídos de fontes oficiais. Vide Seção3.4. Não são valores acumulados, referem-se a valores estimados para 2020.

1.5 Políticas e regulamentações mais comuns

12. Todos os países pesquisados possuem algum tipo de política de promoção de ER.
13. Na maioria dos casos, o principal instrumento é uma lei geral com uma variedade de instrumentos específicos.
    - O país com a política mais completa e avançada e regulamentação mais específica para ER é o Brasil.
14. Existem também mecanismos específicos de regulação tecnológica, especialmente para a energia eólica, biomassa, geotérmica e fotovoltaíca.
    - Tal é o caso da Argentina, Brasil, Chile, Colombia e Peru.
15. Os mecanismos específicos têm uma variedade de formas:
    - Subvenções tarifárias (FIT - *Feed in tarrifs*) e vantagens competitivas (Brasil)
    - *Wheeling*transmissão de eletricidade de uma entidade através de redes e equipamentosde outra compania a preço fixo (México)
    - Deduções e/ou isenções fiscais.
16. Em alguns casos, a regulamentação promovida pelas agências regulatórias (e não leis específicas voltadas à ER) está impulsionando o desenvolvimento de projetos ER.
    - No México, os contratos de interconexão e as tarifas *wheeling* para projetos ER são os instrumentos que impulsionam os investimentos.
    - O Chile introduziu rapidamente várias medidas regulatórias mais abrangentes (não específicas para determinadas tecnologias) para estimular o mercado de ER.

1.6 Interessados

17. Foi investigada a presença e a atividade de partes interessadas (*stakeholders*) ligadas à promoção das tecnologias de ER. O estudo identificou os mais relevantes Desenvolvedores de Projetos, Fabricantes, Ministérios/Agências Ambientais, Associações Comerciais, Câmaras de Indústria e Comércio, Bancos Internacionais, Organismos Multilaterais e Agências Nacionais.

18. A presença dos fabricantes é ainda muito limitada e praticamente inexistente, exceto no Brasil (biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e eólicas) e na Argentina (pequenas hidrelétricas e eólicas).

19. Desenvolvedores de projetos e parceiros locais são mais difundidos e os países com maior número de partes interessadas por estas tecnologias são: fotovoltáicos (Peru e México), biomassa (Argentina e Brasil), pequenas centrais hidrelétricas (Argentina, Brasil, Peru, Colômbia, México e América Central), eólicas (Argentina e Brasil) e geotérmicas (Peru e México).

20. Associações comerciais mais ativas por tecnologias ER: fotovoltáicos (Peru, Chile e México), biomassa (Argentina, Brasil), pequenas centrais hidrelétricas (Chile) e energia eólica (Argentina, Brasil e México).

21. Centros de pesquisa mais ativos por tecnologias ER: biomassa (Argentina, Brasil, América Central, Colômbia), solar fotovoltaica (Brasil), pequenas centrais hidrelétricas (Argentina, Brasil).

1.7 Análise multicritério[3]

22. Considerando o futuro do mercado de cobre (até o ano 2020), a regulamentação existente e a presença de partes interessadas locais, os pares mais atraentes de tecnologia-país são (em ordem de importância):

    Considerando as projeções oficiais mais conservadoras para o mercado:

    - Brasil-energia eólica
    - Brasil-biomassa
    - Brasil-pequenas centrais hidroelétricas
    - Argentina-energia eólica
    - México-energia eólica
    - Chile-energia eólica

    Considerando as projeções mais ambiciosas para o mercado:

    - Brasil-energia eólica
    - Argentina-energia eólica
    - Brasil-biomassa
    - Brasil-pequenas centrais hidroelétricas
    - Chile-energia eólica
    - Mexico-energia eólica e Argentina-fotovoltaica

23. Estes pares representam os mercados mais promissores para o futuro, considerando as informações coletadas usando as projeções oficiais de eletricidade (até 2020, e considerando a menor e a maior projeção para a demanda de cobre), a regulamentação já existente e os interessados locais.

1.8 Conclusões gerais

24. A seguir estão as principais conclusões que podem ser extraídos do estudo:

    - Velocidade: A expansão da ER nos países analisados está se movendo rapidamente.

[3] Refira-se à seção 5.1 para uma descrição completa do exercício realizado. Este exercício foi feito considerando a contribuição da análise realizada para as três componentes do presente estudo: potencial de mercado, regulamentação e enquadramento político, e stakeholders (interessados) locais. O objetivo foi investigar os pares mais promissoresde tecnologia-país até ao ano 2020.

- Tecnologias: As maiores oportunidades estão na energia eólica e de biomassa
- Países com destaque:
  - Possuem grande potencial, porém com crescimento nulo ou muito baixo: Venezuela, América Central, Colombia
  - Possuem grande potencial, com rápido crescimento: Brasil, Argentina, Chile e México
- Políticas: Existem várias iniciativas legais e iniciativas regulatórias, mas não existem incentivos financeiros suficientes nem outros mecanismos de mercado
- Regulamentação: Enquanto o Brasil optou por criar regulamentações específicas para as diferentes tecnologias de ER, o Chile introduziu uma regulação de ER mais abrangente. Ainda é cedo para recomendar o melhor modelo para estimular os mercados de ER.
- Partes Interessadas: Os desenvolvedores de projetos são fundamentais para consolidar o mercado dessas tecnologias, mas não tem massa crítica suficiente.
- Impactos: Ainda a serem vistos.
- Principais fatores motivadores: Preço do petróleo, declínio dos custos da tecnologia, preocupações ambientais (mudanças climáticas e poluição local), segurança energética.

1.9 Recomendações à ICA[4]

25. Documentar e promover os países com sucessos. Isso pode ser feito sob a forma de estudos de casos que podem incluir:
    - País: Brasil.
    - Tecnologia: Eólica e biomassa, como as mais promissoras. Pequenas centrais hidroelétricas, uma segunda escolha relevante.
    - Mecanismos (regulamentações): Informações de tarifas e leilões (Proinfa e leilões regulares) no Brasil e regulamentações no México. Chile (portfólio de ER)
26. Tornar-se mais ativa nos países que têm potencial significativo, mas também grandes incertezas no desenvolvimento de ER:
    - Argentina→ Evolução dos projetos de ER
    - México → Evolução das políticas de ER
27. Fornecer ajuda aos países que têem baixa ou nenhuma avaliação de recursos ER.
    - Bolívia, Paraguai, Uruguai, Venezuela.
28. Ajudar a identificar gargalos de infra-estrutura, particularmente em linhas de transmissão.
29. Potencializar o suporte oferecido através de:
    - Parceria com aqueles que conhecem o negócio relacionado com ER (colaboradores dos projetos e fabricantes).
    - Facilitar o intercâmbio com os líderes mundiais de integração em grande escala de redes de ER (como EUA, Alemanha, Espanha, China e Irlanda).
    - Juntar-se a outros patrocinadores em suas iniciativas e convidá-los a novas (como o BID, Banco Mundial, PNUMA, USAID e GTZ)

[4] Esta seção também se baseou na análise multicritério (vide Anexo 5.1) e na revisão da literatura.

1.10 Tipos de ações / intervenções da ICA.

30. Os itens acima podem ter a forma de:
    - Documentação: Documentação das melhores práticas para promover o os vencedores.
    - Estudos: Avaliações de recursos de ER e identificação de gargalos da infra-estrutura.
    - Seminários:
        - Nos países que têm alto potencial
        - Em parceria com os que conhecem o negócio e outros patrocinadores internacionais.
        - Trazer os campeões mundiais com integração de ER em grande escala em sua rede (em particular para energia eólica e biomassa)

2 Sumário Executivo

2.1 A geração de eletricidade a partir de fontes renováveis: situação e perspectivas

- América Latina possui um rico patrimônio de recursos energéticos renováveis, muito embora, historicamente o aproveitamento destes recursos na região tenha se feito através de grandes centrais de energia hidroelétrica. No entanto, há um enorme potencial de utilização mais ampla de novas fontes de energia renováveis: PCHs, eólica, solar, geotérmica, conforme é apresentado neste relatório.
- Considerando somente as fontes renováveis[5] utilizadas para a geração de eletricidade nos países estudados[6] observa-se que elas participam entre 2,5-5% da capacidade instalada atual desses países. O Brasil e Peru têm cerca de 5%, a Argentina e Colômbia perto de 4% e o México e Chile com 2,5% de sua capacidade atual.
- Entre as fontes alternativas utilizadas observa-se o predomínio da biomassa, que corresponde a 50% da capacidade instalada do conjunto desses países, sendo seguida de PCHs (37%) e energia eólica (13%). A capacidade instalada de energia fotovoltaica (FV) é ainda insignificante.

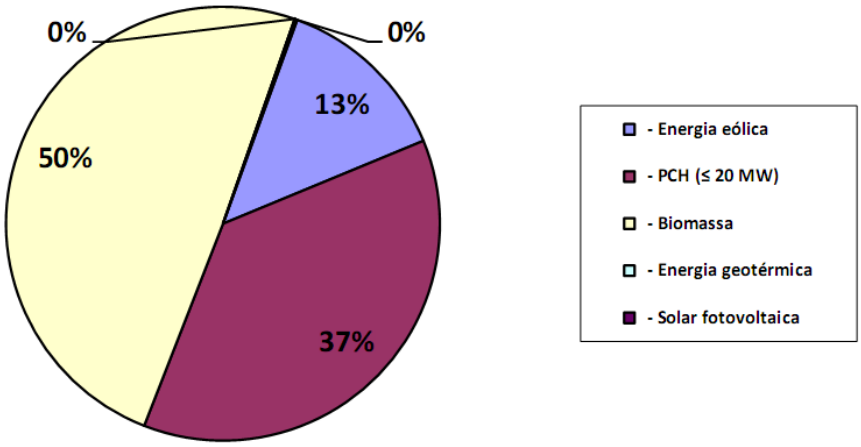


Figura 1: Participação atual das fontes renováveis na geração de eletricidade na AL

Fonte: Tabela 4.

- Entre os países estudados o Brasil é atualmente responsável por mais de 70% da capacidade instalada das fontes renováveis utilizadas para geração de eletricidade[7], seguida do México (9%) e da Argentina (7%). A Colômbia e os países da América Central representam 4% cada um da capacidade instalada atual e os demais países por 2%, com exceção da Venezuela. A alta participação da biomassa entre as fontes alternativas no Brasil e Argentina explica a sua predominância no âmbito regional. No entanto, nos demais países, existe atualmente, maior participação de PCHs.

[5] Neste trabalho as grandes hidroelétricas não estão sendo incluídas dentre as 'fontes renováveis', somente estão incluídas as PCHs.

[6] Argentina, Brasil, Chile, Peru, Colômbia, Venezuela, México e América Central.

[7] V. nota de rodapé (5) , somente considerando as fontes alternativas: eólica, PCHs, solar fotovoltaico, biomassa.

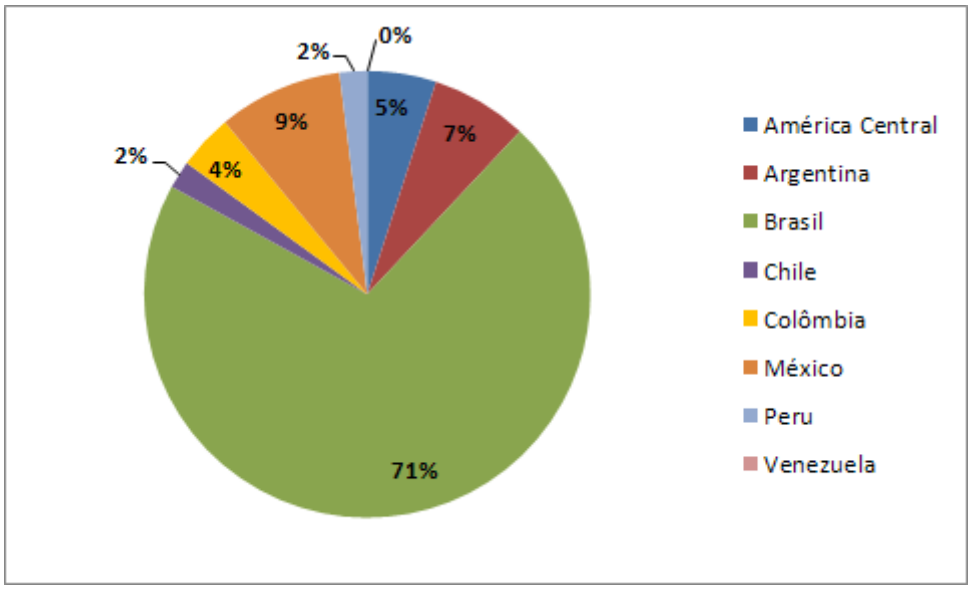


Figura 2: A contribuição de cada país para a capacidade atual de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis alternativas.

Fonte: Tabela 4

- Com relação ao potencial hidroelétrico total, o México já explorou boa parte dos seus recursos economicamente viáveis, chegando ao índice de 87,4%, bem acima da média na região. O Brasil se destaca pela grande participação da energia hidroelétrica, mas ainda restando 58,4% da capacidade economicamente explorável a ser aproveitada. Entretanto, esses recursos concentram-se na região Norte do país e existem muitos entraves ambientais. Bolívia, Equador e Peru são os países da América do Sul que ainda possuem a maior disponibilidade de recursos hídricos economicamente viáveis para aproveitamento, já que tais países não aproveitam sequer 7% do potencial disponível. Venezuela e Paraguai se destacam na América do Sul por aproveitarem mais de 50% do potencial economicamente disponível para geração hidroelétrica na região.
- Energia geotérmica é um recurso importante no México e América Central, com capacidade instalada de 965 MW e 502 MW em 2008 respectivamente. Nesses dois casos é a principal fonte de geração de eletricidade. A Argentina possui campos de alta entalpia adequados para o aproveitamento geotérmico para a geração de eletricidade, mas não há uma estimativa do potencial de geração. O Chile é outro país que tem procurado desenvolver seu potencial geotérmico. Em 2009 o Governo do Chile abriu licitação para 20 concessões de exploração geotérmica. Durante o processo de licitação geotérmica foram recebidas 59 ofertas de projetos de exploração, que concedeu a 09 empresas a concessão das 20 áreas licitadas.
- A biomassa é um energético de especial importância no Brasil, onde já ultrapassa as PCHs. Ela também é relevante na Argentina e Colômbia estando muito associada àindústria sucro-alcooleira e crescente interesse em sistemas de co-geração nesses países.
- O Brasil é o país com maior capacidade instalada de energia eólica, sendo seguido do México e Argentina. Brasil, México e Chile tiveram o maior crescimento na geração eólica da região, respectivamente com 78%, 138% e 740% entre 2008 e 2009.
- A tabela a seguir apresenta os potenciais estimados das fontes estudadas para a geração de eletricidade. Os valores foram encontrados na literatura pesquisada e devem ser analisados com cuidado, pois provém de autores e estudos diversos que seguiram diferentes metodologias para as estimativas apresentadas.

Tabela 3: Potencial estimado de fontes alternativas para geração de eletricidade

	Solar Fotovoltaico (kWh/m².ano)	Energia Eólica (MW)	PCH (MW)	Geotermia (MW)	Biomassa (MW)
Argentina	1800	5000	425-480	150-2000	430
Brasil	1095-2372,5	>250000	25913	360-3000	26540[1]
Chile	663,5-2555	6000-10000	2600	3500-7000	1000
Peru	1900-2500;1800	2500	1000	1000-2990	178[2]
Colombia	1800	21000	25000	55[2]	47
Venezuela	1606-2445,5	45195	15000	910	340
México	1640-2370	40000	3250[3]	6500-8000	800
América Central	1725-2175	400 – 600 W/m²[(4)]	18000[3]	24400-31500	635

Notas: [1]Potencial estimado para geração de eletricidade a partir de bagaço de cana até 2025; [2]Potência instalada estimada para 2020 devido à inexistencia de mais dados; [3]pequenas centrais (<10MW); [4]Pequeno e grande porte; [4]Valores para regime de vento de bom a excelente.

Fontes: Argentina: Asal et al. (2005), SEN et al. (2009), SEN (2008); América Central: Garten Rothkopf (2009), CEPAL (2007), MINAE (2007); Brasil: Garten Rothkopf (2009), Jannuzzi et al. (2008), Pigatto (2008), Ecol News (2010), Walter e Ensinas (2010); Chile: Garten Rothkopf (2009), Mocarquer (2009), Oliva (2008), UTFSM (2008b); Colômbia: ESMAP (2007), UPME (2005a); México: Garten Rothkopf (2009), SENER (2006); Peru: Nogueira (2010), Gamarra (2010), REEEP (2009), DR (2006b); Venezuela: Garten Rothkopf (2009), Márquez (2009).

2.2 O mercado futuro de eletricidade a partir de fontes renováveis não convencionais

- De um modo geral todos os países analisados possuem expectativas de aumento da contribuição relativa das fontes renováveis alternativas para geração de eletricidade. Os diversos estudos analisados possuem diferentes perspectivas e foram realizados por agências de governos nacionais, órgãos internacionais e também ONGs.
- Considerando o horizonte de 2015-20, observa-se um grande aumento da capacidade projetada para a energia eólica em praticamente todos os países.
- As projeções de capacidade instalada para as fontes estudadas variam muito conforme o tipo de estudo. No caso do Brasil as maiores discrepâncias estão entre os autores das projeções para a biomassa, variando de 1,5 GW a 13 GW para 2015. As indicações, de qualquer modo, são de um forte aumento nos próximos cinco anos, podendo duplicar pelo menos a capacidade instalada de 2010. A expectativa de expansão da biomassa para a geração de eletricidade é também alta para a Argentina (um aumento entre 50 a 100% da capacidade atual) e em menor medida para a Colômbia, Peru e América Central (50% a mais que a capacidade atual).

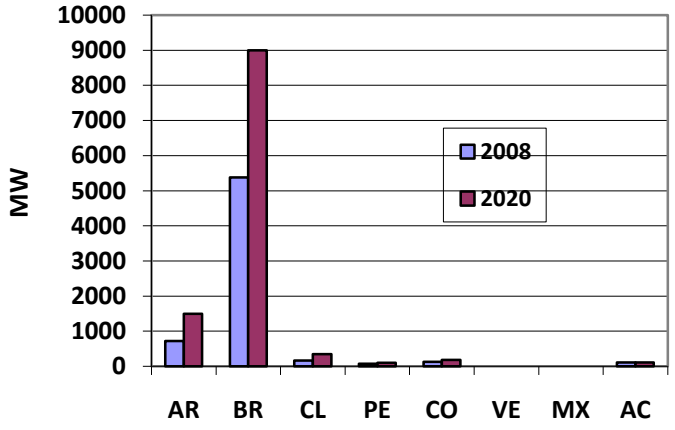


Figura 3: Biomassa: capacidade instalada atual e valores projetados (médios) (MW)

Fonte: Tabela 4.

- As maiores projeções para a expansão da energia eólica são para a Argentina e Chile, muito embora as expectativas variem de 10 a mais de 20 vezes a atual capacidade até 2020[8], no caso da Argentina e é ainda maior no caso do Chile (dos 20 MW atuais para algo entre 1000 e 6122 MW). A expansão da geração eólica é significativa também no Peru, México e Venezuela (Figura 4).

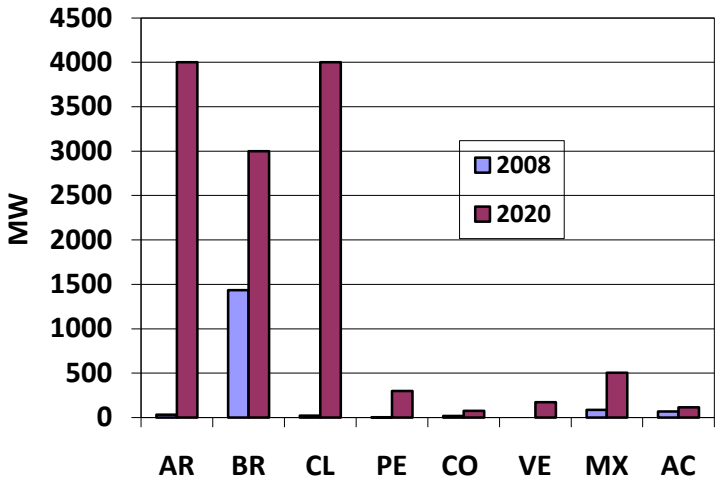


Figura 4: Energia Eólica: capacidade instalada atual e valores projetados (médios) (MW)

Fonte: Tabela 4.

- A expectativa de expansão das PCHs é mais conservadora que a observada para a energia eólica, devendo ocorrer com maior taxa de crescimento no Chile e no Peru.

[8] A Argentina tem como meta atender a demanda de energia elétrica em 2016 com 8% de fontes renováveis (Lei nº 26.190/06).

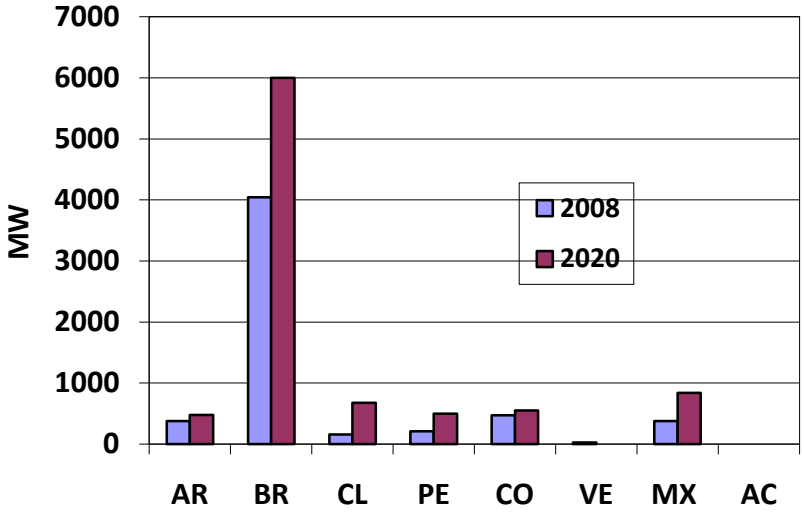


Figura 5: PCHs: capacidade instalada atual e valores projetados (médios) (MW)

Fonte: Tabela 4.

- As estimativas de expansão para a energia FV são mais difíceis de serem identificadas no âmbito dos estudos dos países. A Argentina, Peru e Chile foram os países para os quais se encontrou valores projetados de capacidade instalada, mostrando forte crescimento para a Argentina e Peru, conforme mostra a Tabela 4.
- A energia geotérmica continuará a ter maior representatividade no México e América Central, mas a Argentina, Chile, Peru e Colômbia possuem expectativas de expansão.

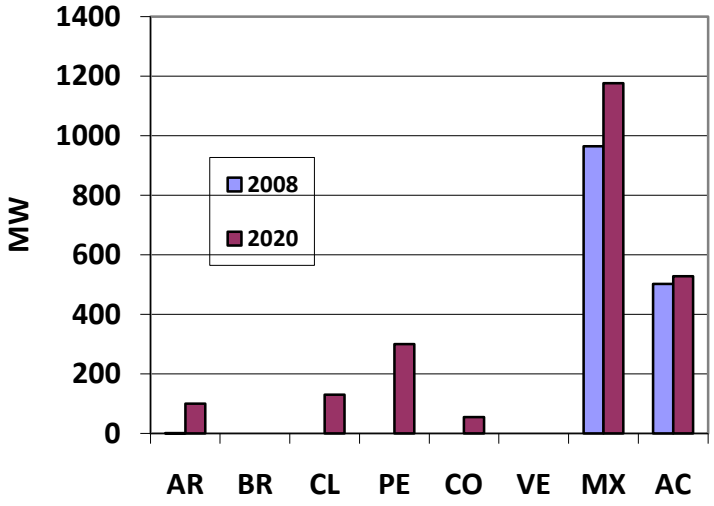


Figura 6: Energia geotérmica: capacidade instalada atual e valores projetados (médios) (MW)

Fonte: Tabela 4.

Tabela 4: Capacidade Instalada atual e estimada de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis (MW)

	Capacidade instalada em MW								Capacidade Instalada Estimada em MW							
	Brasil (2010)	Argentina (2008)	Chile (2008)	Peru[30] (2009)	Colômbia (2009)	Venezuela	México (2008)	América Central (2008)	Brasil (2015)	Argentina (2020)	Chile (2020)	Peru (2020)	Colômbia[6] (2020)	Venezuela (2013)	México	América Central
Total - Sistemas Interligados	112455	-	13137	-	-	-	-	-	140447[12]; 140935[13]; 131000[10]; 124000[11]; 130600[19]; 125800[20]	36000[2]; 33000[3]	13181[37]	11600-13500[6]	18160-18250[6]	-	-	-
- Energia eólica	1436	30,56	20	0,7	18,4	0	85	70	1000[11]; 1000[10]; 1423[12]; 4441[13]; 1500[17]; 1600[18]; 3000[19]; 2400[20]	200[2]; 8000[3]	6122[26]; 1000[27]	145,0-403[31]	49,9-100[7]	172[22]	1724	115
- PCH (**≤ 20 MW**)	4043	380	159	210	472	25 [21]	377	-	5566[13]; 7734[12]	100[4]	616[23]; 676[24]; 675[25]	410-509[31]	512-601[6]	-	465	-
- Biomassa	5380	720	166	77	134	0	243	687	3000[10]; 3000[11]; 7421[13]; 3106[14]; 1900[15]; 5300[16]; 13000[17]	300[2]; 1000[3]	300[23]; 314[24]; 400[25]	178[30,31]	180[6]	-	343	110
- Energia geotérmica	0	0,67[5]	0	0	0	0	965	502	0[11]	0[2]; 200[3]	130[23]; 130[24]; 130[25]	125-400[32]	55[35]		126	25,5
- Solar FV	20[8]	10[1]	0[29]	3,7	1	0[29]	-	0,11	-	0[2], 500[3]	4[23]; 4[24]; 4[25]	80[33]	-	-	-	-
- Energia dos oceanos	0	0	0	0	0	0	-	-	0[11]	0[2] ; 0[3]	0[27]	0[31]	0	-	-	-
- Concentrated Solar Power (CSP)	0	0	0	0	0	0	-	-	195[9]	0[2]; 300[3]	10[23, 24, 25]; 195[28]	-	0	-	-	-
Sistemas de armazenamento de energia	-	2,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Notas: [1]Sistemas isolados (SEN, Fundación Bariloche, e REEEP, 2009); [2]Cenário de Referência (Greenpeace, EREC, e Greenpeace International, 2009); [3]Cenário Revolução Energética (Greenpeace, EREC, e Greenpeace International, 2009); [4]SEN, Fundación Bariloche, e REEEP (2009); [5]Fora de Serviço; [6]UPME (2009) e compilação própria de projetos; [7]Recordon (2009); [8]Sistemas autônomos (Jannuzzi et al., 2009); [9]Greenpeace e ESTIA (2003);[10]Cenário de Referência (IEA, 2006); [11]Cenário de Políticas Alternativas (IEA, 2006); [12]EPE (2009); [13]Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Ministério de Minas e Energia (MME) (2010); [14]Geração de energia elétrica excedente a partir da biomassa do setor sucroalcooleiro (EPE, 2007); [15]Cenário de Referência(Schaeffer et al., 2000); [16]Cenário de Controle Ambiental (Schaeffer et al., 2000); [17]Cenário de Eliminação de Carbono (Schaeffer et al., 2000); [18]Cenário de Tecnologia Avançada (Schaeffer et al., 2000); [19]Cenário de Referência (IAEA et al., 2006); [20]Cenário Shift (IAEA et al., 2006); [21]Em 2009 havia uma planta hidroelétrica de 25 MW instalada ao sistema elétrico venezuelano, mas não foi encontrada uma regulação/legislação venezuelana que definisse uma PCH; [22]De acordo com o "Plan Piloto de Generación Eólica"; [23]Cenário Conservador (Universidad de Chile e UTFSM, 2008); [24]Cenário dinâmico (Universidad de Chile e UTFSM, 2008); [25]Cenário dinâmico-plus (Universidad de Chile e UTFSM, 2008); [26]Cenário - Revolução Energética para 2020 (Greenpeace e EREC, [s.d.]); [27]Cenário de Referência para 2020 (Greenpeace e EREC, [s.d.]); [28]Greenpeace e ESTIA (2003); [29]SFCRs; [30]Gamarra (2009); [31]DGER (2009); MEM (2009); MEM (2010); [32]MEM (2010); Artieda (2008); [33]MEM (2010); [34] Recordon (2009); [35]Bastidas (2010); Higuera (2010); [36]MEM (2009); [37]Referente apenas ao SIC (Universidad de Chile e UTFSM, 2008).

2.3 Quantidade de cobre

- A tabela a seguir apresenta a quantidade de cobre adicional estimada para os países analisados pelo estudo e por tecnologia. Os valores apresentados são os limites mínimos e máximos das projeções de capacidade instalada de acordo com as diversas referências encontradas.

Tabela 5: Quantidade mínima e máxima de cobre adicional projetada para 2020 (em toneladas)

	Brasil (2020)	Argentina (2020)	Chile (2020)	Peru (2020)	Colômbia (2020)	Venezuela (2013)	México (2020)	América Central (2015)	Total (min-max)
Energia eólica	15000-19500	500-20000	2500-15310	0-1010	20-250	430	4310	290	23050-61100
PCH	13930	2010	1230-1350	0-1020	1020-1200	0	930	0	19120-20440
Biomassa	10230	360-1200	460-2090	120	220	0	120	130	11640-14110
Energia geotérmica	0	0-800	0-1950	500-1600	220	0	500	100	1320-5170
Solar fotovoltaica	0	0-4400	40	700	0	0	0	0	740-5140
Oceanos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CSP	780	1200	0-3880	0	0	0	0	0	1980-5860
Total	39940 – 44440	4070 – 29610	4230-24620	1320-4450	1480-1890	430	5860	520	57850-111820

Fontes: Tabela 71 e Tabela 72.

2.4 A situação regulatória, de incentivos e financiamentos

- Os países estudados estão praticando diversos tipos de mecanismos para incentivar a expansão do mercado de fontes renováveis, com diferentes graus de abrangência e efetividade. A Argentina, Brasil, Chile e Peru já possuem iniciativas importantes de cunho legislativo e regulatório criando condições iniciais para a expansão de mercados para tecnologias das fontes renováveis consideradas. A abrangência e profundidade e, conseqüentemente, a eficácia dessas medidas varia muito entre os países, mas é fato que existe uma preocupação inicial com a necessidade de maior proteção para novos investimentos nessas fontes. O impacto dessa legislação é ainda marginal na grande maioria dos países analisados.
- A Argentina através de Lei 26.190/2006 estabeleceu que até 2016 8% da geração de eletricidade do país devem ser provenientes de fontes renováveis. Essa lei reconhece as seguintes fontes para o cumprimento dessa meta: PCHs <30 MW, energia eólica, solar, geotérmica, maré-motriz, biomassa, gás de aterro e de estações de tratamento e biogás. Ela inclui mecanismos de incentivos financeiros através de antecipação de impostos, e esquemas de amortização de investimentos mais vantajosos. Existem projetos de lei para oferecer tarifas especiais para energia eólica (alterando de 0,15 $/MWh para 0,30 $/MWh), solar FV e CSP (de 0,9 $/MWh para 1,0 $/MWh). Existem também discussões para oferecer subsídios à energia eólica com recursos do Fundo Nacional de Energia Elétrica (FNEE) para determinados locais de geração eólica. Existe um programa destinado ao setor rural (PERMER- Programa de Energias Renováveis em Meio Rural) que vem realizando licitações para sistemas fotovoltaicos. Os procedimentos de operação do sistema são importantes para disciplinar a inserção da energia proveniente das plantas de geração na rede. A Argentina já possui estes procedimentos, e estes possuem algumas considerações especiais sobre a geração a partir de fontes renováveis de energia.
- O Brasil já possui uma estrutura legal e regulatória para promoção das fontes renováveis e dentre os países analisados é o que tem sido capaz de mais rapidamente expandir o mercado. O Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) teve um importante papel na criação de um mercado de fontes renováveis de energia no país. Contudo, atualmente os leilões específicos para fontes alternativas constituem-se no

principal mecanismo de incentivo a essas fontes no país. Houve expansão da energia eólica, biomassa e PCH no Sistema Interligado Nacional (SIN) já que as mesmas têm sido contempladas pelos leilões específicos e pelo Proinfa. Esse programa se baseia na oferta de uma tarifa-prêmio para as três fontes contempladas[9] e uma meta total de 3,3 GW (atingida em 2009). A biomassa apresentou problemas para cumprimento da meta pré-estabelecida de 1,1 GW, devido principalmente a questões de preços oferecidos. A energia eólica foi quem mais se expandiu através desse programa. Outro programa nacional que tem implicações na promoção de fontes renováveis foi o "Luz para Todos" cujo objetivo é universalizar o acesso à eletricidade. O país tem avançado na regulamentação para fornecimento de eletricidade através de sistemas intermitentes de geração, como os fotovoltaicos, como uma das soluções técnicas dentro do Programa Luz para Todos para regiões isoladas e sem acesso à rede do sistema interconectado. Atualmente existem incentivos econômicos para a instalação de mini-redes em comunidades remotas e assim possibilitar o aproveitamento de PHCs e mesmo pequenas centrais com painéis fotovoltaicos. No entanto, não se tem notícias quantitativas sobre a disseminação dessas tecnologias dentro do programa. O estado do Ceará criou um fundo para investimentos em energia solar (o FIES). Existem no Brasil incentivos fiscais para determinados equipamentos fotovoltaicos e eólicos, e regulação facultando tarifas especiais para utilização de sistemas de transmissão e distribuição de energia produzida a partir de PCHs, solar, eólica, biomassa ou co-geração qualificada. Além disso, existem diversos projetos de lei em tramitação no congresso nacional que oferecem apoio, incentivos econômicos e até a criação de uma agência nacional de energia renovável.

- O Chile a partir da crise de energia enfrentada em 2004 passou a inserir diversos mecanismos para fomentar a maior participação de fontes renováveis. As duas principais leis criadas oferecem garantias para pequenos produtores usando energias renováveis para conexão à rede. Além disso, a legislação introduzida cria um mercado exclusivo para as fontes renováveis não-convencionais através da concessão do direito de suprimento de até 5% da demanda. Esse mecanismo se aplica aos clientes regulados das distribuidoras ao preço negociado. Essa provisão reconhece um tratamento especial às fontes renováveis, podendo favorecer os pequenos geradores que possuem poucas possibilidades de participação nos leilões. Em 2008, o país estabelece legislação que incentiva a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis através da exigência de que as empresas de geração de eletricidade com capacidade instalada superior a 200 MW tenham uma porcentagem da sua energia comercializada com distribuidoras ou clientes livres proveniente de fontes renováveis não convencionais de energia ou usinas hidrelétricas com potência inferior a 40 MW[10]. Existe também legislação específica para energia geotérmica sendo discutida no país.
- O apoio da legislação peruana ao desenvolvimento da geração por fonte renovável pode ser visto já na década de 90 com a lei orgânica de recursos geotérmicos, que ao eliminar os tributos de importação de equipamentos, garantir a estabilidade fiscal e autorizar uma amortização acelerada, proporcionava já então uma vantagem comparativa para a utilização desse recurso para a geração de energia. Novos avanços legislatórios só viriam com a regulamentação da atividade de cogeração em 2006, que, determinando a prioridade do despacho de cogeradores quando associado às necessidades de produção, estabeleceu um mecanismo importante à viabilidade da venda de excedentes de energia. Uma das principais leis do Peru para as fontes renováveis estabelece que o Ministério de Minas e Energia (MME) deverá a cada 5 anos determinar uma porcentagem mínima de participação de fontes renováveis. Além disso, regulamentações posteriores estabelecem os leilões e determinam a prioridade do despacho da energia contratada nesses leilões.

[9] Energia eólica, biomassa e PCH.

[10] A exigência aplica-se aos geradores que fornecem energia ao Sistema Interligado Central (SIC) e ao Sistema Interligado do Norte Grande (SING), cujas instalações tenham sido conectadas ao sistema a partir de 1 de janeiro de 2007. A legislação afirma que o percentual exigido de 10% deverá ser obtido gradualmente aumentando-se o volume deste tipo de energia, de modo que, entre 2010 e 2014 seja de 5%, aumentando-se 0,5% ao ano a partir de 2015, atingindo 10% em 2024 e garantindo essa participação até 2030.

- Na Colômbia a legislação determina que o MME elabore um programa prioritário para o desenvolvimento de fontes renováveis nas regiões isoladas do país. No entanto, as leis e regulamentos existentes ainda não se configuram como instrumentos claros e objetivos para fomentar maior participação das fontes renováveis, as leis são vagas, sem dispositivos claros de incentivos.
- Praticamente todos os países da América Central analisados possuem também dispositivos legais que oferecem incentivos financeiros a projetos de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis. Na maioria desses países, esses instrumentos foram concebidos a partir de 2007.
- O México introduziu em 2008 a *"Lei para a utilização de energias renováveis e financiamento da transição energética"* com o objetivo de fomenter o uso de fonts renováveis e estabelecer uma estratégia nacional para a "transição energética". Estão contempladas as fontes, eólica, fotovoltaica, geotérmica, biomassa e ondas e marés. Existem também dispositivos legais para facilitar a interconexão de fontes intermitentes no sistema nacional através de contratos.
- No caso da Venezuela não se encontrou nenhum dispositivo legal relevante para promoção de fontes renováveis para geração de eletricidade.
- A Tabela 6 apresenta de maneira comparativa a situação dos esforços legislativos, regulatórios e existência de programas estruturados com repercussões para o avanço das fontes renováveis na geração de eletricidade. O Brasil se destaca apresentando inúmeros instrumentos não só gerais como específicos para determinadas fontes. Em seguida aparecem a Argentina e Chile, Peru e Colômbia. A classificação apresentada considerou os seguintes critérios: natureza da legislação, grau de detalhamento, existência de programas, incentivos financeiros, leilões específicos.
- O Brasil teve um desenvolvimento de leis, regulação e incentivos, que privilegiou, ao longo do tempo, tecnologias específicas, como a biomassa, e mais recentemente energia eólica e solar FV. O Chile tem demonstrado interesse em colocar incentivos e regras para as fontes de uma maneira mais geral e essa tem sido a tendência dos demais países analisados.

Tabela 6: Marcos legais, incentivos, mecanismos de suporte e financiamento

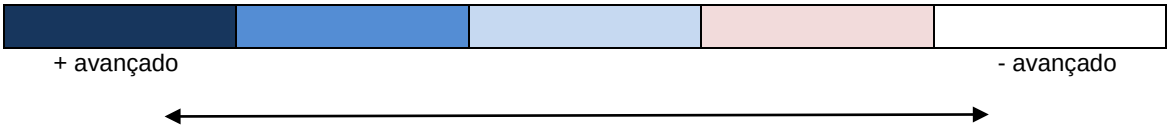
	Brasil	Argentina	Chile	Peru	Colômbia	Venezuela	México	América Central
Geração (fontes renováveis)	Per, PL, R/E, R/M	L/I.M , L/I, DR/E	L/I/E, L/M, DR, DR, Mc, Per, R/E	L-DR/I/M, L/I/Per,	L/I, L/E, F/E	R	L/I	L/I
- Energia eólica	Mf, I/E, Le	L/E, F, PL/E		R/I, PL/IE			L/I	
- PCH (≤ 20 MW)*	Mf, Le				L/E			L/I
- Biomassa	Mf, Le			DR/I				
- Energia geotérmica			PL	L-DR/I/E				
- Solar FV	F, I/E, Ep	L/E, F, PL/E			L/E		L/I	L/I
- CSP		L/E, F, PL/E						
Transmissão e Distribuição			R/E					
Sistemas de armazenamento de energia		L/I						

Legenda: (1) Legislação: **DR** – Decreto regulamentador; **L** – lei; **PL** – Projeto de lei; **R**: Resolução;

(2) Tipo de mecanismo: **E** – De incentivo econômico; **F** – Mecanismo de fundo; **I** - Mecanismo de incentivo; **M** – De criação de mercado; **Mf**– Mecanismo Feed-In; **Mc**– Mecanismo de cotas;

(3) Outros: **Ep**– Estudo para elaboração de política; **Le**– Leilões especiais; **Per**– Programa de eletrificação rural.

Nota: (*) No caso do Brasil PCHs ≤ 30 MW.



2.5 *Agentes públicos, atores do mercado, parceiros e instituições*

- Foi realizada uma análise de tipo institucional buscando verificar os diversos tipos de atores que estão presentes nas iniciativas existentes para fomento das fontes renováveis consideradas. Buscou-se classificar os atores em agentes públicos (âmbito nacional, regional ou local), fabricantes de equipamentos relacionados a fontes renováveis, associações de classe, empresas dedicadas a projetos, instalação e manutenção de sistemas de fontes renováveis, agências ambientais e ONGs atuantes na área específica, entidades de pesquisa, firmas de consultoria e agências de financiamento. No relatório principal estão listadas as entidades pesquisadas.
- A presença de fabricantes de equipamentos relacionados com as fontes estudadas é ainda muita baixa na totalidade dos países, com exceção do Brasil (biomassa, PCH, eólica) e Argentina (PCH, eólica).
- O quadro é ligeiramente melhor com relação a implementadores e parceiros locais, incluindo agências governamentais mais específicas. Nesse caso, solar FV (Peru, México), biomassa (Argentina, Brasil), PCH (Argentina, Brasil, Peru, Colômbia, México e América Central), eólica (Argentina, Brasil) e geotérmica (Peru e México) estão relativamente bem posicionados.
- Foram encontradas representações de classe relacionadas com as fontes estudadas e pode-se avaliar o grau de atuação delas em relação às atividades de divulgação e defesa de interesses relacionados com as respectivas fontes através de informações disponibilizadas, números de seminários, oficinas e convenções patrocinadas. As melhores

situações são encontradas para: solar FV (Peru, Chile e México), biomassa (Argentina, Brasil), PCH (Chile), eólica (Brasil e Argentina).

- Com relação a firmas especializadas em instalação e manutenção a situação é melhor para: solar FV (Brasil, Colômbia, América Central), biomassa (Brasil), PCH e eólica (Argentina, Brasil).
- Centros de pesquisas que podem dar suporte a melhorias e adaptações a fontes renováveis mais atuantes foram encontrados: biomassa (América Central, Argentina, Brasil, Colômbia, México), solar FV (Brasil, México), PCH (Argentina, Brasil, México).

Tabela 7: Participantes do mercado de tecnologias de fontes renováveis

		Parceiros Locais/ Governo	Fabricantes	Associações de Classe	Instalação e Manutenção	Pesquisa	Consultoria e Engenharia	Financiadores
Argentina	Solar FV	Insuficiente	Inexistente	Regular	Regular	Insuficiente	Regular	Bom
	CSP	Insuficiente	Inexistente	Insuficiente	Insuficiente	Regular	Insuficiente	Insuficiente
	Biomassa	Bom	Regular	Bom	Regular	Regular	Bom	Bom
	PCH	Bom	Bom	Regular	Bom	Bom	Bom	Bom
	Geotérmica	Regular	Inexistente	Insuficiente	Regular	Insuficiente	Regular	Regular
	Oceanos	Inexistente	Inexistente	Insuficiente	Sem informação	Inexistente	Inexistente	Insuficiente
	Eólica	Bom	Bom	Bom	Bom	Bom	Bom	Bom
Brasil	Solar FV	Insuficiente	Insuficiente	Bom	Bom	Bom	Insuficiente	Insuficiente
	CSP	Insuficiente	Insuficiente	Bom	Bom	Insuficiente	Sem informação	Insuficiente
	Biomassa	Bom	Bom	Bom	Bom	Bom	Bom	Insuficiente
	PCH	Bom	Bom	Insuficiente	Bom	Bom	Bom	Insuficiente
	Geotérmica	Inexistente	Inexistente	Insuficiente	Inexistente	Inexistente	Inexistente	Insuficiente
	Oceanos	Inexistente	Sem informação	Insuficiente	Sem informação	Bom	Sem informação	Insuficiente
	Eólica	Bom	Bom	Bom	Bom	Bom	Bom	Regular
Chile	Solar FV	Regular	Insuficiente	Bom	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Regular
	CSP	Regular	Inexistente	Bom	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente
	Biomassa	Regular	Insuficiente	Regular	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente
	PCH	Regular	Inexistente	Bom	Regular	Regular	Insuficiente	Insuficiente
	Geotérmica	Regular	Inexistente	Regular	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente
	Oceanos	Regular	Inexistente	Regular	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente
	Eólica	Regular	Inexistente	Regular	Regular	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente

Legenda: Bom | Regular | Insuficiente | Inexistente | Sem informação

Tabela 7: Participantes do mercado de tecnologias de fontes renováveis (cont.)

		Parceiros Locais/ Governo	Fabricantes	Associações de Classe	Instalação e Manutenção	Pesquisa	Consultoria e Engenharia	Financiadores
Peru	Solar FV	Bom	Inexistente	Bom	Regular	Regular	Regular	Bom
	CSP	Inexistente	Inexistente	Insuficiente	Inexistente	Inexistente	Sem informação	Insuficiente
	Biomassa	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Regular	Insuficiente	Insuficiente	Regular
	PCH	Bom	Insuficiente	Insuficiente	Regular	Regular	Regular	Bom
	Geotérmica	Bom	Sem informação	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Bom	Bom
	Oceanos	Inexistente	Sem informação	Insuficiente	Sem informação	Inexistente	Inexistente	Insuficiente
	Eólica	Regular	Insuficiente	Regular	Regular	Regular	Bom	Bom
Colômbia	Solar FV	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Bom	Regular	Insuficiente	Insuficiente
	CSP	Inexistente	Inexistente	Insuficiente	Sem informação	Regular	Sem informação	Insuficiente
	Biomassa	Insuficiente	Insuficiente	Regular	Insuficiente	Bom	Regular	Bom
	PCH	Bom	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Regular	Bom	Bom
	Geotérmica	Regular	Inexistente	Insuficiente	Inexistente	Regular	Insuficiente	Regular
	Oceanos	Inexistente	Sem informação	Insuficiente	Sem informação	Insuficiente	Inexistente	Insuficiente
	Eólica	Insuficiente	Inexistente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente
Venezuela	Solar FV	Regular	Inexistente	Inexistente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente
	CSP	Insuficiente	Inexistente	Inexistente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente
	Biomassa	Insuficiente	Inexistente	Inexistente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente
	PCH	Insuficiente	Inexistente	Inexistente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente
	Geotérmica	Insuficiente	Inexistente	Inexistente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente
	Oceanos	Insuficiente	Inexistente	Inexistente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente
	Eólica	Regular	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente
Mexico	Solar FV	Bom	Inexistente	Bom	Regular	Regular	Regular	Bom
	CSP	Inexistente	Inexistente	Insuficiente	Inexistente	Inexistente	Sem informação	Insuficiente
	Biomassa	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Regular	Insuficiente	Insuficiente	Regular
	PCH	Bom	Regular	Insuficiente	Regular	Regular	Regular	Bom
	Geotérmica	Bom	Sem informação	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Bom	Bom
	Oceanos	Inexistente	Sem informação	Insuficiente	Sem informação	Inexistente	Inexistente	Insuficiente
	Eólica	Regular	Insuficiente	Regular	Regular	Regular	Bom	Bom
América Central	Solar FV	Insuficiente	Regular	Insuficiente	Bom	Regular	Insuficiente	Insuficiente
	CSP	Inexistente	Inexistente	Insuficiente	Sem informação	Regular	Sem informação	Insuficiente
	Biomassa	Inexistente	Insuficiente	Regular	Insuficiente	Bom	Regular	Bom
	PCH	Bom	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Regular	Bom	Bom
	Geotérmica	Regular	Inexistente	Insuficiente	Inexistente	Regular	Insuficiente	Regular
	Oceanos	Inexistente	Sem informação	Insuficiente	Sem informação	Insuficiente	Inexistente	Insuficiente
	Eólica	Inexistente	Inexistente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente	Insuficiente

Legenda: Bom | Regular | Insuficiente | Inexistente | Sem informação

2.6 *A priorização dos mercados de energia renovável na América Latina*

- A partir das informações coletadas e analisadas buscou-se determinar uma hierarquização dos mercados de acordo com a situação encontrada em cada país para as fontes de energia consideradas. Foram consideradas as características atuais e projetadas de

mercado, a existência de regulação e presença de atores em cada país e para cada tecnologia.

- O ICA precisa definir seu plano de investimentos para os próximos cinco anos na América Latina na área de fontes renováveis de energia para geração de eletricidade. O uso de cobre é o principal balizador. O objetivo é, portanto, escolher, dentro de um conjunto de mercados potenciais, aqueles nos quais o potencial do uso de cobre seja maior e ao mesmo tempo mais efetivo dentro do ponto de vista do ICA. Foi utilizada uma análise multicriterial para organizar essas prioridades e maior detalhamento é apresentado no relatório principal. A tabela a seguir apresenta a abordagem empregada.

Tabela 8: Análise multicritério: o problema, objetivos e decisores

Especificação do problema	Definir plano de investimentos para os próximos cinco anos na América Latina na área de fontes renováveis de energia para geração de eletricidade. O uso de cobre é o principal balizador.
Objetivos	Escolher, dentro de um conjunto de mercados potenciais, aqueles nos quais o potencial do uso de cobre seja maior e ao mesmo tempo mais efetivo.
Decisores	Instâncias de decisão do ICA LA.

- A Tabela 9 apresenta as tecnologias elencadas pelo ICA e os países em foco. Elas são as unidades-objeto de decisão. São sete tecnologias, sete países e uma região agregada (América Central e Caribe). Portanto, são56 alternativas (pares país-tecnologia) que deverão ser avaliadas, cada uma, representada por um par de siglas. Por exemplo, *BR_eo* representa a energia eólica no Brasil, *CO_g* a energia geotérmica na Colômbia e assim sucessivamente.

Tabela 9: Tecnologias e países em estudo

País	Sigla	Fonte da Tecnologia	Sigla
Brasil	BR	Energia eólica	eo
Argentina	AR	Hidráulica: PCH	pch
Chile	CH	Energia da Biomassa	bio
Peru	PE	Energia geotérmica	g
Colômbia	CO	Energia solar FV	fv
Venezuela	VE	Energia dos oceanos (marés e correntes)	oc
México	MX	CSP	csp
América Central e Caribe	AC		

- <u>Seleção de critérios e pesos para a priorização</u>: São três os eixos de avaliação ou critérios utilizados para esta análise: mercado, regulação e atores. O critério de mercado representa a quantidade de cobre estimada baseada na capacidade instalada adicional projetada no horizonte de estudo em toneladas, ou seja, é um critério quantitativo. Já os outros dois critérios são qualitativos e representam, respectivamente, o grau de desenvolvimento e importância do arcabouço legal e dos atores existentes. Os valores considerados para a análise multicritério empregada foram àqueles coletados e apresentados naTabela 78, Tabela 81 e Tabela 83.

- Para qualquer um dos cenários, seja ele para o limite superior e inferior de quantidade de cobre estimada para os próximos 10 anos, o Brasil destacou-se em relação aos demais para as modalidades, eólica, biomassa e PCH. A exceção é a Argentina em relação ao aproveitamento da fonte eólica, que também apresentou posição importante no ranqueamento, especialmente quando se considera o limite superior da quantidade projetada de cobre, no qual fica atrás somente do Brasil-eólica em 3, dos 4 cenários.

- Os pares, país-tecnologia, mais preferíveis do ponto de vista do ICA, foram, considerando o patamar inferior de quantidade projetada de cobre, os seguintes:
    1. Brasil_eólica
    2. Brasil_biomassa
    3. Brasil_PCH
    4. Argentina_eólica
    5. México_eólica
    6. Chile_PCH
- Da lista acima, os três primeiros pares destacaram-se em relação aos demais. Os três últimos também mostraram certo destaque, mas seguidos relativamente de perto pelos seguintes.
- Já quando se consideram os patamares superiores de quantidade de cobre, tecnologias como solar fotovoltaica ma Argentina e energia eólica no Chile passam a se destacarem. Os pares, país-tecnologia, mais preferíveis do ponto de vista do ICA, foram:
    1. Brasil_eólica
    2. Argentina_eólica
    3. Brasil_biomassa
    4. Brasil_PCH
    5. Chile_eólica
    6. México_eólica e Argentina_fotovoltaico

3 Energias Renováveis na América Latina

3.1 Mercado atual de fontes renováveis e tendências

3.1.1 INTRODUÇÃO

Inicialmente apresenta-se uma análise geral sobre o potencial e exploração atual dos recursos relacionados a fontes renováveis e resultados de projeções para a região da América Latina e Caribe.

Nas seções seguintes deste capítulo é feita uma análise para cada um dos países selecionados para o estudo.

3.1.2 POTENCIAL EXISTENTE

Segundo Garten Rothkopf (2009)[11], América Latina e Caribe possuem um rico patrimônio de recursos naturais, tanto renováveis quanto não renováveis de energia. Embora o aproveitamento destes recursos na região tenha historicamente estado centrado nas grandes centrais de energia hidroelétrica e combustíveis fósseis, há um enorme potencial de utilização mais ampla de novas fontes de energia renováveis: PCHs, eólica, solar, geotérmica e dos oceanos.

A disponibilidade e qualidade dos dados sobre cada um destes recursos variam muito, dependendo de forma significativa da natureza do recurso que está sendo estudado. As seguintes análises fornecem um panorama da situação atual de distribuição das riquezas naturais renováveis na região.

Hidroeletricidade

Algumas observações podem ser feitas a partir da Tabela 10 com relação ao potencial hidroelétrico da América Latina. O México já explorou boa parte dos seus recursos hidroelétricos economicamente viáveis, chegando ao índice de 87,4%, bem acima da média na região. O Brasil se destaca pela grande soma de energia hidroelétrica gerada, ainda restando 58,4% da capacidade economicamente explorável a ser aproveitada. Contudo, os recursos restantes concentram-se na região Norte do país e existem muitos entraves ambientais. Bolívia, Equador e Peru são os países da América do Sul que ainda possuem a maior disponibilidade de recursos economicamente viáveis para aproveitamento, já que tais países não aproveitam sequer 7% do potencial disponível. Venezuela e Paraguai se destacam na América do Sul por aproveitarem mais de 50% do potencial economicamente disponível para geração hidroelétrica na região.

[11] O relatório "A Blueprint for Green Energy in the Americas 2009-v2" foi realizado pela empresa Garten Rothkopf a pedido do "Inter-American Development Bank" (BID) como produto do compromisso do banco para o crescimento sustentável em todas as Américas. As opiniões contidas no relatório não são do BID, sendo oferecidas para auxiliar o banco na formação de suas opiniões. Para elaboração do relatório, os analistas da Garten Rothkopf contaram, segundo a própria empresa, com o apoio de mais de 300 especialistas e realizaram quatro importantes eventos que forneceram muitos pontos de vista.

Tabela 10: Capacidade Hidroelétrica Teórica e Atual na América Latina e Caribe, 2005.

País	Capacidade Teórica (TWh/ano)	Capacidade Economicamente Explorável (TWh/ano)	Geração Atual (TWh/ano)	% da Capacidade Teórica Aproveitada	% da Capacidade Economicamente Explorável Aproveitada
América Central					
Belize	1	-	0,08	8	-
Costa Rica	223	20	6,57	2,9	32,8
El Salvador	7	-	1,41	20,2	-
Guatemala	54	-	2,50	4,6	-
Honduras	16	-	1,76	11	-
México	135	32	27,97	20,7	87,4
Nicarágua	33	7	0,44	1,3	6,2
Panamá	26	12	3,78	14,5	31,5
Caribe					
Cuba	3	-	0,08	2,7	-
República Dominicana	50	6	1,90	3,8	31,7
Haiti	4	-	0,28	7	-
Jamaica	1	-	0,08	7,8	-
América do Sul					
Argentina	354	-	34,19	9,7	-
Bolívia	178	50	1,42	0,8	2,8
Brasil	3040	811	337,46	11,1	41,6
Chile	227	50	25,49	11,2	51
Colômbia	1000	140	37,00	3,7	26,4
Equador	167	106	6,88	4,1	6,5
Paraguai	130	101	51,16	39,4	50,6
Peru	1577	260	17,98	1,1	6,9
Uruguai	32	-	6,68	20,9	-
Venezuela	320	130	77,23	24,1	59,4

Fonte: Garten Rothkopf (2009)

Energia geotérmica

O Brasil se destaca na Tabela 11 por possuir o mais baixo potencial de aproveitamento da fonte geotérmica da América Latina e Caribe, contrariamente às Antilhas, México e Guatemala que se destacam na região pelo elevado potencial que possuem. Na América do Sul, com exceção do Brasil e Venezuela, todos os outros países possuem um potencial médio em torno de 2,3 GW.

Tabela 11: Potencial de Energia Geotérmica.

País	Potencial Geotérmico (GW)	País	Potencial Geotérmico (GW)
América Central		América do Sul	
Costa Rica	1,0 - 3,5	Argentina	2,0
El Salvador	2,2 - 4,1	Bolívia	2,5
Guatemala	3,3 – 4,0	Brasil	0,36
Honduras	0,9	Chile	2,4
México	6,5 – 8,0	Colômbia	2,2
Nicarágua	2,0 – 4,0	Equador	1,7
Caribe		Peru	3,0
Antilhas	15,0	Venezuela	0,91

Fonte: Garten Rothkopf (2009)

Energia Eólica

A Tabela 12 apresenta o excelente potencial para geração eólioelétrica em países como México, Argentina, Chile, Bolívia e República Dominicana, mas muitos outros países da região apresentam boas velocidades de vento, como Brasil, Colômbia e Jamaica.

Tabela 12: Potencial de Energia Eólica.

País	Velocidade de Vento (m/s)	País	Velocidade de Vento (m/s)
América Central		América do Sul	
Belize	4,8	Argentina	4,8 - ≥ 8,8
Costa Rica	4,8 - 5,6	Bolívia	4,8 - 8,8
El Salvador	4,8 - 6,4	Brasil	4,8 - 7,5
Guatemala	4,8 - 5,6	Chile	4,8 - ≥ 8,8
Honduras	4,8 - 6,4	Colômbia	4,8 - 7,5
México	4,8 - ≥ 8,0	Equador	4,8
Nicarágua	4,8 - 6,4	Paraguai	4,8 - 7,5
Panamá	4,8	Peru	4,8 - 5,6
Caribe		Uruguai	4,8 - 7,0
Cuba	4,8 - 6,4	Venezuela	4,8 - 6,4
República Dominicana	5,5 - 9,0		
Haiti	5,6 - 6,4		
Jamaica	6,4 - 7,0		

Fonte: Garten Rothkopf (2009)

Energia solar

A partir da Tabela 13 é possível observar o elevado potencial de geração solar na região. A incidência média de radiação solar na América Latina é pelo menos o dobro daquela presente na Alemanha, por exemplo, país com grande penetração de energia FV.

Esses valores ilustram o potencial para maiores investimentos na área de energia solar tanto para fins térmicos (baixa e altas temperaturas) como para geração FV.

Tabela 13: Potencial de Energia Solar (Plano Horizontal à Superfície).

País	Média de radiação solar (kWh/m²/dia)	País	Média de radiação solar (kWh/m²/dia)
América Central		América do Sul	
Belize	4,5 - 5,5	Argentina	2,0 - 7,0
Costa Rica	4,5 - 6,0	Bolívia	4,5 - 7,0
El Salvador	5,5 - 6,0	Brasil	3,0 - 6,5
Guatemala	4,5 - 6,0	Chile	2,0 - 7,0
Honduras	4,5 - 6,0	Colômbia	3,0 - 6,0
México	4,5 - 6,5	Equador	3,5 - 5,0
Nicarágua	4,5 - 6,0	Paraguai	5,0 - 6,0
Panamá	4,0 - 5,5	Peru	3,5 - 7,0
Caribe		Uruguai	4,5 - 5,5
Cuba	4,5 - 6,0	Venezuela	4,5 - 6,0
República Dominicana	5,0 - 6,0		
Haiti	5,5 - 6,5		
Jamaica	5,0 - 6,0		

Fonte: Garten Rothkopf (2009)

3.1.3 PROJEÇÕES

Apresentam-se a seguir algumas projeções mundiais de longo prazo que contemplam os países deste estudo.

Projeção da International Energy Agency: World Energy Outlook 2006

A IEA elaborou o World Energy Outlook 2006 onde projeta para 2030 a capacidade instalada e geração de eletricidade para várias fontes de energia no mundo e por regiões. A análise feita consta de dois cenários: de referência e de políticas alternativas. O cenário de referência assume que não haverá novas políticas governamentais introduzidas no período da projeção (até 2030) para o setor de energia, considerando apenas as políticas que foram promulgadas ou adotadas até meados de 2006. Ou seja, esse cenário oferece uma visão de como os mercados de energia deverão evoluir caso os governos não façam nada para alterar as tendências de evolução da oferta e demanda de energia. O cenário de políticas alternativas considera o impacto de um pacote de medidas adicionais voltadas para segurança energética e mudanças climáticas. Ou seja, ele ilustra as tendências do mercado de energia em decorrência de tais políticas e seus respectivos custos. Apresentam-se a seguir os resultados para o caso

da América Latina. O estudo apresenta resultados também para o Brasil, os quais serão abordados na seção sobre o Brasil.

Os principais programas e políticas considerados no cenário de políticas alternativas para o setor de geração no Brasil foram: CDE, SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) e a segunda fase do Proinfa (IEA, 2006). O estudo não apresenta os principais programas e políticas considerados para elaboração do cenário de políticas alternativas para o setor de geração na América Latina.

Pelo cenário de referência do estudo, as fontes renováveis de energia, excluindo a fonte hidrelétrica de grande porte, continuarão a possuir uma participação marginal em relação à oferta interna de energia até 2030 na América Latina (Tabela 14). Mesmo contribuindo marginalmente, as renováveis alternativas foram as que apresentaram o maior crescimento anual na região no período entre 2004 e 2015 (7,3%) em termos de capacidade instalada depois do gás natural (10,0%). Olhando-se mais especificamente por fonte, de todas elas a geração eólica e geotérmica foram as que mais cresceram neste período, com crescimentos anuais de 31% e 5,3% respectivamente no mesmo período. Solar e dos oceanos não contribuirão até 2015 para os dois cenários considerados.

Já no cenário de políticas alternativas as fontes renováveis, excluindo a fonte hidroelétrica de grande porte, ganham importância devido ao aumento na sua participação e devido à redução na geração por fontes fósseis e a partir de usinas hidrelétricas de energia (UHE) de grande porte. Neste cenário as fontes renováveis alternativas possuem um crescimento anual da capacidade instalada entre 2004 e 2015, correspondente a 8,5%, atrás apenas do gás natural que apresenta um crescimento anual no mesmo período de 9,3%. Olhando-se especificamente por fonte observa-se um leve incremento, em relação ao cenário de referência no crescimento anual da capacidade instalada geotérmica no período entre 2004 e 2015. A geração eólica, geotérmica e a partir da biomassa são as que mais crescem no período, com taxas anuais de 26,8% para geração eólica e 5,4% para biomassa e geotermia. Observa-se ainda que em ambos os cenários a geração solar surge na matriz elétrica da região apenas em 2030, mas já ultrapassando a fonte geotérmica.

Tabela 14: Cenário de referência da geração e potência instalada América Latina no horizonte até 2030.

	Eletricidade (TWh)		Capacidade (GW)	
	2015	2030	2015	2030
Total	1303	1984	331	504
Carvão	43	77	8	13
Petróleo	76	44	29	19
Gás	308	655	107	212
Nuclear	37	34	5	4
Hidráulica	799	1084	174	236
Renováveis (excluso hidro)	40	89	8	20
Biomassa	*28*	*51*	*4*	*8*
Eólica	*8*	*22*	*3*	*7*
Geotérmica	*4*	*12*	*1*	*2*
Solar	*0*	*5*	*0*	*3*
Oceano	*0*	*0*	*0*	*0*

Fonte: IEA (2006)

Tabela 15: Cenário de políticas alternativas para geração e potencia instalada na América Latina até 2030.

	Eletricidade (TWh)		Capacidade (GW)	
	2015	2030	2015	2030
Total	1243	1715	321	447
Carvão	31	45	7	8
Petróleo	69	35	29	18
Gás	274	473	100	170
Nuclear	37	44	5	6
Hidráulica	786	1009	170	218
Renováveis (excluso hidro)	47	110	9	27
Biomassa	*34*	*56*	*6*	*9*
Eólica	*8*	*32*	*3*	*11*
Geotérmica	*4*	*13*	*1*	*2*
Solar	*0*	*8*	*0*	*5*
Oceano	*0*	*0*	*0*	*0*

Fonte: IEA (2006)

Projeção para solar térmica concentrada: CSP 2009 outlook

ESTELA et al. (2009) apresentam cenários elaborados para a tecnologia CSP.

O potencial futuro da CSP foi feito considerando o potencial tanto técnico como econômico. O *outlook* baseia-se em algumas premissas para modelar como a indústria irá avançar sob diferentes condições de mercado, o que influenciará o desenvolvimento da indústria de energia solar concentrada. Três cenários foram realizados: cenário de referência, cenário moderado e cenário avançado.

O cenário de referência é o mais conservador. Baseia-se nas projeções do "World Energy Outlook 2007" da Agência Internacional de Energia e considera políticas e medidas já existentes, mas inclui hipóteses como: a continuação das reformas dos mercados de eletricidade e gás; a liberalização do mercado energético com a redução de barreiras alfandegárias e as recentes políticas destinadas a combater a poluição ambiental. O cenário prevê uma taxa de crescimento de 7% para 2011, caindo para apenas 1% em 2015, e permanecendo neste nível até 2040. Depois de 2040 o cenário não assume qualquer crescimento significativo de CSP.

O cenário moderado considera todas as políticas já em curso ou ainda previstas no mundo que dão suporte às energias renováveis. Pressupõe que as metas de energias renováveis e CSP estabelecidas por muitos países serão cumpridas e considera um aumento da confiança dos investidores no setor estabelecido por um desfecho positivo das negociações sobre alterações climáticas da UNFCCC COP-15 em Copenhagen, Dinamarca, em Dezembro de 2009. No cenário moderado as taxas de crescimento da energia solar concentrada são substancialmente superiores às do cenário de referência, começando com 17% ao ano em 2011 e aumentando para 27% ao ano em 2015. A taxa de crescimento permanece em 27% ao ano em 2020, caindo para 7% em 2030, 2% em 2040 e 1% após 2050.

O cenário avançado é o mais ambicioso. Ele avalia o quanto a indústria de energia solar concentrada poderá crescer no caso de "CSP vision". Neste cenário todas as políticas a favor de energias renováveis, em acordo com as recomendações da indústria, foram selecionadas e aliadas às vontades políticas para realizá-las. Assume-se também um aumento rápido e coordenado de capacidade da rede para coletar a energia solar proveniente de centrais CSP em locais ideais e exportá-la para países industrializados e economias emergentes com alta e crescente demanda de eletricidade. O intuito desse cenário é mostrar o que o setor de energia solar concentrada poderia atingir com o devido empenho político. Sob o cenário avançado de energia solar concentrada a taxa de crescimento prevista começa com 24% ao ano em 2010, cai para 19% em 2015, 7% em 2030, 5% em 2040 e, posteriormente, a taxa de crescimento terá um aumento anual em torno de 3%.

Dentro desses cenários, a América Latina exercerá um papel marginal comparado com o resto do mundo (Tabela 16). A participação média é de 2,5% e 3,3% para os anos de 2020 e 2030, respectivamente. Neste estudo, as premissas tomadas para elaboração dos cenários são apresentadas apenas de forma global, não sendo fornecidas maiores informações para obtenção destes cenários na América Latina.

Tabela 16: Perspectivas para a capacidade instalada acumulada de CSP na América Latina

	América Latina			Mundo		
	Avançado	Moderado	Referência	Avançado	Moderado	Referência
2020 (MW)	2298	2198	121	84336	68584	7271
2030 (MW)	12452	8034	339	342301	231332	12765

Fonte: ESTELA et al. (2009)

Projeção para energia eólica: Global Wind Energy Outlook 2008

Em Greenpeace, GWEC e GAC (2008) oram elaborados três cenários para o crescimento da energia eólica no mundo: cenário de referência, cenário moderado e cenário avançado.

O cenário de referência baseia-se nas projeções do “World Energy Outlook 2007” da Agência Internacional de Energia e considera políticas e medidas já existentes, mas inclui hipóteses como: a continuação das reformas dos mercados de eletricidade e gás; a liberalização do mercado energético com a redução de barreiras alfandegárias e as recentes políticas destinadas a combater a poluição ambiental. As projeções da AIE se estendem até 2030, mas o GAC extrapolou-as até 2050. O cenário prevê uma taxa de crescimento de 27% para 2008, decresce para 10% em 2010 e 4% em 2030, estabilizando-se em 1% em 2035.

O cenário moderado considera todas as políticas já em curso ou ainda previstas no mundo que dão suporte às energias renováveis. Pressupõe que as metas de energias renováveis e energia eólica estabelecidas por muitos países serão cumpridas e considera um aumento da confiança dos investidores no setor estabelecido por um desfecho positivo das negociações sobre alterações climáticas da UNFCCC COP-15 em Copenhagen, Dinamarca, em Dezembro de 2009. No cenário moderado as taxas de crescimento previstas para energia eólica são substancialmente superiores às do cenário de referência, começando com 27% ao ano em 2008, decresce para 19% em 2010 e 11% em 2020, chegando a 3% em 2030 e 1% depois de 2040.

O cenário avançado avalia o quanto a indústria de energia eólica poderá crescer no caso de “*wind energy vision*”. Neste cenário todas as políticas a favor de energias renováveis, em acordo com as recomendações da indústria, foram selecionadas e aliadas às vontades políticas para realizá-las. O intuito desse cenário é mostrar onde o setor de energia eólica poderia chegar com o devido empenho politico. No cenário avançado a taxa de crescimento prevista começa com 27% em 2008, cai para 22% em 2010, depois para 12% até 2020 e 5% em 2030. Posteriormente, a taxa de crescimento terá um aumento anual em torno de 1%.

Para o cenário de referência, a participação da América Latina na capacidade instalada mundial em 2020 e 2030 continua marginal: 1,4% e 1,6%, respectivamente (Tabela 17). Por outro lado, para os cenários moderado e avançado, a América Latina aumenta sua participação em relação ao total mundial, passando a representar 9,3% e 8,5% em 2020 e 2030, respectivamente, devido ao salto da capacidade instalada nos países latino-americanos. O estudo não menciona quais são os principais países responsáveis por esse crescimento, mas destaca a situação do mercado atual de energia eólica para dois em particular: México e Brasil. Vale ressaltar que as premissas tomadas para elaboração dos cenários não são apresentadas de maneira específica para cada região ou país.

Tabela 17: Perspectivas para a capacidade instalada acumulada de energia eólica na América Latina

	América Latina			Mundo		
	Avançado	Moderado	Referência	Avançado	Moderado	Referência
2007 (GW)	0,537	0,537	0,537	94	94	94
2020 (GW)	100	50	5	1081	709	352
2030 (GW)	201	103	8	2375	1420	497

Fonte: Greenpeace, GWEC, e GAC (2008)

O GWEC publicou em fevereiro de 2010 a capacidade instalada adicional em 2009 para vários países, sendo que aqui se apresentam as informações para os países da América Latina (GWEC, 2010a).

Brasil, México e Chile possuíram o maior crescimento na geração eólica da região, respectivamente com 77,7%, 138% e 740% entre 2008 e 2009.

Os dados mostram que a capacidade instalada dessa fonte no Brasil cresceu mais (78%) do que a média mundial (31%) em 2009. Porém menos do que a América Latina (95%) em grande parte devido ao crescimento considerável do México (138%), Chile (740%) e Nicarágua, que saiu de 0 MW em 2008 para 40 MW em 2009. O Brasil sozinho responde por quase metade da capacidade eólica instalada na América Latina (1274 MW)[12].

A Tabela18 apresenta o crescimento da capacidade instalada para energia eólica entre 2008 e 2009 para os países da América Latina e Caribe.

Tabela18: Capacidade instalada de energia eólica 2008/2009 (MW)

		Final de 2008	Ampliação em 2009	Final de 2009	Crescimento (%)
América Latina e Caribe	Brasil	341	264	606	77,7%
	México	85	117	202	138%
	Chile	20	148	168	740%
	Costa Rica	74	50	123	67%
	Nicarágua	0	40	40	-
	Argentina	29	2	31	7%
	Colômbia	20	0	20	0%
	Uruguai	20	0	20	0%
	Jamaica	22	1	23	5%
	Caribe	35	0	35	0%
	Outros*	6	0	6	0%
	Total	652	622	1274	95%
Mundo	Total	120550	37466	157899	31%

Notas: * Outros = Cuba, Peru.

Fonte: GWEC (2010b)

3.1.4 AMÉRICA CENTRAL

Na América Central, onde ainda há uma fração significativa da capacidade de geração de eletricidade a partir de usinas hidroelétricas, o crescimento dos últimos anos tem sido baseado em centrais que dependem de combustíveis fósseis (líquidos importados), o que se tornou um problema econômico com o aumento dos preços dos mesmos. Foi, precisamente, este impacto nos preços o motor da busca de estratégias de diversificação que apenas esboçam algumas mudanças.

Um fator importante neste cenário, principalmente na América Central, é um projeto regional de interconexão, chamado SIEPAC, que consiste em um sistema de transmissão elétrica regional que irá reforçar a rede elétrica da América Central e que se conectará com o México[13].

Este projeto irá modificar as condições e a lógica de geração na região, pois permitirá a implementação de projetos relativamente grandes em países que não dependerão de seus mercados locais para se desenvolverem, permitindo que possam ser projetados e construídos

[12] Porém, o Brasil responde por apenas 0,38% da capacidade eólica instalada mundial, enquanto países como China e Índia já respondem por 15,9% e 6,92%, respectivamente.
[13] http://www.eprsiepac.com/descripcion_siepac_transmision_costa_rica.htm

para mercados maiores. Assim, alguns projetos de hidroelétricas em países como a Nicarágua podem encontrar, através do SIEPAC, demanda que os justifiquem.

O mercado de eletricidade

Potencial e capacidade instalada

A América Central é uma região onde a utilização de energias renováveis para geração de eletricidade sempre foi maior do que a dos combustíveis fósseis, mas a crescente participação destes faz com que a capacidade das centrais operadas com combustíveis fósseis já supere a produção hidroelétrica.

Em 2008, a geração de energia elétrica na região chegou a 39399 GWh, dos quais 63% vieram do aproveitamento das principais fontes renováveis:hidroelétricas, biomassa, geotérmica e, em menor medida, eólica. E 37% foram gerados a partir de combustíveis fósseis (CEPAL, 2009).

Na análise por país, existem diferenças significativas: Nicarágua e Honduras têm alta dependência do uso de derivados de petróleo para a geração de eletricidade, que é superior a 60%.El Salvador, Guatemala e Panamá usam combustíveis fósseis para gerar eletricidade numa proporção que varia de 35 a 45%.Por seu turno, a Costa Rica depende das usinas que operam com combustíveis fósseis para geração de apenas 7% de sua eletricidade (CEPAL, 2009c).

A participação na produção total por país mostra que a Costa Rica e a Guatemala são os países de maior geração de eletricidade com 24% e 20%, respectivamente, seguidos de Honduras com 17%, Panamá com 16%, El Salvador com 15% e, finalmente, Nicarágua com 8% (Figura 7).

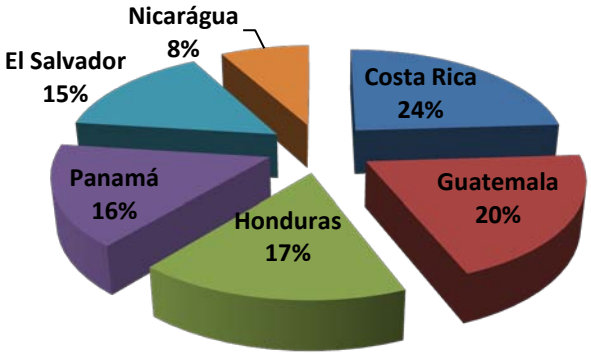


Figura 7: Participação percentual por país na geração de eletricidade na América Central, 2008

Fonte: CEPAL (2009)

Em 2008 a América Central possuía 10223 MW instalados, sendo 46% supridos por usinas termoelétricas utilizando combustíveis fósseis, 42% por hidroelétricas, 5% por geotérmicas, 7% empregando co-geração e 0,7% empregando geradores eólicos (Figura 8).

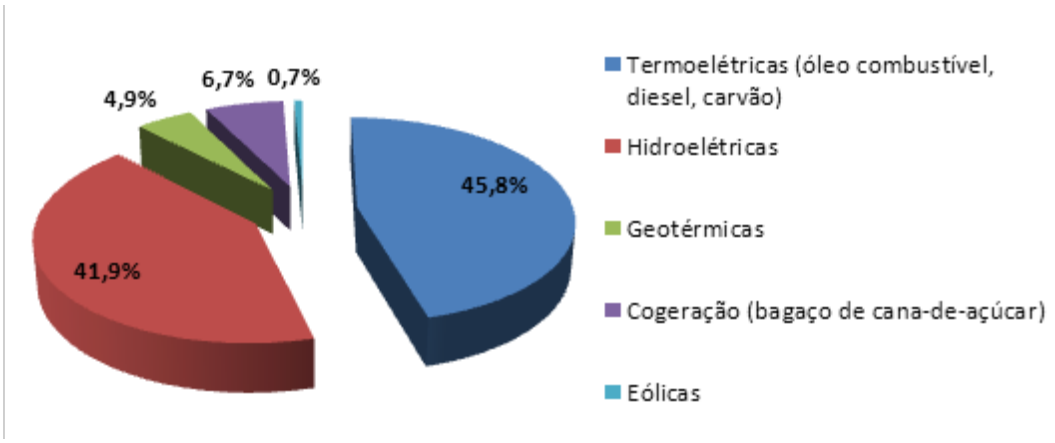


Figura 8: Capacidade instalada na América Central, 2008

Fonte: CEPAL (2009)

No que se refere à capacidade instalada a partir de fontes renováveis, mais de 84% correspondem a hidroelétricas, cerca de 7% a biomassa e um pouco menos de 5% de geotérmicas. Uma quantidade relativamente menor é de usinas eólicas, que está totalmente instalada na Costa Rica (Tabela 19).

Tabela 19: Capacidade instalada usando energias renováveis na América Central, 2008

País	Capacidade instalada usando energias renováveis, 2008 (MW)					Total	
	Hidroelétrica	Geotérmicas	Eólica	Biomassa	Solar	Fontes renováveis	Total
Costa Rica	1524	166	70	20	0	1780	2447
El Salvador	486	204	0	109	0	799	1441
Guatemala	776	44	0	351	0	1171	2251
Honduras	522	0	0	80	0,11	602	1581
Nicarágua	105	88	0	127	0	320	880
Panamá	870	0	0	0	0	870	1623
Total	4283	502	70	687	0,11	5542	10223

Fonte: CEPAL (2009)

Planos de expansão e projetos considerados

Para atender a demanda futura, são consideradas várias opções: turbinas a gás, motores de velocidade média, ciclos combinado e termelétricas a carvão. Com fontes de energia renovável, consideram-se a energia hidráulica e a geotérmica (CEAC, 2009).

A capacidade projetada de fontes renováveis na região, segundo as fontes oficiais de cada país, é de pouco mais de 1000 MW, dos quais 77% empregam energia hidroelétrica, 10,5% empregam energia eólica, 10% provêm de biomassa e os restantes 2,5% são de origem geotérmica (Tabela 20).

Tabela 20: Capacidade projetada a instalar usando fontes renováveis na América Central até 2015

País	Capacidade projetada com energia renovável até 2015(MW)				Total
	Hidroelétrica	Geotérmica	Eólica	Biomassa	
Costa Rica	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
El Salvador (1)	33	14	N.D.	N.D.	47
Guatemala (2)	325	1,5	15	N.D.	341,5
Honduras (3)	409	N.D.	100	110	619
Nicarágua	12	10	N.D.	N.D.	22
Panamá	60	N.D.	N.D.	N.D.	60
Total	839	25,5	115	110	1089,5

(1) Capacidade projetada (2008). Relatório Estatístico do Administrador do Mercado Atacadista em http://www.infoiarna.org.gt/media/file/areas/energia/legislacion/Politica%20Energetica%202008-2015.pdf;

(2) Capacidade projetada conforme a Comissão Nacional de Energia Elétrica em http://www.cnee.gob.gt/PET/ ;

(2) Capacidade projetada conforme a Empresa Nacional de Energia Elétrica em http://www.enee.hn/PDFS/plan_exp_2008_2022.pdf

Fontes renováveis

Energia eólica

A Costa Rica e a Nicarágua são os únicos países que no final de 2009 tinham geração de energia eólica, respectivamente 95,6 MW e 40 MW (CEPAL, 2009).

Em termos de potencial de desenvolvimento da energia eólica na região, as estimativas feitas pelos programas de Avaliação de Recursos de Energia Solar e Eólica (Solar and Wind Energy Resource Assesment, Global Environment Facility) e pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente, indicam que existe uma área de 12969 km^2, com moderado potencial eólico, com exceção da Nicarágua, onde existe um considerável potencial eólico de mais de 400 W/m^2 (CEPAL, 2007).

PCH

No final de 2008, a capacidade instalada de geração de energia hidrelétrica na América Central era de 4270 MW, que produziu cerca de 42% da eletricidade da região (CEPAL, 2009).

Na região existe ainda um significativo potencial de geração de energia hidroelétrica, que foi estimado em 22000 MW, dos quais até agora apenas 19% foi explorado, ou seja, restam ainda quase 18000 MW que podem ser aproveitados (Tabela 21).

Tabela 21: Potencial hidroelétrico na América Central, 2008 (MW)

País	Instalado	Potencial	A desenvolver
Costa Rica	1524	5802	4278
El Salvador	486	2165	1679
Guatemala	776	5000	4224
Honduras	522	5000	4478
Nicarágua	105	1760	1655
Panamá	870	2341	1471
Total	4283	22068	17785

Fonte: CEPAL (2009) e CEPAL (2007)

Panamá, Costa Rica e Guatemala são os países que estão em posição mais favorável para gerarem hidroeletricidade, uma vez que têm um maior número de projetos hidroelétricos em construção, em concessão, com licença e estudos de viabilidade concluídos. El Salvador começou a construção de um projeto hidroelétrico de capacidade média, ao passo que Honduras e Nicarágua têm boas expectativas em função de recentes processos de licitação, concessões e contratação (CEPAL, 2009).

Biomassa

Na América Central ocorre uma significativa utilização de biomassa para geração de eletricidade, particularmente com o bagaço das usinas de açúcar. Em 2008, esse tipo de energia foi usada para gerar 1662 GWh em uma capacidade instalada de 685 MW (CEPAL, 2009).

Em termos de potencial, estima-se que existam 27 usinas que poderiam produzir 1200 GWh (CEPAL, 2009). Por sua vez, na Costa Rica, fez-se um estudo sobre a oferta e o consumo de biomassa, que apresentou uma capacidade potencial de 635 MW para geração de eletricidade (MINAE, 2007).

Energia geotérmica

Embora em menor escala, a América Central tem desempenhado um papel importante no desenvolvimento da energia geotérmica no mundo. El Salvador a utiliza para gerar eletricidade desde 1975 e hoje a energia geotérmica é uma importante fonte alternativa de geração de eletricidade na região, representando aproximadamente 5% da capacidade total instalada, tendo gerado 8% da energia da região.

De acordo com vários estudos, o potencial geotérmico estimado da América Central é de cerca de 3000 MW, dos quais apenas 15% foram aproveitados (Tabela 22). Em grande parte, seu relativamente reduzido aproveitamento é explicado pelos elevados custos de exploração e pelos riscos financeiros em que implica[14].Ainda enfrenta limitações e restrições ambientais, como é o caso da Costa Rica, onde apenas 69 MW são explorados, havendo um potencial de quase 870 MW (CEPAL, 2009; CEPAL, 2007).

[14]Por um lado, as dimensões relativamente pequenas dos possíveis aproveitamentos e, por outro, os elevados custos fixos e as incertezas associadas à exploração, encarecem seu possível desenvolvimento.

Tabela 22:Capacidade instalada e potencial geotérmico na América Central em 2008 (MW)

País	Instalado	Potencial	A desenvolver
Costa Rica	166	235	69
El Salvador	204	333	129
Guatemala	44	1000	956
Honduras	0	120	120
Nicarágua	88	1200	1112
Panamá	0	40	40
Total	502	2928	2426

Fonte: CEPAL (2009) e CEPAL (2007)

Solar fotovoltaica e CSP (Energia Solar Concentrada)

Ainda que seja um recurso óbvio para a eletrificação de áreas sem energia elétrica da região, a América Central tem uma capacidade instalada reduzida. Especificamente, reporta-se que a Guatemala tem 3 MW, Honduras 1 MW e Costa Rica 220 kW (CEPAL, 2007).

No entanto, o potencial para seu aproveitamento é bom. Estimativas levantadas pelo programa de energia solar e eólica (Solar and Wind Energy Resource Assesment, Global Environment Facility) das Nações Unidas indicam que os valores de insolação na região estão na faixa de 4-7 kWh/ m^2 por dia (CEPAL, 2007).

Por sua vez, estudos de mercado do Banco Mundial em relação a sistemas fotovoltaicos nas zonas rurais de Honduras e Nicarágua identificaram potenciais de 51 MW e 34 MW, respectivamente. Da mesma forma, estima-se que a região pode ter potencial para aplicações solares rurais de pouco menos de 250 MW (CEPAL, 2007).

3.1.5 ARGENTINA

O mercado de eletricidade

Potencial e Capacidade instalada

No final de 2008, a Argentina apresentava uma capacidade instalada total de 26225 MW participante do mercado de energia atacadista (*Mercado Eléctrico Mayorista*, MEM), que concentra os principais geradores do país. Muitos dos geradores renováveis de energia não são participantes do MEM, uma vez que a potência instalada de fonte solar fotovoltaica se localiza principalmente em comunidades rurais e os geradores eólicos em sua grande maioria não comercializam sua energia no mercado.

A capacidade instalada de fontes renováveis em 2009, excluindo as UHEs de grande porte é de 1141,23 MW (Tabela 23).

Tabela 23: Capacidade Instalada para geração de eletricidade na Argentina (2008-2009)

(MW)	Solar FV	Solar Térmica	Eólica	Biomassa	Geotérmica	PCH		Hidro	Térmica	Nuclear	Total MEM
Capacidade Instalada (2008/2009)[1]	10	-	30,56	720	0,67 (fora de serviço)	380	0	10156	15064	1005	26225
Turbina a Vapor									4438		
Turbina a Gás									2901		
Ciclo Combinado									7488		
Diesel									238		
Capacidade Adicional (2020)	0[2]; 500[3]	0[2]; 300[3]	200[2]; 8000[3]	300[2], 1000[3]	0[2], 200[3]	100[1]	0[2], 0[3]				

Fonte: [1]SEN et al. (2009) e CAMMESA (2009a); [2]Cenário de Referência (Greenpeace et al., 2009); [3]Cenário Revolução Energética (Greenpeace et al., 2009)

A Secretaria de Energia da Nação publicou em 2009 o estudo "Energias Renováveis: diagnóstico, barreiras e propostas" (SEN et al., 2009) com objetivo de apresentar um diagnóstico das fontes renováveis no país e identificar as barreiras econômicas, institucionais, financeiras e regulatórias que poderiam afetar o desenvolvimento de projetos a partir dessas fontes no país, assim como identificar estratégias, ações e instrumentos para facilitar a remoção destas barreiras. Os potenciais das fontes apresentados a seguir basearam-se no diagnóstico apresentado por esse estudo.

Estima-se em 5 GW o potencial eólico tecnicamente aproveitável para a região sul argentina, segundo o "Atlas Eólico del Potencial del Sur Argentino", reconhecidamente onde se encontra boa parte do potencial nacional (SEN et al., 2009, p.13). Porém, é preciso notar que existem projetos para a implementação de parques eólicos cuja potência nominal agregada supera este valor, que, portanto, deve ser visto como um limite inferior.

Segundo SEN et al. (2009), sobre o potencial solar do país, 11 das 23 províncias argentinas apresentam uma radiação solar anual média superior a 5 kWh/m2.dia, limite inferior para o aproveitamento em sistemas fotovoltaicos segundo o documento. A principal aplicação desses sistemas no país se dá para eletrificação de áreas isoladas através do projeto PERMER. A capacidade instalada total é de 10 MWp em 2007 (p.11), quando em 2002 era de 4,5 MWp (SEN, 2004).

O recurso de biomassa acessível e potencialmente disponível alcança 148 Mt, estimado para a Argentina pelo projeto WISDOM[15]. O aproveitamento de resíduos biomássicos atualmente já alimenta 720 MW, principalmente em usinas de açúcar. Asal et al.(2005) indica a existência de um potencial de geração de eletricidade por fonte biomássica de 430 MW, utilizando principalmente resíduos de madeira e resíduos agro-industriais, mas apesar do grande potencialainda são grandes as barreiras ao seu aproveitamento.

A Argentina possui campos de alta entalpia adequados para o aproveitamento geotérmico para a geração de eletricidade, como os de Copahue-Caviahue, Domuyo, Tuzgle e Valle del Cura, mas não há uma estimativa do potencial de geração (embora haja uma declaração de que seja possível que um projeto alcance 150 MW (SEN et al., 2009, p. 17).

[15] WISDOM (Woodfuel Integrated Supply / Demand Overview Mapping) é um projeto do "FAO Wood Energy Programme" para o levantamento dos recursos agroflorestais em diversas localidades do mundo.

Já a capacidade instalada em PCHs no país é de 380 MW e estudos governamentais indicam um potencial entre 425 e 480 MW.

Planos de Expansão e Projetos Considerados

A Argentina tem como meta atender a demanda de energia elétrica em 2016 com 8% de fontes renováveis (Lei nº 26.190/06). Segundo esta mesma lei, a elaboração de um programa federal para o desenvolvimento das energias renováveis é obrigatório, mas até abril de 2010 não houve ainda anúncio da elaboração deste programa. Portanto, até o momento não há projeções oficiais (pelo menos disponíveis) que indiquem o cenário vislumbrado para o horizonte de planejamento[16].

O que há de oficial no momento são licitações de fontes renováveis que estão sendo realizadas pela companhia estatal ENARSA para alcançar esta meta de 8% no quadro do programa GENREN[17] (Tabela 24). Os resultados da licitação foram divulgados somente em Julho de 2010, indicando lentidão por parte do governo argentino, que anunciou também que novas licitações serão realizadas para as tecnologiaseólica, biomássica e térmica com biocombustíveis, devido à baixa oferta de empreendimentos ou mesmo ausência para algumas fontes (resíduos sólidos urbanos, geotérmica, solar térmica e biogás) (SEN, 2010a; ENARSA et al., 2010).É importante destacar que a licitação não estabelece um prazo máximo para entrada em operação, sendo estes prazos especificados pelo empreendedor no momento da oferta.

Assim, das nove fontes contempladas, somente quatro tiveram contratos firmados, apesar de se terem estabelecido, como mencionado, novas licitações para as outras fontes, exceto biomassa. Há a possibilidade de novas licitações para esta última fonte, juntamente com a fonte eólica e biocombustíveis, conforme ENARSA et al. (2010).

[16] Há um relatório elaborado por SEN (2004) que vislumbra alguns valores futuros de capacidade instalada para algumas fontes renováveis. Pelo fato de ser anterior à Lei nº 26.190/06, não foram considerados neste trabalho, mas um resumo de SEN (2004) encontra-se em anexo.

[17] GENREN (Licitación de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes Renovables) é o nome dado pelo governo a esta série de licitações.

Tabela 24: Licitações de Energias Renováveis e Potências a Serem Contratadas

	Licitação Principal (MW)			Licitações Complementares (MW)			
Fonte	EE 01/2009			EE 01/2010	EE 02/2010	EE 03/2010	EE 04/2010
	A contratar	Ofertada	Contratada	A contratar			
Eólica	500	1182	754				
Térmica com Biocombustíveis	150	110,4	110,4				
Resíduos Sólidos Urbanos	120	0			120		
Biomassa	100	54,4					
PCH	60	10,6	10,6				
Geotérmica	30	0				30	
Solar Térmica	25	0					25
Biogás	20	14		20			
Solar Fotovoltaica	10	27,5	20				
TOTAL	1015	1398,9					

Fonte: ENARSA (2009); ENARSA (2010ª); ENARSA (2010b); ENARSA (2010c); ENARSA (2010d).

Há cenários não oficiais de longo prazo como o do Greenpeace, de 2009, com horizonte em 2050. Este estudo formula um cenário de grande guinada na matriz energética do país com o objetivo principal de reduzir as emissões de gases de efeito estufa, provenientes do setor energético. Prevê uma participação de 64% de capacidade instalada de fontes renováveis em 2020, quando no cenário de referência seria de 38% (Tabela 25).

Como se pode notar pela diferença entre os dois cenários, o cenário de revolução energética presume uma mudança rápida e estrutural da matriz energética já no período de 2010 – 2020, principalmente para a energia eólica, fonte base para a elaboração desse cenário.

Dada a quantidade expressiva de projetos eólicos ofertados na primeira licitação do programa GENREN (mais de 1,4 GW), um crescimento de 8 GW da capacidade instalada eólica na década de 2010 não pode ser descartado. Ainda assim, será necessário a conjunção de diversos fatores favoráveis para atingir esta projeção, entre eles o apoio firme do governo e a atuação expressiva de empreendedores privados fora do quadro das licitações, o que torna a instalação de 8 GW em dez anos algo difícil, embora capacidades de geração nessa ordem de grandeza serem prováveis. Porém, isto pode mudar somente com a implementação bem-sucedida do projeto de Diadema, que prevê a instalação de 16 GW (ver próxima seção), apesar de não haver indicação neste sentido. Por outro lado, Recordon (2009) prevê uma capacidade instalada eólica na Argentina de quase 1 GW em 2020.

Tabela 25: Cenários de Referência e Revolução Energética

GW	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	Cenário de Referência					
Total da geração	25	30	38	47	57	69
Renováveis	10	12	14	17	19	21
Hidráulica	10	12	14	16	18	19
Eólica	0,0	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8
Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
Biomassa	0,1	0,1	0,3	0,5	0,7	0,8
Geotérmica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solar térmica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia dos oceanos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Participação (%)	39,1	38,8	37,5	36,4	33,5	30,4
	Cenário Revolução Energética					
Total da geração	25	30	38	44	53	67
Renováveis	10	13	24	33	43	60
Hidráulica	10	12	14	14	16	17
Eólica	0,0	0,1	8	13	19	28
Fotovoltaica	0,0	0,0	0,5	0,9	1,4	2,1
Biomassa	0,1	0,1	1	3	5	8
Geotérmica	0,0	0,0	0,2	1	2	3
Solar térmica	0,0	0,0	0,3	0,4	0,9	1,8
Energia dos oceanos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3
Participação (%)	39,1	41,3	63,9	74,1	81,8	89,4

Fonte: Greenpeace et al. (2009)

As fontes renováveis

Energia eólica

Como etapa inicial para o desenvolvimento da energia eólica no país, foi elaborado o mapa eólico argentino (Sistema de Información Geográfica Eólico), que identificou um grande potencial, principalmente na região patagônica e na costa atlântica próxima a Buenos Aires (CREE et al., 2006). Assim, os principais projetos se concentram nessas regiões, cujo potencial pode chegar a no mínimo 5 GW.

O programa oficial de desenvolvimento da fonte eólica é o “Plano Estratégico Nacional de Energia Eólica (PENEE)”, apresentado por SEN (2005), cujo objetivo é instalar 300 MW em 3 anos(o plano foi lançado em 2005). O primeiro projeto, Vientos de la Patagonia I, deveria ter sido concluído em 2006, mas em fevereiro de 2010 apenas o primeiro gerador de 1,5 MW da Impsa estava em operação. A primeira fase do projeto objetiva a homologação deste gerador e de outro modelo de NRG Patagonia para em seguida instalar 60 MW utilizando estes geradores (CADER, 2009).

Os principais projetos existentes são, além de Vientos de la Patagonia I:

- Vientos de la Patagonia II, a ser implantado em Santa Cruz e em fase de estudos
- Parque Eólico de Pico Truncado, com 600 – 900 MW. Anunciado em 2009 e a ser elaborado pelo grupo espanhol Guascor Wind e com previsão de entrada em operação para 2013/2014, é ainda necessário mais notícias sobre o desenvolvimento do projeto.
- Parque Eólico Arauco, em La Rioja, com 12 geradores Impsa de 2,1 MW para atingir 25,2 MW. A entrada em operação está prevista para 2010, e o primeiro aerogerador já está montado.
- Malaspina, na Pampa, com 40 aerogeradores vestas V-80 de 2 MW – Operação em 2010/2011
- Vientos Del Secano, com 50 MW. A entrada em operação está prevista para o final de 2011, sendo que já foram concluídos os estudos de projeto e de impacto ambiental e a companhia PEPSA, operadora do parque, já obteve autorização para integrar o mercado atacadista de energia MEM.
- Diadema, com 6,3 MW. Desenvolvido pela empresa CAPSA/CAPEX, o projeto seria a etapa inicial para a instalação de um parque eólico gigante (16 GW) voltado para a geração de hidrogênio (AAEE, 2010a). Apesar da dimensão do projeto, este estaria temporariamente suspenso (CADER, 2009).
- Projetos da Licitação EE 01/2009, totalizando 1182 MW, concentrados nas províncias patagônicas de Chubut, Rio Negro e Santa Cruz, e na de Buenos Aires. Dos projetos mencionados acima, apenas o de Malaspina (80 MW) foi ofertado na licitação (e selecionado).
- Gastre, com 1350 MW. Desenvolvido pela Generadora Eólica Argentina S.A. (GEASA), o projeto contaria com 675 aerogeradores e exige a construção de uma linha de transmissão 500 kV por 300 km (EVWIND, 2009).

Segundo SENet al.(2009, p. 13), estima-se em 2,8 GW a capacidade dos projetos eólicos em desenvolvimento no país. Já os principais projetos identificados juntos com aqueles ofertados na licitação EE 01/2009totalizam 1323,5 MW[18].

É preciso notar que os projetos candidatos na licitação não necessariamente estão em fase de implantação. Segundo o Banco Interamericano de Desenvolvimento, mais dois projetos estão em estágio inicial de estudos, Arenas Verdes (120 MW) e Pampa Alta (30 MW), no quadro do programa Centrais Eólicas do Sul, contando com financiamento do banco para realização dos estudos iniciais (IADB, 2010).

Na licitação EE 01/2009, foram selecionados 17 projetos, totalizando 754 MW, o que representou 254 MW a mais do que a potência que seria originalmente contratada. As empresas vencedoras, referidas na análise institucional, foram a IMPSA (155 MW), Emgasud (180 MW), Isolux (200 MW), International New Energies (50 MW), Patagonia Wind Energy (50 MW), Energías Sustentables (20 MW) e Sogesic (99 MW) (ENARSA et al., 2010; SEN, 2010a). Todos os projetos se localizam na Patagônia, exceto os da empresa Sogesic, que estão na província de Buenos Aires.

[18] Excetua-se os megaprojetos de Diadema (Fase II), Gastre e Pico Truncado, que levariam a capacidade instalada eólica argentina a mais de 17 GW.

Solar Fotovoltaica e CSP

No quadro do programa PERMER (Programa de Energías Renovables em Medio Rural), o governo argentino realiza licitações para o fornecimento de sistemas fotovoltaicos (FV) completos. Nas etapas I e II para compra centralizada serão firmados contratos para fornecimento de 862,11 kW (etapa I, com 9 lotes) e 1050,48 kW (etapa II, com 10 lotes), segundo SEN (2010b; 2010c).

Para aplicações de grande porte, SENet al. (2009) menciona o lançamento de uma licitação em 2009 para um parque solar FV de 1,2 MW em San Juan e a licitação EE 01/2009 que faz parte do projeto GENREN para a contratação de 10 MW de solar FV e 25 MW de CSP (ENARSA, 2009).

Na licitação EE 01/2009 do projeto GENREN, 20 MW de potência nominal para plantas solares FV foram contratadas, o dobro da potência que seria contratada originalmente. Quatro empresas, referidas na análise institucional, devem implementar os projetos: Energías Sustentables, Idyl, International New Energy e Generación Eólicas, com 5 MW cada (ENARSAet al., 2010).

Já em relação à planta solar FV em San Juan, efetivamente, Valente (2010) indica a contratação da empresa COMSA Argentina (parte da empresa COMSA espanhola) para construção da planta. Segundo complementação de Pastor (2009), várias tecnologias serão utilizadas (silício amorfo, mono- e policristalino) para avaliação de sua adequabilidade.

Já Diário de Salta (2009) menciona o lançamento de um projeto para geração com concentração solar com 1 MW inicial na província de Salta, porém não há outras indicações mais recentes.

Biomassa

O principal recurso biomássico argentino utilizado é o bagaço da cana-de-açúcar. O levantamento de projetos identificados indica um potencial de 422 MW (SENet al., 2009). Projetos de reconversão de engenhos de açúcar totalizam 156 MW, principalmente em Tucuman e Salta (p.15). Asal et al. (2005) encontraram um grande potencial para o aproveitamento de resíduos agroflorestais, e o aproveitamento dos resíduos florestoindustriais seria feito de acordo com a tecnologia de gaseificação e combustão, se for mantido a tendência tecnológica dos projetos identificados neste estudo.

O programa GENREN incluiu a licitação para usinas elétricas alimentadas com resíduos sólidos urbanos (120 MW), biogás (20 MW), biocombustíveis (150 MW) e 100 MW de biomassa não especificada, totalizando 390 MW.

Na licitação de energias renováveis EE 01/2009, foram ofertados 54,4 MW em projetos para utilização de recursos biomássicos, mas nenhum para aproveitamento de resíduos sólidos urbanos (RSU). Por essa razão, foi lançada a licitação complementar EE 02/2010 específica para RSU para contratar 120 MW. Quanto à contratação, foi contratada uma potência nominal de 110,4 MW para geração termoelétrica a partir de biocombustíveis, com quatro empreendimentos, três da empresa Nor Aldyl (76,4 MW) e um da empresa Emgasud (34 MW) (ENARSA et al., 2010).

Pequenas Centrais hidrelétricas

A Argentina desenvolve o Programa “Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos”, que visa realizar estudos para a identificação de locais potenciais e promover o desenvolvimento do

aproveitamento da energia hidráulica em pequena escala. Assim, identificando as diversas vantagens dos pequenos aproveitamentos (menores recursos envolvidos, vantagens da geração distribuída, processo de autorização simplificado), SEN (2008) indica um potencial de 425 MW (sendo 80 % concentrado em 35 projetos – de um total de 116).

Um levantamento de SENet al. (2009) baseado no trabalho anterior (SEN, 2008) indicou a existência de 480 MW em projetos ou potencial identificado para pequenos aproveitamentos hidroelétricos (o termo argentino para PCH). Estes estão localizados principalmente em comunidades isoladas do sul, o que aumenta seu interesse devido à maior competitividade. Apesar disso, apenas 30 MW estão em desenvolvimento, e em muitos casos ainda é necessária a elaboração dos estudos de projeto e de impacto ambiental. Assim, o relatório estima ser possível incorporar 100 MW de potência em dez anos.

Os delineamentos do "Plano de Ação em Pequenos Aproveitamentos" incluem somente a realização de um inventário de projetos e instalações existentes, levantamento das legislaçõesfederal e regionais e a "seleção e promoção dos projetos mais factíveis" (SEN, 2008, p.25) – objetivos vagos para um plano de ação nacional. Assim, a melhor estimativa ainda é a elaborada por SENet al. (2009) de 100 MW instalados em dez anos. Na licitação EE 01/2009 foram oferecidos 10,6 MW em projetos de PCH, abaixo do limite de contratação do edital para a fonte (60 MW), e todos os 5 projetos foram contratados (ENARSA et al., 2010).

Energia geotérmica

Os aproveitamentos geotérmicos existentes na Argentina servem até o momento unicamente para fins de aproveitamento do calor.

Já para geração elétrica, o programa GENREN incluiu 30 MW na licitação EE 01/2009 e no campo geotérmico de Copahue se planeja uma usina com 30 MW adicionais, totalizando 60 MW (SENet al., 2009). Na licitação, nenhum projeto foi ofertado.

O processo de licitação para a usina de Copahue, no campo geotérmico de Las Melizas, já foi finalizado, tendo sido selecionada a companhia canadense Geothermal One. Esta deverá ainda construir a linha de transmissão do projeto, que gerará 230 GWh anuais (Neuquén, 2010). Além disso, a empresa Geotermia Andina firmou um contrato com a estatal Energía Provincial Sociedad del Estado para construir uma central de geração geotermoelétrica de 5 MW no campo de Valle del Cura, com operação prevista para 2011, caso o recurso geotérmico se revele adequado (San Juan, 2009). Porém, é preciso notar que os prazos propostos para implantação do projeto são ambiciosos, e atrasos não podem ser descartados.

Armazenamento de Energia

Atualmente a Argentina conta com uma planta experimental de produção de hidrogênio através da fonte eólica, a planta de Pico Truncado (2,4 MW). Como mencionado, existe o projeto para a geração de hidrogênio através do parque eólico gigante de 16 GW de Diadema, mas o andamento deste é incerto. Segundo SENet al. (2009) na Argentina não se fabricam eletrolizadores para a produção de hidrogênio, existindo apenas grupos de pesquisa acadêmicos.

Integração e interconexão da geração

Não foram encontradas informações específicas sobre a forma de conexão da geração a partir de fontes renováveis à rede básica e necessidade de expansão da rede para realizar a

interconexão das plantas, já que não há um plano argentino de médio ou longo prazo, pelo menos disponível, para expansão do sistema elétrico (sequer indicativo).

Apesar disso, é possível prever que caso projetos importantes de geração de energia como o de Diadema (16 GW) se concretizem, será necessária a expansão da rede básica na tensão mais alta de transmissão do sistema (500 kV), já que o potencial eólico argentino se concentra na Patagônia.

3.1.6 BRASIL

O mercado de eletricidade

Tabela 26: Projeções de Energias Renováveis no Brasil

(MW)	2015	2017	2019	2020	2025	2030	2040	2050
CSP	195[1]							
Solar FV						1000[2] 2000[3]		
Biomassa	3000[2]; 3000[3]; 7421[5]; 3106[6]	4170[4]	8521[5]	4111[6]; 13900[7]		29000[2]; 30000[3]; 6829[6]; 20700[7]	27400[7]	40900[7]
Eólica	1000[3]; 1000[2]; 1423[4]; 4441[5]; 3000[8]; 2400[9]	1423[4]	6041[5]	6000[7]; 7800[8]; 6300[9]	16600[8]; 10200[9]	4000[2]; 15000[7]; 5000[3]	44000[7]	116000[7]
Geotérmica	0[3]					0[3]		
Oceanos	0[3]					0[3]		
PCHs	5566[5]; 7734[4]	6066[5]; 7734[4]	6966[5]	3330[10]		7769[10]		

Notas: [1]Greenpeace e ESTIA (2003); [2]Cenário de Referência (IEA, 2006); [3]Cenário de Políticas Alternativas (IEA, 2006); [4]EPE (2009a); [5]EPE e MME (2010); [6]Geração de energia elétrica excedente a partir da biomassa do setor sucroalcooleiro (EPE, 2007a); [7]Cenário de Revolução Energética (Greenpeace e EREC, 2007); [8]Cenário de Referência (IAEA et al., 2006); [9]Cenário Shift (IAEA et al., 2006); [10]EPE (2007b)

Potencial e Capacidade instalada

No final de 2008 o Brasil possuía uma capacidade instalada de geração elétrica de 103962 MW (EPE, 2009b) e uma capacidade instalada de fontes renováveis, excluindo as UHEs de grande porte, de 5207 MW (EPE, 2009a). A Tabela 27 apresenta a capacidade instalada no Brasil por fonte em 2008.

Tabela 27: Capacidade Instalada no Brasil para Geração de Eletricidade

	Ano 2008								
(MW)	Solar FV	Solar Térmica	Eólica	Biomassa	PCH	Hidroelétrica[1]	Térmica[2]	Nuclear	Total
Total	-	-	1436	5380	4043	83169	18427	2007	103962

Notas: [1]O Balanço Energético Nacional 2009 não desmembra por tipo a capacidade instalada hídrica para geração de eletricidade, o que se supõe que inclui PCHs; [2]O Balanço Energético Nacional 2009 não desmembra por tipo a capacidade instalada térmica para geração de eletricidade, o que se supõe que inclui termoelétricas à biomassa.

Fonte: EPE e MME (2010)

Resultados preliminares do BEN 2010 apontam que a geração por meio de fontes renováveis apresentou aumento de 5,5% em 2009 em relação ao ano anterior, sendo que a hidroeletricidade uma das que mais cresceram. Com a maior utilização de UHE, em detrimento

às usinas termelétricas de energia (UTE), a eletricidade de origem renovável teve um aumento de 85,1% em 2008 para 89,8% em 2009. As ofertas internas de energia elétrica, de origem hidráulica, eólica e biomássica, apresentaram, respectivamente, um crescimento de 5,8%, 4,7% e 17,5% em relação ao ano anterior A redução na geração de eletricidade através de fontes fósseis chegou a 30,6%, com destaque para o gás natural (-53,7%) e derivados de petróleo (-17,1%). (EPE, 2010).

Planos de Expansão e Projetos Considerados

No Brasil há dois tipos de projeções oficiais: uma de médio prazo e uma de longo prazo. A de médio prazo é o PDE, atualizado anualmente com horizonte de planejamento de 10 anos e principal estudo de planejamento do Governo Federal para o setor. O de longo prazo é o Plano Nacional de Energia (PNE), com horizonte de 25 anos, sendo que o primeiro foi publicado em 2007 com horizonte em 2030 e o próximo deverá ser publicado em 2010 ou 2011 com horizonte em 2035.

O país conta também com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), cuja primeira fase determinou a contratação de 3300 MW pela Eletrobrás, distribuídos igualmente entre as fontes de geração eólica, biomassa e PCHs. Após duas chamadas públicas – a primeira chamada pública foi realizada em outubro de 2004 e em dezembro de 2004 encerrou o processo de habilitação dos projetos de biomassa para a segunda chamada pública – foram contratados 1101,24 MW, 1422,92 MW e 685,24 MW, respectivamente, a partir de PCHs, eólicas e UTE a biomassa, que de acordo com a Lei nº. 11.943, de 28 de maio de 2009, deverão entrar em operação até 30 de dezembro de 2010 (vale ressaltar que o prazo inicialmente estipulado era 30 de dezembro de 2006). Atingida a meta da primeira fase, o programa prevê uma segunda fase, na qual tais fontes alternativas deverão atender, no prazo de 20 anos, a 10% do consumo anual nacional de energia elétrica. Contudo, a segunda fase do Proinfa está hoje descartada pela Eletrobrás[19], sendo os leilões específicos para fontes alternativas, considerados mais adequados para o fomento de tais fontes no país.

Para os objetivos deste trabalho, será utilizado o recém-publicado PDE 2010-2019, apresentado a seguir.

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2019

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) publicou recentemente o Plano Decenal de Energia (PDE) 2019. O PDE é o documento efetivo para balizar a expansão no período abrangido. O plano contém uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos para o período entre 2010 e 2019[20].

Um aspecto relevante a ser ressaltado quanto à expansão da geração no horizonte do PDE 2019 é a indicação da retomada da participação das fontes renováveis na matriz elétrica a partir do ano de 2014 em detrimento das fontes fósseis (Figura 10). A participação das fontes eólica, de biomassa e dos pequenos aproveitamentos hidráulicos (PCH) na capacidade instalada para geração de eletricidade é em 2019 de 4,17%, 5,10% e 3,62% e em 2010 é de

[19] No capítulo sobre políticas e programas de incentivo às fontes renováveis alternativas serão apresentados maiores detalhes sobre o Proinfa.

[20] O plano incorpora os resultados dos leilões de compra de energia promovidos até dezembro de 2009 e trata apenas do Sistema Interligado Nacional, incorporando os sistemas isolados que serão interligados no horizonte do estudo.

1,28%, 4,78% e 3,6%, o que destaca o aumento na capacidade instalada para geração eólica no período.

A taxa de crescimento anual da capacidade instalada de PCHs, UTEs e usina eólicas é de, respectivamente, 6,6%, 6,64% e 25,33% entre 2010 e 2015 (Tabela 28). A capacidade instalada prevista para 2015 de aproveitamentos eólicos, térmicas a biomassa e PCHs é, respectivamente, de 4441 MW (3,15% de participação), 7421 MW (5,27%) e 5566 MW (3,95% de participação). A Figura 9 apresenta essas participações para 2015 e 2019.

Tabela 28: Taxa de crescimento anual por fonte de acordo com o PDE 2019

Fonte	Período 2010-2015	Período 2015-2019
PCH	6,60%	5,77%
Biomassa	6,64%	3,52%
Eólica	25,33%	88,00%

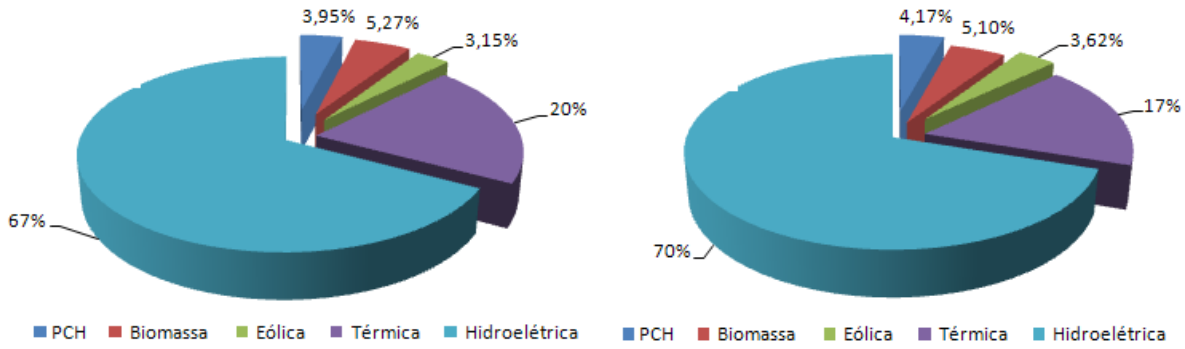


Figura 9: Capacidade instalada por fonte para geração de eletricidade em 2015 e 2019 de acordo com o PDE 2019

Fonte: EPE e MME (2010)

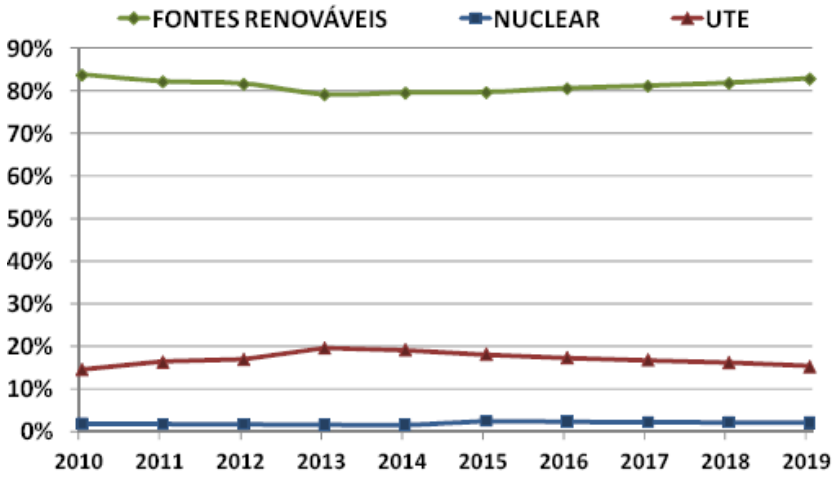


Figura 10: Participação das fontes de energia para geração de eletricidade (% Potência Instalada)

Fonte: EPE e MME (2010)

A Tabela 29 apresenta a evolução da capacidade instalada para diferentes fontes de geração ao longo do período de estudo (2010-2019).

Para o período do Plano (2010-2019), prevê-se a entrada de 33,53 GW de UHEs, 1,4 GW de geração nuclear, 9 GW de UTE (exceto térmicas nucleares) e 10,67 GW de fontes renováveis, perfazendo um total de 54,62 GW adicionais. O Plano partiu de uma capacidade instalada de 112,45 GW no final de 2010.

Olhando-se especificamente as fontes renováveis, observa-se que o Plano prevê uma capacidade instalada de quase 11 GW a partir de biomassa, PCHs e eólica em 2019. A energia eólica terá 5241 MW em 2017, capacidade bem superior aos 1423 MW previstos pelo PDE 2007-2017 no mesmo ano. Vale ressaltar que entre 2011 e 2012 há uma previsão de crescimento de 125,7% na capacidade instalada da fonte eólica devido à entrada em operação dos 1,8 GW contratos no 2º Leilão de Energia de Reserva, realizado em dezembro de 2009 e com entrada em operação prevista para 2012. Para 2019, o PDE 2019 prevê uma capacidade instalada de 6041 MW para geração eólica, montante bastante tímido já que o plano prevê um crescimento anual de apenas 400 MW após a entrada em operação dos 1,8 GW contratados no primeiro leilão especifico para energia eólica. Os Leilões de Fontes Alternativas de Energia Elétrica de 2010 (A-3 e Reserva), realizados nos dias 25 e 26 de agosto de 2010, resultaram na contratação de 2892,2 MW de potência instalada (712,9 MW de biomassa; 131,5 MW de PCH e 2047,8 MW de eólica) com entrada em operação prevista para 2013. Contudo, as projeções do PDE mostram projeções menos otimistas, uma vez que se prevê um acréscimo de apenas 400 MW e 350 MW, respectivamente, para as fontes eólicas e biomássica entre 2012 e 2013. Contudo, em relação à PCH, entre 2012 e 2013 está previsto um aumento na capacidade instalada de 400 MW, o que supera a capacidade contratada neste último leilão. Vale ainda ressaltar que a geração solar não é contemplada no horizonte do PDE 2019.

Tabela 29: Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (MW), 2010-2019

Fonte	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Hidro [(a)]	83169	85483	86295	88499	89681	94656	100476	104151	108598	116699
Urânio	2007	2007	2007	2007	2007	3412	3412	3412	3412	3412
Gás natural	8860	9356	9856	11327	11533	11533	11533	11533	11533	11533
Carvão	1765	2485	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205	3205
Óleo combustível	3380	4820	5246	8864	8864	8864	8864	8864	8864	8864
Óleo diesel	1728	1903	1703	1356	1149	1149	1149	1149	1149	1149
Gás de processo	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
PCH	4043	4116	4116	4516	5066	5566	5816	6066	6416	6966
Biomassa	5380	6083	6321	6671	7071	7421	7621	7771	8121	8521
Eólica	1436	1436	3241	3641	4041	4441	4841	5241	5641	6041
Total [(b)]	112455	118375	122676	130774	133305	140935	147605	152080	157628	167078

Nota: [(a)] Inclui a estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguaio.
[(b)] Não considera a auprodução, que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga.

Fonte: EPE (2010).

PLANO NACIONAL DE ENERGIA 2030

O estudo do PNE 2030, publicado em 2007, foi realizado pela EPE em conjunto com o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e outros participantes para o MME (sendo coordenado pela Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do MME). O PNE

2030 considerou quatro cenários energéticos: A, B1, B2 e C, cada um possuindo uma porcentagem anual de expansão do PIB, do consumo de energia e de eletricidade diferente.

A partir de informações do PNE 2030 obtêm-se uma capacidade instalada para as PCHs, usinas eólicas e térmicas alternativas (RSU e biomassa da cana), respectivamente, de 1769 MW, 1382 MW e 1821 MW em 2015 e 7769 MW, 4682 MW e 7871 MW em 2030. Assim, a capacidade instalada de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira terá uma participação em 2015 de 3,64%, sendo 1,29% de PCH, 1,01% de eólica e 1,33% de bioeletricidade e de 9,04% em 2030, sendo 3,45% de PCH, 2,08% de eólica e 3,50% de bioeletricidade.

O acréscimo na capacidade instalada entre 2005 e 2015 para as PCHs, usinas eólicas e UTE alternativas (RSU e biomassa da cana) será de 1191 MW, 1353 MW e 1565 MW, o que representa 2,79%, 3,17% e 3,67% da capacidade adicional prevista para o período. Já o acréscimo na capacidade instalada entre 2005 e 2030 para as PCHs, usinas eólicas e UTE alternativas (RSU e biomassa da cana) será de 7191 MW, 4653 MW e 7615 MW, o que representa 5,50%, 3,56 % e 3,82% da capacidade adicional prevista para o período. Ou seja, observa-se que as PCHs terão uma participação percentual mais importante na capacidade instalada adicional entre 2005 e 2030 em relação ao período entre 2005 e 2015.

A expansão da capacidade instalada até 2030 incluindo os períodos 2005-2015 e 2015-2030 são apresentados na Tabela 30.

Tabela 30: Expansão da Oferta de Energia Elétrica em Longo Prazo, por Fonte de Geração (MW)

Fonte	Capacidade Instalada	
	2020	2030
Hidrelétricas	116100	156300
Térmicas	26897	39897
Gás natural	14035	21035
Nuclear	4347	7347
Carvão	3015	6015
Outras	5500	5500
Alternativas	8783	20322
PCH	3330	7769
Centrais eólicas	2282	4682
Biomassa da cana	2971	6571
RSU	200	1300
Importação	8400	8400
Total	160180	224919

Fonte: EPE (2007b)

A Tabela 31 apresenta um comparativo entre o PNE 2030 e o PDE 2019. Apesar do planejamento setorial de curto prazo apresentado pelo PDE 2008-2017 ter se distanciado do planejamento de longo prazo (PNE 2030), o PDE 2010-2019 retomou a participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, principalmente após 2013, quando as fontes fósseis se estagnam e a expansão da geração se baseará apenas nas fontes hidroelétrica, biomassa e eólica.

Tabela 31: Capacidade instalada adicional prevista por fonte para o PNE 2030 e a versão preliminar do PDE 2010-2019.

	PNE 2030 (MW)			PDE 2010-2019 (MW)
Fonte	2005-2015	2015-2030	2005-2030	2010-2019
Hidrelétricas[1]	30900	57300	88200	33530
Térmicas[2]	7645	15500	23145	10423
Térmicas alternativas[3]	1565	6050	7615	3141
Térmicas total	9210	21550	30760	13564
Centrais eólicas	1353	3300	4653	4605
PCHs	1191	6000	7191	2923
TOTAL	42654	88150	130804	54622

Notas: [1]Grande porte; [2]Gás natural, carvão, nuclear e outras; [3]Biomassa de cana, resíduos sólidos.

Fonte: EPE (2009a), EPE e MME (2010), EPE (2007b)

Embora os períodos correspondentes de dez anos sejam diferentes (2005-2015 no caso do PNE 2030 e 2010-2019 no PDE) para efeito de comparação, é importante destacar um aumento na porcentagem de participação das fontes alternativas em relação à expansão da capacidade instalada total prevista pelos planos. No PNE 2030 as térmicas a biomassa, usinas eólicas e PCHs possuem uma capacidade instalada em 2015, respectivamente, de 1821 MW, 1382 MW e 1769 MW, bem abaixo da capacidade instalada prevista pelo PDE 2019 para as mesmas fontes no mesmo ano (5566 MW para PCHs, 7421 MW para biomassa e 4441 MW para eólica).

No PNE 2030 as fontes alternativas (térmicas a biomassa, eólica e PCHs) representam 9,63% da expansão prevista entre 2005 e 2015. No PDE 2010-2019 a participação dessas fontes representa 19,53% da expansão prevista entre 2010 e 2019. A Figura 11apresenta o percentual por fonte da capacidade instalada para geração de eletricidade em 2015 e 2020 de acordo com o PNE 2030, o que permite concluir que o PNE 2030 projeta para 2015 uma capacidade instalada de grandes hidroelétricas superior ao previsto para o mesmo ano pelo PDE 2019, enquanto as fontes renováveis possuem uma participação percentual bem menor.

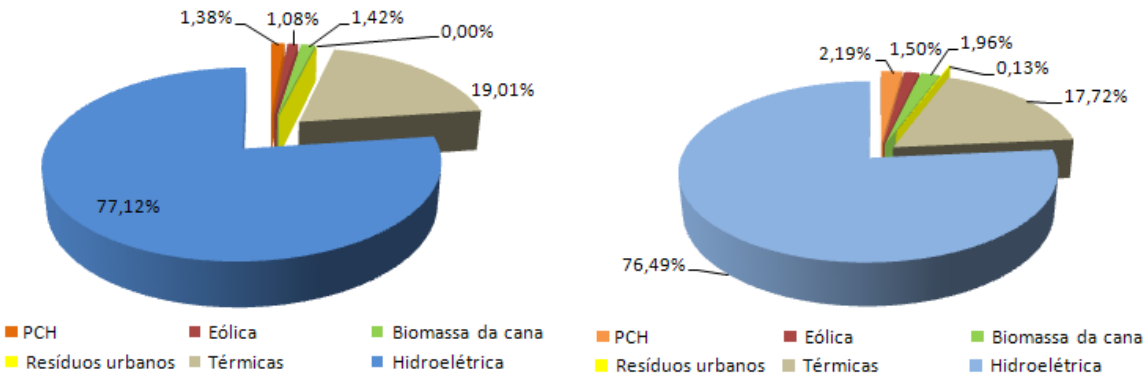


Figura 11: Capacidade instalada por fonte para geração de eletricidade em 2015 e 2020 de acordo com o PNE 2030

PROJEÇÕES NÃO-OFICIAIS

Há diversos estudos que apresentam projeções para a matriz elétrica nacional de maneira a apontar que é possível aumentar a participação de fontes renováveis e ao mesmo tempo ter um consumo mais eficiente de eletricidade. A Tabela 32 sintetiza informações dos trabalhos: World Energy Outlook 2006 (IEA, 2006), Brazil – A Country Profile on Sustainable Energy Development (IAEA, 2006) e revolução energética – Perspectivas para uma energia global sustentável (EREC e Greenpeace, 2007), que sinalizam para a possibilidade de um maior aproveitamento das fontes renováveis nos casos em que haja uma concentração de esforços (políticas, legislação, mecanismos, incentivos fiscais e econômicos, entre outros) para a promoção das mesmas.

Tabela 32: Cenários para fontes renováveis em 2015, 2020 e 2030

	Cenário Shift (GW)		Cenário de Referência (GW)			Cenário de Políticas Alternativas e Revolução Energética (GW)		
	2015	2020	2015	2020	2030	2015	2020	2030
Biomassa	n.d.	n.d.	3**	n.d.	5**	3**	13,9***	5**; 20,7***
Eólica	2,4*	6,3*	3*; 1**	7,8*	4**	1**	6***	5**;15***
Geotérmica	n.d.	n.d.	0**	n.d.	0**	0**	0***	0**; 0***
FV	n.d.	n.d.	0**	n.d.	1**	0**	0***	2**;1***
CSP	n.d.	n.d.	0**	n.d.			0***	
Oceano	n.d.	n.d.	0**	n.d.	0**	0**	0***	0**; 0***

Fonte: *IAEA (2006); **IEA (2006); ***EREC e Greenpeace (2007)

Nota: n.d.= não há dados

As fontes renováveis

Energia eólica

No 1º Leilão de Fontes Alternativas, realizado em 18/06/2007, nenhum empreendimento eólico foi contemplado (oito projetos iniciaram o certamente, mas não foram considerados aptos a participarem). No 2º Leilão de Energia de Reserva, específico para a fonte eólica, realizado em 14/12/2009, foram contratados 1805,70 MW, com entrada em operação prevista para 2012. No 2º Leilão de Fontes Alternativas, realizado nos dias 25 e 26 de agosto de 2010, foram contratados 2047,8 MW em empreendimentos eólicos, com entrada em operação prevista para 2013.

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, lançado em 2001 e produzido quando as maiores turbinas existentes estavam próximas de 2 MW, quando atualmente já ultrapassam 6 MW, ressalta um potencial de 143 GW. Contudo, segundo resultados preliminares do novo atlas eólico brasileiro, ainda em elaboração, o potencial eólico brasileiro supera os 250 GW (Ecol News, 2010).

PCH (≤ 30 MW)

No Brasil os principais incentivos dados para a inserção das PCHs na matriz elétrica brasileira foram o Proinfa e os leilões de fontes alternativas. No Proinfa foram contratados 1191,24 MW de potência, cujo prazo para entrada em operação encerra em Dezembro de 2010. No 1º Leilão de Fontes Alternativas e no 2º Leilão de Fontes Alternativas foram contratados, respectivamente, 96,74 MW e 131,5 MW de potência em PCHs, com entrada em

operação estabelecida para 2010 e 2013. A capacidade instalada de PCHs em 2010 é de 4043 MW (EPE e MME, 2010).

Biomassa

O país possui um grande potencial no aproveitamento da biomassa para geração de eletricidade, especialmente a partir do bagaço de cana-de-açúcar. O próprio PNE 2030 reconhece esse potencial e prevê uma maior participação dessa fonte na matriz de eletricidade.

De acordo com Walter e Ensinas (2010), tomadas as devidas hipóteses quanto à evolução da moagem de cana e necessidade de novas usinas até 2025, obtém-se um potencial para geração de eletricidade a partir de bagaço de cana de açúcar de até 26540 MW em 2025.

O Proinfa teve um importante papel no início da criação de um mercado de geração de energia elétrica a partir da biomassa. Porém a fonte não atingiu os 1100 MW previstos no programa mesmo após a realização de duas chamadas públicas, tendo sido contratados 685,24 MW de potência.

Algumas justificativas foram apontadas: na conjuntura econômica que o mercado vivia na época, os valores praticados internacionalmente no mercado de açúcar eram bem atrativos, fazendo com que os usineiros preferissem investir num ramo do negócio que já estava dominado tecnologicamente, ao invés de atuar no âmbito do Proinfa; o valor econômico estabelecido para biomassa foi considerado relativamente baixo; incertezas por parte dos investidores, no que diz respeito ao quanto seria necessário investir para produzir a energia a ser disponibilizada à rede; a obrigatoriedade dos empreendedores em atender a todos os critérios presentes no guia de habilitação de cada fonte, ou seja, apresentar documentos necessários para habilitação jurídica, fiscal, econômico-financeira e técnica[21], entre outros (Martins, 2010).

Contudo, o 1º Leilão de Energia de Reserva e o 2º Leilão de Fontes Alternativas contrataram um potencial superior ao Proinfa, garantindo uma maior inserção da fonte na matriz elétrica nacional, como mostra a Tabela 33.

Tabela 33: Leilões específicos para fontes renováveis que contemplaram a biomassa

Tipo	Data de realização	Entrada em operação	Potência contratada (MW)
1º Leilão de Fontes Alternativas	18/06/2007	2010	541,9
1º Leilão de Reserva	14/08/2008	2009	229,5
		2010	2149,9
2º Leilão de Fontes Alternativas (A-3 e Reserva)	25-26/08/2010	2013	712,9

Avanços tecnológicos têm aumentado a perspectiva de maior eficiência no uso do bagaço e o aproveitamento da palha na geração de eletricidade. Os maiores potenciais estão nas usinas existentes através de retrofits das plantas de geração de vapor, ainda concentradas em turbinas que operam com vapor a 22 bar/320 ºC (sistemas que apenas viabilizam a auto-suficiência do atendimento elétrico) e 42 bar/420 ºC (que permitem a geração de excedentes

[21] As dificuldades de anexar inúmeras certidões principalmente no que tange o aspecto trabalhista, haja vista o elevado número de mão-de-obra formal e informal associada direta ou indiretamente à produção agrícola e industrial de açúcar e álcool, são apontadas como um fator para o desinteresse do setor sucroalcooleiro (Martins, 2010).

elétricos modestos). Verifica-se que os sistemas mais modernos de turbinas a vapor nacionais vendidos atualmente para o setor de cana-de-açúcar são turbinas que operam com vapor de entrada a 65 bar e 490 ºC e com sistemas de condensação e extração controlada e contra-pressão (CGEE, 2010). Esses sistemas permitem a produção de excedentes de eletricidade.

As razões, muitas vezes apresentadas por especialistas da área, para o baixo aproveitamento de retrofits está nas altas taxas de retorno de investimento em que o setor sucroalcooleiro trabalha, preferindo muitas vezes investir em novas plantas do que realizar o retrofit das existentes. Aspectos regulatórios, tributários e de informação também são considerados.

No 2º Leilão de Fontes Alternativas não houve a contratação de retrofits, onde reside o grande potencial da bioeletricidade. Para alguns especialistas os resultados tímidos da biomassa no 2º Leilão de Fontes Alternativas decorrem dos problemas persistentes de conexão, financiamento e tributação que, em conseqüência, acarretam em uma desarticulação da indústria nacional de bens e equipamentos para a bioeletricidade (Portal PCH, 2010).

O PNE 2030 considera que a tecnologia com maior probabilidade de ser utilizada para geração de eletricidade por biomassa da cana-de-açúcar é o ciclo a vapor com turbinas de contrapressão, mais eficiente que o ciclo a vapor atual. Contudo, a operação ainda permanece, com essa tecnologia, restrita ao período de produção de açúcar/etanol (durante a safra). O ciclo com condensação e extração, que independe do período de safra (mas exige acesso a fontes maiores de água), ganhará espaço a partir de 2020, mas permanecerá minoritário. Com essas hipóteses, estima-se a capacidade de geração excedente em 6830 MW em 2030, “dos quais, 2480 MW associado(s) à capacidade de processamento existente em 2005” (EPE, 2007b, p.186).

Para RSU, a estimativa é de 17,55 GW passíveis de serem instalados até 2030. Assim, “Considerou-se que o aproveitamento energético dos RSU seria uma alternativa de grande escala, após 2015” (EPE, 2007b, p.189). O potencial do setor arrozeiro é de 200 a 250 MW para a produção atual, e o da silvicultura (reflorestamento) entre 1434 e 2867 MW.

A Tabela 34 ilustra a capacidade de geração de energia elétrica excedente a partir da biomassa do setor sucroalcooleiro de acordo com o PNE 2030.

Tabela 34: Distribuição regional da capacidade de geração de energia elétrica excedente a partir da biomassa do setor sucroalcooleiro segundo as tecnologias de geração termelétrica empregadas na expansão e renovação no parque industrial do setor sucroalcooleiro no Brasil – MW

	2015	2020	2030
Capacidade de geração de energia elétrica excedente	3106	4111	6829
Norte	5	6	10
Nordeste	494	654	1087
Sudeste	1962	2597	4315
Sul	210	278	462
Centro-oeste	434	575	955

Fonte: EPE (2007a, p.188)

Energia geotérmica

A partir de Jannuzzi et al. (2008) obtém-se que no Brasil as fontes geotérmicas são encontradas entre 400 e 1500 metros de profundidade e que a ausência de regiões vulcânicas no território brasileiro explica as baixas temperaturas das fontes.

Um levantamento feito pelo Instituto de Pesquisas Tecnológicas de São Paulo (IPT) mostra que o Brasil esconde no subsolo um potencial energético estimado em 3 GW. Uma fonte como a de Presidente Prudente (63 ºC a 1400 metros de profundidade) pode atingir 5 MW (Jannuzzi et al., 2008).

Contudo, dadas as baixas temperaturas, sua maior utilização no país se dará em aplicações diretas[22]. Não foram identificados pela equipe até o momento estudos específicos sobre o tema no Brasil.

Solar fotovoltaica

O uso de sistemas fotovoltaicos no Brasil é em grande parte aplicado em áreas isoladas e sem acesso à rede elétrica. Grande parte dos sistemas existentes no país foi instalada através do PRODEEM (Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios), existente desde 1994 e ligado ao MME, para aplicações em bombeamento d'água, iluminação pública e sistemas energéticos coletivos (escolas, postos de saúde e telefônicos, centros comunitários).

Os sistemas conectados à rede entre 1995 e janeiro de 2010 e em operação totalizavam apenas 171,32 kWp, sendo maioria para fins de pesquisa (Zilles, 2010). Grupo de trabalho criado em 2008 no âmbito do MME está finalizando um conjunto de propostas de políticas públicas para criação de um mercado de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Apesar do PNE 2030 considerar que a energia solar FV permanecerá restrita aos sistemas isolados, exceto no caso de queda significativa dos preços de instalação, a elaboração do PNE 2035 já está considerando que é uma fonte que ganhará certa penetração dentro do horizonte do plano.

Enquanto não há políticas no âmbio nacional nesse sentido, alguns Estados estão tomando suas própias iniciativas, como é o caso do Ceará. Foi outorgada pela ANEEL a

[22]O uso direto consiste em bombas de troca de calor, sistema geralmente utilizado para aquecimento de residências e prédios comerciais. Ou seja, o potencial brasileiro para uso indireto da geotermia (como para geração de eletricidade) é mínimo.

construção em Tauá (Ceará) da primeira planta de geração solar FV[23] para uso comercial no país com 5 MW de potência, aumentando consideravelmente a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs) no Brasil (Souza, 2010).

No capítulo sobre instituições de incentivo às fontes renováveis e no capítulo sobre políticas de incentivo será novamente abordada esta iniciativa, visto que a usina se beneficiará com o a criação do Fundo de Investimento em Energia Solar (FIES) criado pelo Governo do Estado do Ceará.

Energia dos oceanos (ondas e marés)

No Brasil a energia dos oceanos ainda é uma área incipiente. Existem poucos investimentos e prioridade no setor, mas há importantes iniciativas seminais em andamento, como, por exemplo, a instalação de uma usina maremotriz no quebra-mar do Terminal de Múltiplas Utilidades do Pecém, no Complexo Industrial e Portuário do Pecém (Ceará) com capacidade instalada prevista de 100 kW. A usina deverá funcionar por três anos para avaliação da tecnologia que aproveita a regularidade dos ventos e frequência das ondas do mar no litoral cearense para a geração de energia (IAC, 2010).

O setor pode ainda se aproveitar do conhecimento transversal do setor de petróleo e gás nacional. Contudo ainda não se sabe o potencial brasileiro de aproveitamento dos recursos energéticos na costa nacional, o que existem são valores preliminares, que é de 114 GW para a energia das ondas, mas não há estimativas para o Brasil do potencial de energia das correntes (Jannuzzi et al., 2008).

CSP – Concentrated Solar Power

Essa é uma tecnologia que vem recebendo importantes investimentos em alguns países no mundo com condições específicas de irradiação solar, como é o caso da Espanha, Estados Unidos e países do norte da África.

No Brasil ainda é bastante incipiente. Há a expectativa de construção da usina termo solar de Coremas (Paraíba), com uma capacidade de geração de 50 MW. No capítulo sobre instituições de incentivo às fontes renováveis será novamente abordada esta iniciativa.

O Brasil não possui projeção oficial para a geração de eletricidade a partir de concentradores solares (CSP).

Estudo elaborado pelo Greenpeace projeta para 2015 e 2020 a capacidade instalada e a geração de eletricidade anual para o país a partir de CSP, desde que incentivada (Tabela 35). O cenário feito pelo Greenpeace e Estia é baseado em melhorias para as tecnologias CSP e no aumento crescente de países apoiando essa tecnologia. Contudo o estudo não apresenta maiores detalhamentos sobre as premissas adotadas para a elaboração dos cenários.

[23] A usina terá inicialmente capacidade de 1 MW, envolvendo investimentos da ordem de R$ 10 milhões, com apoio do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), e será ampliada até 5 MW. Inicialmente a MPX previa uma usina solar de 50 MW, custando US$ 250 milhões, valor considerado caro pelos investidores. De acordo com a empresa, a ampliação até 50 MW dependerá do barateamento dos equipamentos. Na tentativa de redução dos custos dos equipamentos, o Governo do Estado trabalha na atração de fabricantes de painéis solares para o Ceará e planeja a criação de um pólo de energia solar na região dos Inhamuns (Souza, 2010).

Tabela 35: Projeção da capacidade instalada e geração de eletricidade a partir de concentradores térmicos solares

	América Latina		Brasil		Chile	
	MW	MWh	MW	MWh	MW	MWh
2015	390	975000	195	487500	195	487500
2020	1940	4850000	970	2425000	970	2425000

Fonte: Greenpeace e ESTIA (2003)

O trabalho é composto de cinco partes: fundamentos da eletricidade solar termoelétrica; tecnologia, custos e benefícios; o mercado solar térmico global; o futuro da eletricidade global térmica e recomendações de políticas.

3.1.7 CHILE

O mercado de eletricidade

Tabela 36: Projeções de Energias Renováveis no Chile

(MW)	2015	2020	2025	2030	2040	2050
CSP	10[2]; 10 [3]; 10 [4]; 195[8]	550[5]; 970[8]; 0 [11]	210[2]; 210[3]; 250[4]	476[1]; 650 [5]; 1014[6]; 974[7]; 0[11]	750[5]; 0[11]	1000[5]; 0[11]
Solar FV	4[2], 4[3], 4[4]	3714[5]; 0[11]	100[2]; 100[3]; 150[4]	4643[5]; 1930[9]; 507[6]; 779[7]; 0[11]	5804[5]; 0[11]	8357[5]; 0[11]
Biomassa	300[2]; 314[3]; 400[4]	380[2]; 420[3]; 645[4]; 1742[5]; 1000[11]	461[2]; 501[3]; 903[4]	476[1]; 2693[5]; 1286[9]; 1000[11]	3880[5]; 1000[11]	4972[5]; 1000[11]
Eólica		6122[5]; 1000[11]	330[2]; 998[3]; 1200[4]	2404[10]; 1.905[1]; 12245[5]; 2894[9]; 6224[6]; 2000[11]	17871[5]; 3000[11]	23574[5]; 3000[11]
Geotérmica	130[2]; 130[3]; 130[4]	488[5]; 0[11]	810[2]; 940[3]; 1400[4]	437[10]; 952[1]; 1550[5]; 2894[9]; 2027[6]; 0[11]	2725[5]; 0[11]	4417 [5]; 1000 [11]
Oceanos		0[11]		5[5]; 389[7]; 0 [11]	100[5]; 0 [11]	250[5]; 0[11]
PCHs	616[2]; 676[3]; 675[4]		1421[2]; 1653[3]; 1850[4]	476[1]; 1013[6]		

Notas: [1]Cenário UTFSM (Plataforma Escenarios, 2010); [2]Cenário Conservador (Universidad de Chile et al., 2008); [3]Cenário dinâmico (Universidad de Chile et al., 2008); [4]Cenário dinâmico-plus (Universidad de Chile et al., 2008); [5]Cenário Revolução Energética (Greenpeace e EREC, 2009); [6]Cenário Chile Sustentable (Plataforma Escenarios, 2010); [7]Cenário Ecosistemas (Plataforma Escenarios, 2010); [8](Greenpeace e ESTIA, 2003); [9]Cenário Mainstream (Plataforma Escenarios, 2010); [10]Cenário Universidad Adolfo Ibáñez (Plataforma Escenarios, 2010); [11]Cenário de Referência (Greenpeace e EREC, 2009).

Potencial e Capacidade instalada

A matriz elétrica chilena tem uma importante participação de combustíveis fósseis, que somam 60 % da matriz elétrica nacional (CNE e GTZ, 2009, p.25).

O Chile possui quatro sistemas elétricos interligados. Em dezembro de 2007 o Sistema Interconectado do Norte Grande (SING) possuía 28% da capacidade instalada do país e atendia apenas 5,8% da população, sendo sua geração predominantemente térmica e orientada para a indústria de mineração. No mesmo ano, o Sistema Interconectado Central (SIC) possuía 71% da capacidade instalada do país e atendia a 90% da população; o Sistema

Elétrico de Aysén correspondia a 0,4% da capacidade instalada nacional e o Sistema Elétrico de Magallanes correpondia a 0,6% da capacidade instalada nacional.

As fontes energéticas chilenas são bastante limitadas. O petróleo próprio cobre menos de 10% das necessidades do país, o carvão é de baixa qualidade e as reservas hidrelétricas mais significativas encontram-se afastadas de Santiago, principal centro de carga do país (Barroso et al., 2009, p.18). Todas estas características fizeram do gás natural argentino uma alternativa barata e abundante, resultando em um protocolo de integração energética firmado em 1995 entre os dois países (Barroso et al., 2009).

Tal situação aumentou consideravelmente a dependência do Chile do gás natural da Argentina. O cenário se complicou de forma irreversível a partir de 2004, quando a Secretaria de Energia da Argentina promulgou a resolução n° 659/2004, que a autorizava a abastecer de gás natural preferencialmente o mercado interno em detrimento das exportações, deflagrando assim uma série de restrições que afetaria o Chile (Universia, 2007).

Em 5 de agosto de 2005 o governo argentino impôs um racionamento que reduzia em 59% o volume total de gás exportado para o Chile. Em 17 de maio de 2007 as restrições chegaram a seu ponto mais crítico alcançando 64% do total exportado, o que resultou em uma redução de 14,1 milhões de metros cúbicos do produto, sendo que as importações diárias do Chile estavam na casa dos 22 milhões de metros cúbicos (Universia, 2007).

Em decorrência da crise energética vivida no Chile, durante os anos 2004 e 2005 foi feita uma reforma no setor elétrico para regulamentação dos segmentos de geração e transmissão. A alta participação da hidroeletricidade e as reduções no gás natural argentino criaram um ambiente arriscado para o investimento em nova capacidade de geração, principalmente devido à volatilidade do mercado spot.

AFigura 12 apresenta a evolução das principais fontes de geração elétrica no SIC e SING, incluindo o gás natural.

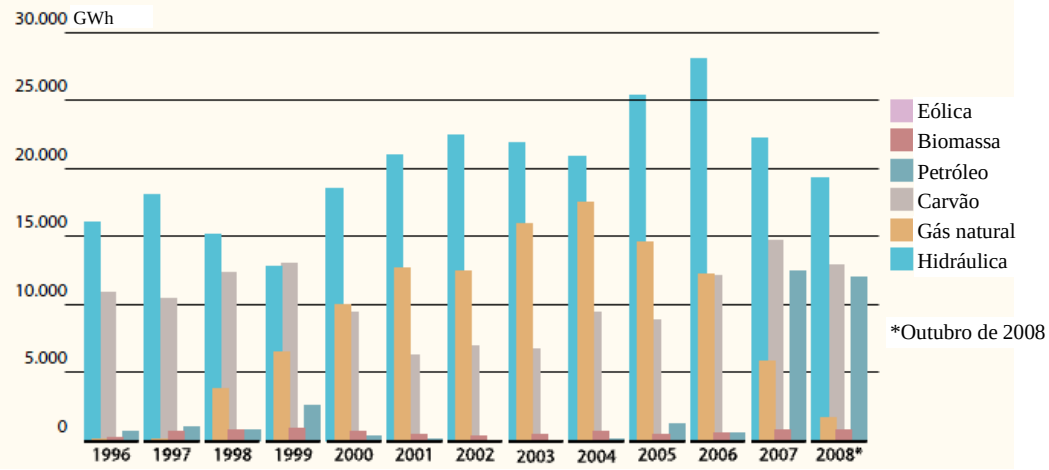


Figura 12: Geração elétrica SIC +SING: 1996-2008.

Fonte: CNE (2008, p.44)

A capacidade instalada de fontes renováveis, excluindo UHEs de grande porte, era de 345 MW no final de 2008 e correspondia a 2,63% da capacidade instalada nacional (Tabela 37).

Tabela 37: Capacidade Instalada nos Sistemas Elétricos do Chile (2008)

(MW)	2008							
	Solar FV	Solar Térmica	Eólica	Biomassa	PCH(<20 MW)	Hidro	Térmica	Total
Total	-	-	20	166	159	4784	8007	13137

Fonte: IEA (2009, p.138)

Planos de Expansão e Projetos Considerados

Apesar do Chile não possuir planos de expansão governamentais incluindo projeções para geração por fontes renováveis alternativas, o governo, através da "Comisión Nacional de Energía" (CNE), tem publicado estudos sobre a inserção de fontes renováveis no mercado elétrico chileno, sobre o potencial eólico e solar presente na região de Arica e Parinacota, Tarapacá e Antofagasta e sobre o potencial de biogás e biomassa florestal no país.

O principal mecanismo regulatório de incentivo às fontes renováveis no Chile se baseia no sistema de quotas e foi criado através da Lei 20.257. Essa lei determina que 10% da energia comercializada no SIC e SING em 2024 sejam obtidas a partir de fontes renováveis alternativas de energia. A nova meta do governo, apesar de não haver uma política oficial para tal, é alcançar 20% de toda a capacidade energética proveniente de fontes renováveis em 2020, o que implicaria instalar 500 MW anuais de energia limpa na próxima década (ACERA, 2010).

A seguir serão apresentados alguns estudos feitos por ONGs, fundações e instituições acadêmicas, nos quais se apresentam projeções e cenários para as fontes renováveis e alternativas no Chile.

CONTRIBUIÇÃO POTENCIAL DE ENERGIAS RENOVÁVEIS NÃO CONVENCIONAIS E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DA MATRIZ ELÉTRICA, 2008 - 2025

O estudo, realizado pelo Programa de Estudos e Pesquisas em Energia do Instituto de Assuntos Públicos da Universidade do Chile e o Núcleo Milênio de Eletrônica e Mecatrônica Industrial do Centro de Inovacao em Energia da Universidade Técnica Federico Santa Maria, estima o potencial de fontes de energia renovávelnão convencional (ERNC) no Chile entre 2008 e 2025 considerando o funcionamento do mercado elétrico segundo o quadro regulatório atual e um ambiente de economia de mercado.Foram consideradas as disposições da nova lei de ERNCs, que estabelece metas obrigatórias para as empresas de geração, as quais deverão garantir que, a partir de 2010, 5% da energia fornecida a distribuidores e clientes seja proveniente de ERNCs, aumentando o percentual de 0,5% ao ano a partir de 2015 até atingir 10% em 2024 (Universidad de Chile et al., 2008)

O estudo elaborou três cenários: conservador, dinâmico e dinâmico-plus. Cada um possuindo diferentes premissas quanto ao preço da energia e seu aumento. A Tabela 38 apresenta a capacidade econômica e tecnicamente viável no SIC segundo os cenários elaborados no período entre 2015 e 2025.

Tabela 38: Capacidade instalada no SIC (MW)

Fontes	2015			2020			2025		
	Cenários								
	Conservador	Dinâmico	Dinâmico-plus	Conservador	Dinâmico	Dinâmico-plus	Conservador	Dinâmico	Dinâmico-plus
PCH	616	676	675	1065	1198	1281	1421	1653	1850
Geotérmica	130	130	130	355	485	500	810	940	1400
Eólica	118	298	440	218	618	800	330	998	1200
Biomassa	300	314	400	380	420	645	461	501	903
Solar	10	10	10	110	110	140	210	210	250
FV	4	4	4	20	20	30	100	100	150
Total	1178	1432	1659	2148	2851	3396	3332	4402	5753

Fonte: Elaboração própria a partir de (Universidad de Chile et al., 2008)

A Figura 13 apresenta a evolução na participação de cada fonte no SIC de acordo com os cenários elaborados e evidencia o ganho de importância principalmente das fontes geotérmica, solar CSP e FV.

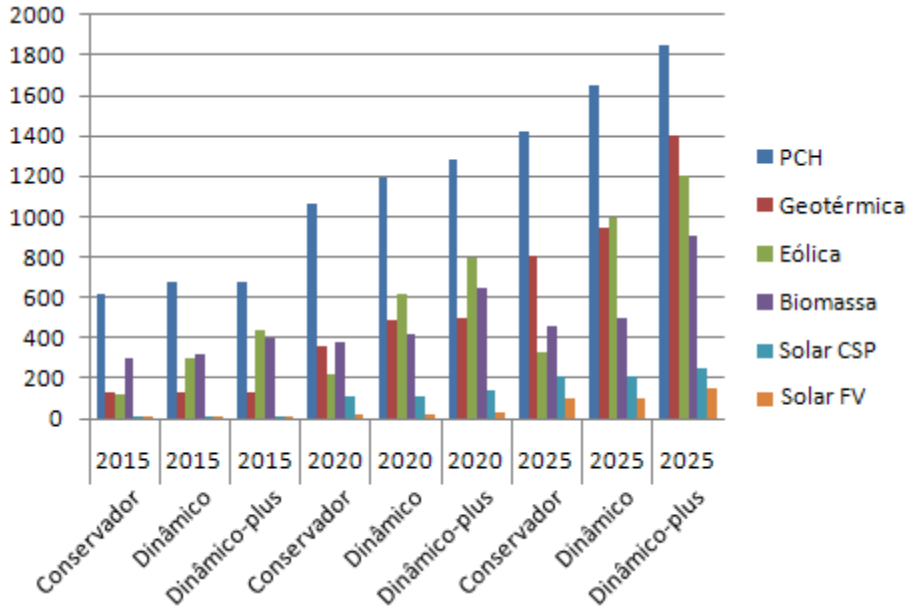


Figura 13: Evolução da capacidade instalada (MW) de fontes renováveis no SIC entre 2015 e 2025 para cada cenário

Fonte: Elaboração própria a partir de Universidad de Chile et al. (2008)

REVOLUÇÃO ENERGÉTICA - UMA PREVISÃO DE UM CHILE ENERGÉTICAMENTE SUSTENTÁVEL

O estudo se baseia em dois cenários: de referência e de revolução energética (Greenpeace e EREC, 2009).

O cenário, Revolução Energética foi feito de maneira a estabilizar as emissões do setor energético no Chile até 2020 e diminuindo as emissões em 21% em 2050. O cenário Revolução Energética é caracterizado por esforços significativos em eficiência energética de forma a explorar plenamente seu potencial, além de aproveitar todas as fontes renováveis rentáveis para geração de calor, eletricidade e produção de biocombustíveis.

A Tabela 39 ilustra esses cenários, onde é possível observar um crescimento considerável na participação de energias renováveis na capacidade instalada total para geração de eletricidade no cenário Revolução Energética, chegando a 96,3% de participação na capacidade instalada total em 2050. Em contrapartida, no cenário de referência a participação de fontes renováveis na capacidade instalada total em 2050 é de 37,29% e observa-se uma redução na participação das fontes renováveis a partir de 2010. O estudo prevê uma participação de 40,74 % e 72,41% de capacidade instalada de fontes renováveis em 2020, respectivamente, nos cenários de referência e Revolução Energética.

A energia dos oceanos é a única fonte renovável e alternativa que não surge no horizonte até 2050 no cenário Revolução Energética. Apesar da geração solar FV e da energia solar térmica de alta temperatura não surgir até 2050 no cenário de referência, a participação de ambas é antecipada para 2020 no cenário de Revolução Energética. No período, a energia eólica é a fonte renovável com maior crescimento na sua participação.

Tabela 39: Cenários de Referência e ER no Chile.

GW	2010	2020	2030	2040	2050
	Cenário de Referência				
Total da geração	17	27	37	48	59
Renováveis	8	11	14	17	22
Hidroelétrica	8	9	11	13	16
Eólica	0	1	2	3	3
Fotovoltaica	0	0	0	0	0
Biomassa	0	1	1	1	1
Geotérmica	0	0	0	0	1
Solar térmica	0	0	0	0	0
Energia dos oceanos	0	0	0	0	0
Participação (%)	47,05	40,74	37,84	35,42	37,29
	Cenário RevoluçãoEnergética				
Total da geração	18	29	37	44	54
Renováveis	8	21	30	40	52
Hidroelétrica	8	9	9	9	9
Eólica	0	6	12	18	24
Fotovoltaica	0	4	5	6	8
Biomassa	0	2	3	4	5
Geotérmica	0	0	2	3	4
Solar térmica	0	1	1	1	1
Energia dos oceanos	0	0	0	0	0
Participação (%)	44,44	72,41	81,08	90,90	96,30

Fonte: Greenpeace e EREC (2009)

MATRIZ ENERGÉTICA 2010-2030

Com o propósito de contribuir para uma discussão séria e realista em torno da matriz energética chilena, Empresas Eléctricas A.G., Fundación AVINA-Chile, Fundación Futuro

Latinoamericano, Fundación Chile e Universidad Alberto Hurtado organizaram o seminário “Matriz energética 2010-2030. Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile” (Plataforma Escenarios, 2010).

O seminário tem como insumo fundamental a discussão de diferentes cenários para geração de eletricidade em 2030, resultando nos cenários: Chile Sustentable, Ecosistemas, Mainstream Renewable Power, Universidad Adolfo Ibáñez e Universidad Técnica Federico Santa María, todos centrados no Sistema Interconectado Central (SIC) chileno e elaborados respectivamente pelas ONGs Chile Sustentable e Ecosistemas, pelo grupo inglês Mainstream Renewable Power e pelas universidades Universidad Adolfo Ibáñez e Universidad Técnica Federico Santa María.

Durante o seminário foi lançada a “Plataforma Escenarios Energéticos- Chile 2030", destinada à construção conjunta e discussão aberta de diferentes cenários para geração elétrica em 2030 (EI, 2010).

A Tabela 40 sintetiza os cenários elaborados pelas instituições supracitadas, nos quais se observa uma variação considerável da capacidade instalada por fonte em função das premissas adotadas em cada cenário.

Tabela 40: Cenários e seus custos de investimento

	Capacidade instalada (MW) por cenário				
Fontes	Universidad Adolfo Ibáñez	Mainstream	Ecosistemas	Chile Sustentable	Universidad Federico Santa Maria
Eólica	2404 (onshore)	2894 (onshore)	779 (onshore)	6335 (onshore)	1905 (onshore)
Geotérmica	437 (hidrotérmica)	1608 (vapor)	-	2027 (hidrotérmica)	952 (hidrotérmica)
FV	-	1930	779	507	-
CSP	-	-	974	1014	476
Oceanos	-	-	389 (marés)	-	-
Biomassa	-	1286	1168 (etanol CCGT[24])	760 (BIGCC[25])	476
Hidro ERNC (<20MW)	-	-	-	1.013	476,22
Custo total de investimentos (MUS$)					
	16808,15	28747,78	14567,78	16958,09	16744,25

Fonte: Plataforma Escenarios (2010)

As fontes renováveis

Energia eólica

O potencial comprovado da energia eólica no Chile é de 6000 MW (Mocarquer, 2009), mas encontra-se um potencial eólico de até 10000 MW (Oliva, 2008).

Entre 2008 e 2009 o Chile obteve o maior aumento de capacidade instalada para geração eólica da América Latina e Caribe, correspondente a 740% (saltou de 20 MW instalados no final de 2008 para 168 MW instalados no final de 2009). Sua capacidade instalada para geração eólica ficava atrás apenas do Brasil e México no final de 2009 (GWEC, 2010a). Apesar da ainda baixa inserção da energia eólica no Chile, a expectativa é de que haja um aumento expressivo da capacidade instalada para geração eólica, já que o país é apontado como um dos principais impulsionadores da geração por fonte eólica na América Latina (Gautier, 2010).

Em CNE e GTZ (2009) obtém-se que os estudos de impacto ambiental aprovados para projetos eólicos totalizavam 1344,35 MW (situação de 31 de agosto de 2009).

PCH (≤ 20 MW)

O potencial de aproveitamento da geração hídrica através de PCHs no Chile ainda é muito pouco estudado uma vez que os grandes projetos têm sido priorizados (Oliva, 2008).

[24] CCGT: Ciclo Combinado a Gás Natural.

[25] BIGCC: gaseificação de biomassa integrada a ciclos combinados.

Contudo, o potencial comprovado e conhecido pela CNE em julho de 2009 era de 2600 MW (Mocarquer, 2009).

Em CNE e GTZ (2009) obtém-se que os estudos de impacto ambiental aprovados para geração de eletricidade a partir de PCHs totalizavam 258,41 MW em 31 de agosto de 2009, refletindo o pouco aproveitamento desta fonte no país.

Biomassa

A biomassa possuía em julho de 2009 um potencial comprovado e conhecido pela CNE de 1000 MW (Mocarquer, 2009), mas em 2007 as plantas instaladas para geração de eletricidade a partir de biomassa e em operação totalizavam apenas 190,9 MW (UTFSM, 2008a). Todas as plantas instaladas até esse ano usavam como combustível licor negro, proveniente da indústria de papel e celulose, ou resíduos florestais.

Os estudos de impacto ambiental aprovados para geração de eletricidade a partir de biomassa totalizavam 112,6 MW em 31 de agosto de 2009 (CNE e GTZ, 2009).

As fontes biomássicas que possuem os mais elevados potenciais brutos de aproveitamento no Chile são o biogás, resíduos industriais florestais e o manejo de florestas nativas (UTFSM, 2008a). Contudo, a principal dificuldade apontada para o aproveitamento do recurso é sua localização distribuída e o transporte do recurso. Quanto à geração de eletricidade, a biomassa concorre com outros usos, tais como a geração de biocombustíveis (UTFSM, 2008a).

Energia geotérmica

A geotermia possuía em julho de 2009 um potencial comprovado e conhecido pela CNE de 2000 MW (Mocarquer, 2009). Contudo, estudos realizados mostram que o potencial geotérmico chileno poderia estar entre 3500 MW e 7000 MW (MCH, 2010a).

O Governo do Chile, através do Ministério de Minas, iniciou em junho de 2009 uma licitação para concessão de 20 áreas de exploração geotérmica. A Figura 14 ilustra as áreas que participaram desta licitação, totalizando 766800 hectares. Durante o processo de licitação geotérmica foram recebidas 59 ofertas de projetos de exploração, que concedeu a 9 empresas a concessão das 20 áreas licitadas. O processo finalizou em 24 de agosto de 2009 (Area Minera, 2009). Mais recentemente, em janeiro de 2010, realizou-se outra licitação pública que concedeu a 7 grupos a concessão de 17 áreas para exploração geotérmica.

De acordo com MCH (2010a), o Chile poderia contar com pelo menos 500 MW de capacidade instalada para geração de eletricidade derivada da geotermia a partir de 2014.

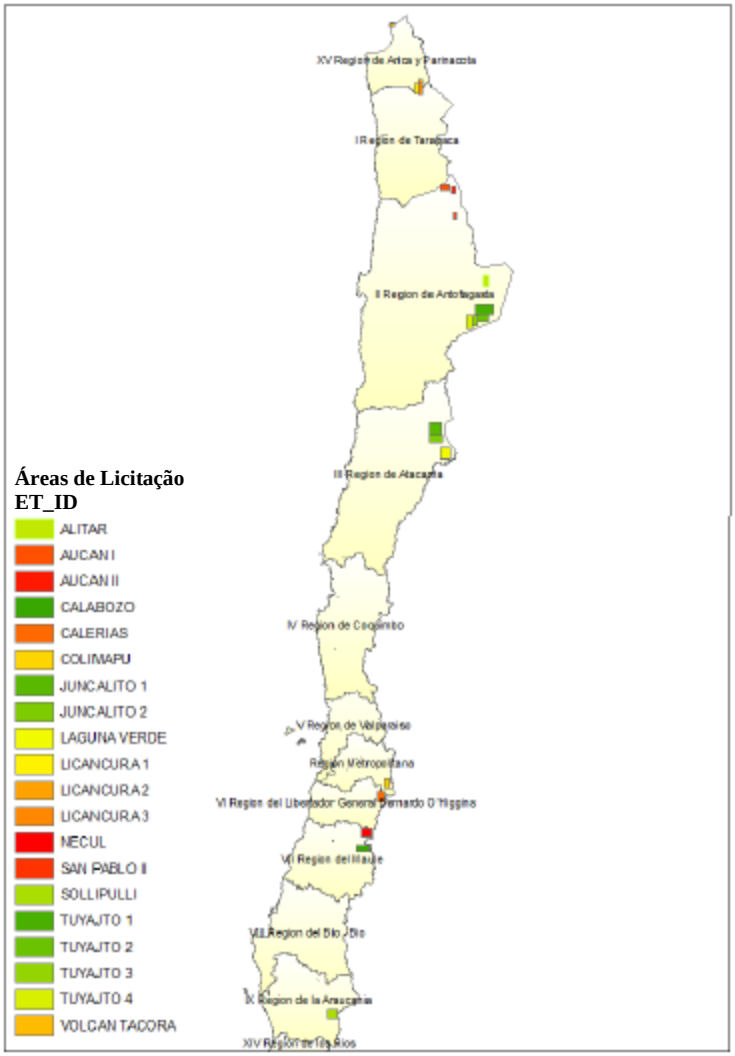


Figura 14: Áreas de licitação em junho de 2009.

Fonte: Ministerio de Minería (2009)

Solar FV e CSP

O Chile possui 50% do seu território situado no "cinturón solar de la tierra", isto é, está localizado entre 35º de latitude norte e 35º de latitude sul (UTFSM, 2008b, p.38). A Figura 15 ilustra a radiação solar direta a nível mundial e ilustra que o Chile possui um dos mais elevados potenciais do mundo para aproveitamento da energia solar CSP (já que essa tecnologia aproveita apenas a energia solar direta incidente).

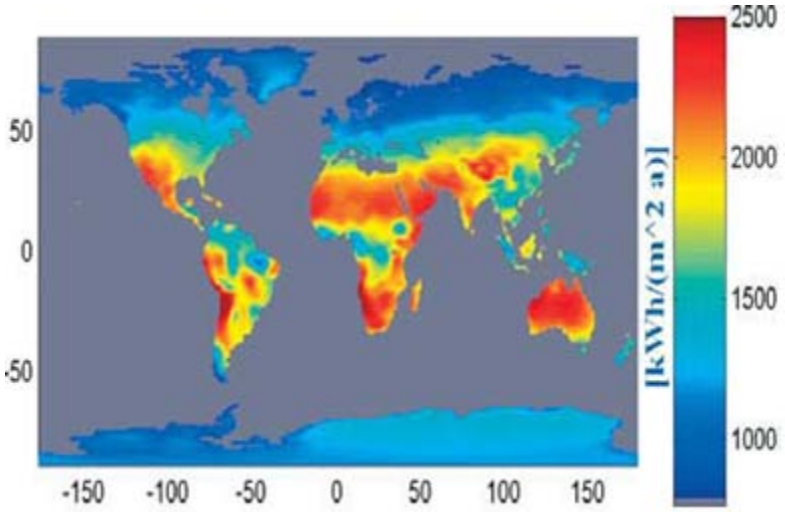


Figura 15: Radiação solar direta a nível mundial.

Fonte: UTFSM (2008b, p.39)

A Tabela 41 apresenta a radiação solar global para várias regiões do país.

Tabela 41: Radiação Solar Nacional

Região	Radiação Solar [kcal/(m² dia)]	Radiação Solar [kWh/(m² dia)]	Radiação Solar [kWh/(m² ano)]
I	4554	5,3	1933,2
II	4828	5,6	2049,5
III	4346	5,1	1844,9
IV	4258	5,0	1807,5
V	3520	4,1	1494,2
VI	3676	4,3	1560,4
VII	3672	4,3	1558,7
VIII	3475	4,0	1475,1
IX	3076	3,6	1305,7
X	2626	3,1	1114,7
XI	2603	3,0	1105,0
XII	2107	2,5	894,4
RM	3570	4,2	1515,4
Antártica	1563	1,8	663,5

Fonte: UTFSM (2008b, p.44)

A partir da Tabela 41 obtém-se que a região II (região de Antofagasta) é a que possui os níveis mais elevados de radiação solar global do país e é onde se localizam a maioria das iniciativas para desenvolvimento de plantas FV[26].

Em dezembro de 2009 o Governo Chileno apresentou as bases do concurso de licitação para estabelecimento de uma planta FV de 500 kW em San Pedro de Atacama, região II (Antofagasta) e uma planta CSP[27] em torno de 10 MW, que deverá se conectar ao SIC ou SING, na zona Norte Grande do Chile[28]. No evento participaram mais de 130 representantes de empresas nacionais e internacionais (CNE, 2009b). A empresa vencedora da licitação para construção da planta FV será aquela que solicitar o menor subsídio, visto que o tamanho da planta está predefinido, e a vencedora da licitação para construção da planta CSP será a que oferecer uma maior produção de energia para o montante total de subsídio disponível. Os subsídios chegam a US$ 15 milhões para ambas as plantas por parte da *Corporación de Fomento de la Producción* (CORFO) e o financiamento restante será concedido pelo setor privado (CNE, 2009b). As plantas FV e CSP deverão estar em operação em 2010 e 2012 respectivamente (CNE e GTZ, 2009, p.172).

Em agosto de 2009 a firma espanhola Solar Park ingressou no "sistema de evaluación de impacto ambiental" (SEIA) a declaração de impacto ambiental (DIA) do projeto "Calama Solar I", uma planta solar FV de 9 MW com investimento de US$ 40 milhões próximo a Calama, região II (Antofagasta) (mch, 2009). O empreendimento já recebeu sua aprovação ambiental e atualmente a empresa Solarpack negocia com fundos de investimento locais sua incorporação como sócios. A empresa objetiva desenvolver outros seis projetos no país, que totalizarão 60 MW de capacidade instalada nos próximos anos (mch, 2010b).

Em janeiro de 2009 o grupo coreano Daekyeonsolar anunciou o interesse de investir US$ 1350 milhões no Chile para construção de um parque solar fotovoltaico com capacidade de 150 MW na zona de Copiapó, região III (Atacama), e uma fábrica para produção da tecnologia requerida. O projeto seria desenvolvido em três anos e o estudo ambiental seria entregue em fevereiro de 2009 (Portal Energía, 2009).

Estudo elaborado pelo Greenpeace projeta para 2015 e 2020 uma capacidade instalada, respectivamente, de 195 MW e 970 MW (Greenpeace e ESTIA, 2003). O estudo não apresenta maiores detalhamentos sobre as premissas adotadas para a elaboração dos cenários.

Energia dos oceanos (ondas e marés)

O Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) comissionou Garrad Hassan a desenvolver um estudo preliminar dos recursos marinhos (marés e ondas) de energia na costa chilena. A Tabela 42 apresenta os locais a serem priorizados no caso de desenvolvimento de projetos de energia das ondas no Chile e apresenta algumas de suas características, incluso o potencial local de aproveitamento das ondas. O trabalho realizado não identificou nenhum local ao longo da costa central e norte do Chile com elevado potencial de aproveitamento da energia das marés, em contrapartida, a geografia do sul do Chile é bastante favorável. Em particular, o mar interior do Chile possui forma e tamanho suficiente para permitir a ocorrência da

[26]A geração solar FV possui uma aplicação mais ampla que a CSP, pois a mesma aproveita a radiação solar global (direta e difusa) ao contrário da energia solar CSP que utiliza apenas a radiação solar direta.
[27]As bases da licitação para estabelecimento da planta CSP podem ser vistas em CNE (2009a).
[28]O Norte Grande compreende a Região de Arica e Parinacota, Região de Tarapacá e a Região de Antofagasta e se caracteriza pelo clima desértico devido à presença do Deserto do Atacama e sua extrema aridez.

amplificação das marés criando uma maior elevação das mesmas. O fenômeno do Canal Chacao é resultado de uma grande diferença na elevação das marés entre o oceano Pacífico e o Golfo de Ancud (topo do mar interior chileno). Na Tabela 42 é possível identificar o Puerto de Corral e o Puerto de Montt como principais locais para aproveitamento da energia das ondas no Chile.

Tabela 42: Locais prioritários para o desenvolvimento de projetos de energia das ondas e produção anual estimada de energia para um parque de ondas de 30 MW Pelamis (1km^2)

Região	Base de O&M	Distância média para a subestação mais próxima (km)	Redes elétricas mais próximas	Potencial local médio das ondas (kW/m)	Produção estimada de energia para um parque de ondas de 30 MW (GWh/ano)
V	Puerto Ventanas	6	220 kV	36	52,98
V	Puerto San Antonio	16	66 kV - 110 kV	36	52,98
VIII	Puerto San Vicente	13	66 kV - 220 kV	45	66,22
VIII	Puerto de Coronel	10	66 kV - 220 kV	45	66,22
X	Puerto de Corral	17	66 kV - 220 kV	50	73,58
X	Puerto de Montt	27	66 kV - 110 kV - 220 kV	52	76,53

Fonte: Garrad Hassan (2009, p.22)

A Tabela 43 identifica as principais zonas com potencial de aproveitamento da geração a partir do fluxo das marés, bem como, o Canal Chacao e o Estreito de Magallanes como as principais zonas para aproveitamento da energia das marés no Chile.

Tabela 43: Áreas identificadas com bom potencial de aproveitamento da energia das marés.

Zonas potenciais	Coordenadas	Largura do sítio (km)	Comprimento do sítio (km)	Pico de vazão (m/s)
Canal Chacao	41 45.5 S; 73 60.5 W	2-5	10	3,5-5
Canal Apaio	42 40 S; 73 08.2 W	2	2	~1,8
Golfo Corcovado	43 00 S; 73 17.04 W	4	10	~2
Boca de Gusto Chiloe SE Ápice	43 23 S; 73 36 W	5	25	~1,8
Canal Darwin	45 24 S; 74 17 W	~0,5	~2	2
Angostura Inglesa	48 57.8 S; 74 25.5 W	<1	1-2	1,9
Canal Gabriel	54 07 S; 70 55 W	0,5-1,5	25	2,1
Primera Angostura (Estreito de Magallanes)	52 34 S; 69 40 W	3	14	~4

Fonte: Garrad Hassan (2009, p.43)

3.1.8 COLÔMBIA

O mercado de eletricidade

Potencial e Capacidade instalada

A Tabela 44 apresenta esta capacidade instalada para o sistema interligado nacional colombiano (SIN) e zonas não-interconectadas (ZNI), mas é preciso notar que existem diferenças entre as estimativas para a capacidade instalada na Colômbia, inclusive entre fontes oficiais.

Tabela 44: Capacidade Instalada Atual e Projeções para Geração de Eletricidade na Colômbia (2009)

(MW)	ZNI	SIN										
	Solar FV	Geotérmica	Eólica	Biomassa	PCH[29]	Hidro	Térmica Convencional					Total
							Gás Natural	Carvão	FO e Diesel	Menores	Total	
Capacidade Atual (2009)	1	0	18,4	35,0[30] / 134,0[31]	472,0	8525,0	2757,0	984,0	621,0	83,4	4445,4	13495,8
Projeção (2020)		55	49,9; 100[32]	180[33]	511,7; 600,7[34]	12354,0	3127,0[35]	1134,0	831,0	83,4	4965,4	18166,0-18255,1

Fonte: XM ([s.d.]) (Potência Efetiva); Chacon (2009); UPME (2009a) e compilação própria de projetos

Percebe-se a importância das fontes convencionais de geração de eletricidade no SIN, sendo responsáveis por mais de 95% da capacidade instalada, apesar do crescimento importante da cogeração entre 2009 e 2008 (42,9%) (XM, [s.d.]). As maiores variações de dados sobre a capacidade instalada ocorrem para a capacidade fotovoltaica, para a qual existem diversas estimativas para períodos mais antigos, e para a cogeração, devido ao dinamismo do setor e à forma de contabilização. Assim, por exemplo, Asocaña (2010) relata a entrada em operação em 2009 da planta de cogeração do Engenho Providencia, com 40 MW, mas a capacidade instalada efetiva contabilizada no SIN é somente aquela que excede o consumo próprio da planta.

ESMAP (2007) realiza um levantamento do potencial de geração a partir de fontes renováveis de energia na Colômbia. Porém, o relatório indica que a realização de estudos de potencial de geração é insuficiente e difícil, além do acesso a estes estudos nem sempre ser possível, apesar do potencial colombiano ser importante com respeito ao aproveitamento da energia solar, eólica e hidráulica.

O governo colombiano, através da Unidade de Planejamento Mineiro-Energética, objetiva contratar a elaboração de um plano de desenvolvimento para as fontes não convencionais de energia, conforme UPME (2010), que indica que as fontes com melhor conhecimento de recursos são a eólica, solar e geotérmica. Além disto, o governo colombiano já havia encomendado um estudo sobre diferentes cenários para a inserção de fontes renováveis no parque gerador colombiano (Rincón, 2007), tendo sido ainda publicado o Plano Energético Nacional 2030, que apresenta uma seção sobre fontes renováveis (Fundación Bariloche, 2010).

Para a energia eólica, ESMAP (2007) indica um potencial para a instalação de 21000 MW, somente para o departamento de Guajira, com ventos médios anuais superiores a 6 m/s a 50 m de altura, enquanto que o Atlas de Ventos e Energia Eólica colombiano indica bons ventos também nos departamentos de Magdalena, Atlántico, César, Bolívar, Chocó, Casanare

[29] Segundo a definição colombiana usinas com potência menor que 20 MW
[30] Inclui cogeração a partir do carvão (indústrias Coltejer) e gás natural (indústrias Papeles Nacionales) devido ao agregamento de dados da referência
[31] Ingenio Providencia (2009)
[32] Recordon (2009)
[33] Potência nominal (não efetiva)
[34] Contabilizando projetos registrados e não iniciados
[35] A planta Termocol de 210 MW é dual (gás/combustíveis líquidos)

e Meta (UPME, 2006). Adicionalmente, UPME (2008) estuda a inserção de até 1400 MW no sistema colombiano.

Segundo ESMAP (2007), a radiação solar média diária na Colômbia é de 4,5 kWh/m^2, com Guajira atingindo até 6 kWh/m^2. O atlas de radiação solar da Colômbia confirma o alto nível de radiação solar na Colômbia, também se destacando o departamento de Guajira, como no caso da energia eólica (UPME, 2005a). Duas regiões principais concentram o maior potencial solar colombiano com radiações médias diárias de pelo menos 5,0 kWh/m^2, aquela conformada pelos departamentos de Bolívar a Guajira, e a região nordeste dos departamentos de Arauca, Casanare e Vichada, dados confirmados pela Fundación Bariloche (2010).

Quanto à fonte hidráulica, indica-se em ESMAP (2007) a existência de um potencial de 25 GW para pequenas centrais hidroelétricas, enquanto que UPME (2009a) lista 12 projetos de PCHs registrados, totalizando mais de 127 MW em potência. Já UPME (2005b) indica que estudos do potencial hidráulico o consideram elevado, quando comparado às expectativas de crescimento da demanda, podendo chegar a até 90 GW, enquanto que UPME (2007a) afirma que o inventário de empreendimentos hidroelétricos de mais de 100 MW estabelece o potencial para empreendimentos ainda não iniciados em 87 GW.

O potencial de aproveitamento da fonte geotérmica é menos conhecido, tendo a UPME elaborado um mapa da temperatura do solo a 3 km de profundidade cobrindo parte do território colombiano. Segundo este mapa, a área com o melhor potencial é a faixa diagonal que se estende do departamento de Nariño, no sudoeste, até Santander, apesar do departamento de Córdoba também apresentar um potencial comparável, havendo zonas que atingem uma temperatura de até 370 °C (UPME, [s.d.]). ESMAP (2007) indica que a OLADE conjuntamente com o IPSE identificaram três áreas com alto potencial para o aproveitamento geotérmico na Colômbia, Azufral, Cerro Negro-Tufiño e Paipa.

Por outro lado, o estado de estudo do potencial biomássico colombiano é mais avançado que o potencial geotérmico. UPME (2003) realiza um estudo do potencial colombiano biomássico, sendo, portanto, um dos estudos de potencial, mais antigos e disponíveis, onde se indica um potencial energético bruto de mais de 16 GWh/ano de energia primária. Os cultivos e resíduos com potencial para produção de diesel totalizam quase 0,66 GWh/ano, aqueles que possibilitam a produção de álcool 2,6 GWh/ano e aqueles adequados para a combustão 11,8 GWh/ano. Claramente, os cultivos e resíduos passíveis de combustão direta são mais adequados para a geração de eletricidade, mas não se pode descartar a utilização de etanol ou diesel para este fim. Adicionalmente, resíduos de florestas naturais totalizam 0,7 GWh/ano enquanto que resíduos de florestas plantadas alcançam um potencial de mais de 0,4 GWh/ano. Comparativamente, a demanda do sistema interligado nacional colombiano em 2009 foi de pouco mais que 54,5 GWh elétricos (XM, [s.d.]), indicando portanto a importância do potencial biomássico, apesar de ser preciso considerar que o potencial de geração de eletricidade é necessariamente menor que o potencial de energia primária. Complementarmente, ESMAP (2007) indica que os aterros colombianos apresentariam o potencial para instalação de 47 MW de capacidade instalada.

Existem poucas informações sobre o potencial para geração de eletricidade da energia dos oceanos, conforme indica UPME (2010). Nogueira (2010) indica que “estariam disponíveis 500 MW na costa do pacífico” em energia das marés, enquanto que a potência das ondas da costa é de 30 GW. (Parra, 2003) realizou um estudo sobre o potencial energético dos oceanos, analisando primeiramente 5 locais para a geração através da tecnologia OTEC (conversão térmica da energia dos oceanos), concluindo que o local mais adequado para a implantação da

tecnologia é a Ilha de San Andrés, com condições comparáveis a outros locais do globo onde a tecnologia seria primeiramente comercialmente viável. Quanto à geração a partir das marés, o trabalho analisa o potencial da Bahia Málaga e conclui que com modificações dos canais de entrada esta poderia acondicionar uma planta de 70 a 100 MW, porém com impactos ambientais. Já para a geração a partir das ondas, o estudo conclui a partir da análise das ondas do litoral Caribe que isto seria possível na Colômbia somente com o desenvolvimento da tecnologia e melhora da eficiência. Finalmente, o estudo indica a debilidade dos dados da "hidrodinâmica e clima das ondas das costas Colombianas", paliada pela disponibilidade de bancos de dados internacionais (p.101).

Planos de Expansão e Projetos Considerados

Segundo a lei nº 143/1994, a Unidade de Planejamento Mineiro-Energética do Ministério de Minas e Energia colombiano deve elaborar o Plano Energético Nacional e o Plano de Expansão do setor elétrico, indicativos para a iniciativa privada. Originalmente, os empreendimentos identificados nestes planos deveriam obrigatoriamente ser construídos pelo Governo caso não houvesse interesse por parte da iniciativa privada, mas após modificação inserida pela lei nº1.151/2007 o governo deve realizar os empreendimentos somente caso estes sejam "sustentáveis financeira e fiscalmente" (art. 18).

Assim, o Plano Energético Nacional (PEN), de horizonte de 20 anos, e o Plano de Expansão de Referência Geração-Transmissão (PER), de horizonte de 15 anos, são os balizadores da expansão do sistema interligado colombiano, fornecendo forte indicação sobre os rumos do setor elétrico. Em Junho de 2010 as versões mais recentes eram o PEN 2006-2025 e o PER 2010-2024 (versão preliminar). Apesar disso, projeções da inserção das fontes renováveis de energia na matriz elétrica são raras, e a própria UPME procura paliar esta característica buscando a elaboração por terceiros de um plano de desenvolvimento que inclua cenários futuros (UPME, 2010).

No PEN 2025 no caso base (o único desenvolvido) a demanda por energia elétrica deve crescer 3,3 % a.a. até 2025, sendo que o relatório considera um limite de 200 MW eólioelétricos e 3900 MW hidroelétricos instaláveis até 2025 (UPME, 2007b). Neste caso, a hidroeletricidade mantém uma participação de quase 75% na matriz elétrica, mesmo na análise de sensibilidade, enquanto que a geração eólioelétrica continua pouco significante (menos que 0,1%) e outras fontes renováveis não foram analisadas. Apesar disto, o PEN 2025 identifica as fontes não-convencionais e o uso racional de energia como um tema transversal e objetíva identificar "barreiras e obstáculos para a geração distribuída, para facilitar o seu desenvolvimento" (p. 163). O Plano também foca a eletrificação de zonas não-interconectadas (ZNI) com fundos do Fundo de Apoio Financeiro para a Energização de Zonas Não-interconectadas (FAZNI) e com o aproveitamento dos recursos energéticos locais em concordância com o tema transversal, indicando ainda a subutilização do fundo FAZNI e listando como estratégia a elaboração de planos para o uso de fontes não-convencionais de energia e implantação das mudanças regulatórias necessárias e de subsídios diretos para a energização rural. Assim, frente ao caso base desenvolvido e as estratégias recomendadas pelo PEN 2025, este relatório indica claramente que em médio prazo o desenvolvimento da geração a partir de fontes renováveis de energia na Colômbia se dará principalmente nas ZNI.

Este foco nos sistemas isolados é corroborado pelo PER 2024. Este Plano elabora três cenários de demanda de eletricidade até 2031, tendo uma taxa anual de crescimento da demanda no período 2008-2024 entre 4,2% (cenário alto) e 2,1% (cenário baixo) (UPME 2009a). O PER 2024 registra 8500,5 MW de projetos possíveis de grandes usinas

hidroelétricas, 2884,6 MW em projetos de UTE a carvão mineral, 2520,5 em UTE a gás natural, 127,9 MW em PCHs, 44,9 MW de cogeração e 20 MW em usinas eólioelétricas. Adicionalmente, entre os projetos em desenvolvimento e considerados para o Plano lista-se somente 4 PCHs somando 39,7 MW com entrada em operação prevista para até o final de 2010. Como outros projetos de geração a partir de fontes renováveis não foram considerados, os dois cenários de expansão do parque gerador colombiano, analisados pelo PER 2024 incluem somente a instalação das PCHs no período 2010-2024.

O PER 2024, em sua versão preliminar, analisa em menor detalhe que o PER 2023 a inserção de fontes renováveis de energia na matriz elétrica colombiana. No PER 2023, um dos cenários desenvolvidos é justamente aquele em que se busca uma maior inserção destas fontes no período 2009-2023, com a inserção de 20 MW eólicos em 2012, 98 MW de cogeração a partir da biomassa entre 2009 e 2011 e 188 MW em PCHs entre 2011 e 2018 (UPME, 2009b). Claramente, esta potência considerada ainda é baixa quando comparada com a potência instalada de mais de 13 GW no final de 2009, mas representaria um avanço na geração renovável frente às alternativas do PER 2024. Além disso, como mencionado, o PER 2022 analisa a inserção de até 1400 MW no SIN (UPME, 2007a), havendo, portanto, um recuo gradual na análise da inserção da fonte eólica no sistema colombiano. Porém, a posição dos PER devem mudar futuramente frente à publicação da Resolução nº 18-0919/2010, que estabelece uma participação das fontes não-convencionais de energia no SIN de 3,5% em 2015 e 6,5% em 2020 e nas ZNI de 20% em 2015 e 30% em 2020 (MME, 2010).

Quanto a estudos independentes sobre cenários energéticos colombianos, estes são escassos. Rincón (2007) realizou uma análise da influência da introdução de alguns mecanismos de incentivo sobre a capacidade de geração a partir de fontes renováveis, concluindo que devido ao sistema colombiano de remuneração por disponibilidade, as tecnologias de geração geotérmica e biomássica são mais competitivas que a solar fotovoltaica e eólica, que dependem da disponibilidade intermitente do recurso. Apesar disso, o estudo conclui também que existem barreiras regulatórias importantes e que os riscos inerentes a uma política de inserção de fontes renováveis para o equilíbrio do setor elétrico sugerem que o mais adequado seria deixar que mecanismos de mercado inserissem estas fontes renováveis na matriz elétrica colombiana.

Fundación Bariloche et al. (2007) realizaram um estudo do estado, debilidades, pontos fortes e potencial do uso racional de energia e das fontes não-convencionais de energia na Colômbia. As estratégias desenvolvidas pelo relatório referentes às fontes não-convencionais incluem a melhoria dos inventários de projetos de energia em pequena escala, simplificação dos trâmites do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e inclusão dos custos ambientais das fontes energéticas no mercado atacadista de energia. Sem embargo, o foco do estudo é claramente o uso racional de energia, que ocupa a maior parte deste.

Mais importantemente, no segundo semestre de 2010 foi publicado o Plano Energético Nacional 2030, representando o único estudo conhecido que realize uma avaliação de maior prazo sobre o cenário energético colombiano, inclusive de fontes renováveis (Fundación Bariloche et al., 2010). Infelizmente, o estudo não apresenta propostas para a expansão do parque elétrico nacional além de 2017, e adicionalmente o estudo recomenda a diminuição da participação da fonte hidráulica para uma faixa de 60-65 % em 2030. Um ponto positivo do estudo é a constante insistência na diversificação das fontes energéticas, o que embora possa provocar um crescimento da participação das fontes fósseis também possibilita um maior apoio ao desenvolvimento das fontes renováveis para a geração de eletricidade. Para atingir este objetivo, algumas propostas indicadas são a realização de estudos para confecção de um

portfólio de investimentos, a aplicação do mecanismo de cargo por disponibilidade e de regras e estímulos para as fontes renováveis e internalização de custos ambientais de fontes convencionais.

As fontes renováveis

Energia eólica

Como indicado naTabela 44, a capacidade instalada efetiva colombiana em usinas eólioelétricas em 2009 era de 18,4 MW, correspondente ao parque eólico de Jepírachi. A capacidade instalada nominal deste parque, que entrou em operação em 2004 e foi construído pela Empresas Públicas de Medellín (EPM) contando com recursos do MDL, é de 19,5 MW (EPM, [s.d.]).

A EPM realiza um programa de medição de ventos no departamento de Guajira, mas conforme indica ESMAP (2007) a divulgação destes resultados enfrenta resistência por parte da empresa. Adicionalmente, o governo colombiano publicou em 2006 o Atlas de Ventos e Energia Eólica da Colômbia (UPME, 2006).

Segundo UPME (2009a), o único empreendimento eólico registrado na UPME era o de Jouktai, de responsabilidade da geradora colombiana ISAGEN em conjunto com a empresa Wayuú, com 31,5 MW e que contará com recursos do MDL, porém é preciso notar que o cadastro de empreendimentos não é obrigatório (ISAGEN, 2010). A empresa realiza ainda o estudo de outras áreas em parceria com a espanhola Iberdrola (ISAGEN, [s.d.]). Adicionalmente, IPSE (2009a) indica a implantação de 200 kW eólicos para as ZNI, apoiados por geradores a diesel e GLP, com entrada em operação a partir de 2011. A petroleira Ecopetrol afirmou estudar um projeto de autogeração eólioelétrica com uma potência de 2 MW (Higuera, 2010).

Quanto às previsões sobre a capacidade instalada eólica, Recordon (2009) indica que a capacidade instalada eólica colombiana em 2020 será de aproximadamente 100 MW, contrastando com o Plano de Expansão de Referência Geração-Transmissão 2010-2024 quecomo mencionadonão prevê a inclusão de usinas eólioelétricas no sistema interligado no período analisado (UPME, 2009a). Porém, a participação mínima em 2020 das fontes não-convencionais de energia estabelecida pela resolução nº 18-0919/2010 provavelmente alterará as previsões (ver análise de leis e regulações) (MME, 2010).

Solar Fotovoltaica e CSP

Como visto acima, a determinação da potência instalada solar fotovoltaica na Colômbia não é simples, devido à variação entre as estimativas, enquanto que a geração elétrica a partir da energia solar concentrada é inexistente.

Segundo UPME (2009a) não há projetos de geração para o SIN registrados, e a análise institucional indica que embora existam fabricantes de módulos fotovoltaicos no país, são de menor potência, e as empresas de engenharia atuam majoritariamente na instalação de sistemas de baixa potência, isolados ou não. IPSE (2009b) indica o desenvolvimento de 10 projetos de geração fotovoltaica (aliada à geração a partir de diesel, GLP e éolica) de médio porte nas ZNI, com 10 grupos de 12,5 kW cada, totalizando uma potência de 125 kW, e a petroleira Ecopetrol estaria também estudando instalar 2 MW fotovoltaicos para uso próprio da energia (Higuera, 2010).

Assim, para o desenvolvimento da geração fotovoltaica no SIN colombiano falta a instalação de atores dedicados à fabricação de equipamentos e implementação de projetos de grande porte, como para a geração a partir da energia solar concentrada. Por outro lado, o desenvolvimento nas ZNI deve ser maior, com 16 projetos registrados e em análise em (IPSE, [s.d.]).

Biomassa

A fonte biomássica é uma das fontes que apresenta melhor perspectiva de desenvolvimento na Colômbia, principalmente o desenvolvimento relacionado ao aproveitamento do bagaço de cana-de-açúcar para cogeração e outros resíduos biomássicos para geração em menor escala. Ingenio Providencia (2009) afirma que em 2009 a potência instalada nos engenhos colombianos era de 134 MW.

Asocaña (2010) indica que a planta de cogeração do Engenho Mayagüez, de 37 MW tem entrada em operação prevista para o primeiro semestre de 2010, enquanto que a planta do Engenho Providência (40 MW) entrou em operação em 2009, sendo ambos os projetos listados em (UPME, 2009a).

Adicionalmente, dois projetos para aproveitamento de gás de aterro estão sendo elaborados para captação de recursos do MDL, Bucamaranga (2 MW) e Doña Juana (2,4 MW) (CDM, 2010; CDM, 2009c), além de outros projetos de queima de biogás listados em CDM ([s.d.]) serem passíveis de adaptação para geração de energia. Outro projeto de uso do biogás em Cañavelero é candidato (2,09 MW), assim como um projeto de gaseificação de biomassa de palma (500 kW) (CDM, 2009b; CDM, 2009a). Adicionalmente, diversos microempreendimentos podem ser instalados pelos atores acadêmicos e ONGs, detalhados na análise institucional.

Pequenas centrais hidrelétricas

Segundo UPME (2007a) um estudo realizado pelo governo colombiano em alguns departamentos para inventariar locais para empreendimentos hidroelétricos entre 10 e 100 MW identificou 12 locais potenciais de até 20 MW (e 27 de até 30 MW). Os projetos de até 30 MW somavam 516 MW de potência, majoritariamente concentrados nos departamentos de Tolima e Huila.

UPME (2009a) indica o desenvolvimento de 4 empreendimentos hidroelétricos de menor porte entre 12/2010 e 2018, totalizando 184 MW, mas somente 46,9 MW se forem considerados apenas empreendimentos com potência abaixo de 30 MW:

- Amaime, 19,9 MW, entrada em operação em 12/2010
- El Manso, 27 MW, entrada em operação em 01/2011
- Amoyá, dois grupos de 39 MW cada, entrada em operação em 07/2011
- Cucuana, dois grupos de 30 MW cada, entrada em operação em 12/2014

No período 2019-2023 o Plano não considera a entrada em operação de outros empreendimentos de menor porte, embora haja 127,9 MW de potência registrados em hidroelétricas menores que 20 MW, indicando que estas poderiam ser construídas até 2024.

Energia geotérmica

Não havia planta de geração geotermoelétrica instalada na Colômbia até Junho de 2010. O instituto INGEOMINAS realizou um mapa geotérmico colombiano para uma profundidade de 3 km (UPME, 2005b).

Nogueira (2010) relata que já em 2003 se realizou a perfuração de um poço de pesquisa na área do vulcão Nevado del Ruiz, que segundo UPME (2005b) apresenta manifestações hidrotérmicas com temperatura entre 150 e 250 °C. A companhia ISAGEN, apoiada por Colciencias, INGEOMINAS e a Universidade Nacional de Colômbia iniciou um projeto na área, com estudos preliminares em 2008-2009. Em 2010-2011 se realizarão estudos complementares no local, e a planta geotermoelétrica de 50 MW poderia entrar em operação em 2013 (Bastidas, 2010). A petroleira Ecopetrol estaria também implementando um protótipo para geração geotermoelétrica (Higuera, 2010).

Armazenamento de Energia

Como indicado naTabela 44, as hidroelétricas de grande porte respondem por mais da metade da capacidade de geração instalada colombiana. Não se encontraram grandes projetos de desenvolvimento ou pesquisa em novas tecnologias de armazenamento de eletricidade na Colômbia, apesar de alguns grupos acadêmicos trabalharem com o hidrogênio, como o GEA (GEA, [s.d.]).

Integração e interconexão da geração

A maioria das grandes usinas elétricas colombianas estão conectadas à rede de transmissão em 230 kV, sendo que esta rede de transmissão apresenta um perfil de malha na região central (em volta da capital Bogotá) e um perfil radial em outras regiões como na península norte, e além disto regiões como a amazônica não estão conectadas ao sistema interligado (UPME, 2009b; Millán, 2009). Assim, a instalação de usinas de geração a partir de fontes renováveis distantes dos grandes eixos de transmissão pode ser grandemente dificultada, já que o gerador deve arcar com os custos de conexão a rede independentemente da fonte de energia, como descrito na análise de leis e regulação.

3.1.9 MÉXICO

O mercado de eletricidade

No México, onde o desenvolvimento da capacidade de geração de energia renovável foi tradicionalmente baseado em usinas hidrelétricas, o crescimento da capacidade elétrica nos últimos 20 anos tem sido baseado em centrais de ciclo combinado que funcionam com gás natural, embora tenha surgido recentemente um claro interesse em promover a geração de energia renovável, particularmente a energia eólica. No entanto, a alta ociosidade do Sistema Elétrico Nacional (acima de 40%), acentuada pela crise econômica de 2009, levou ao adiamento das propostas de desenvolvimento de novas usinas.

Potencial e capacidade instalada

No México, os hidrocarbonetos têm a maior participação na oferta de energia primária, 73,1%, enquanto a contribuição das energias renováveis é de 24% (Figura 16).

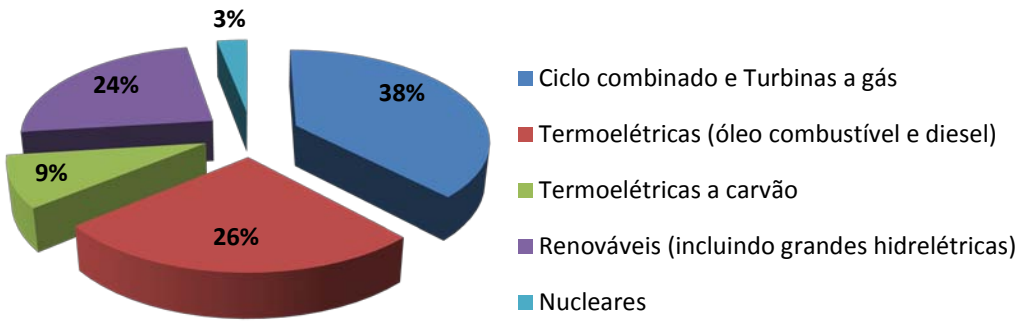


Figura 16: Capacidade instalada no setor público mexicano em 2008 (MW)

Fonte:SENER (2009)

A capacidade instalada de centrais elétricas de serviço público em 2008 geraram 235871 GWh: 48,8% (115105 GWh) de centrais de ciclo combinado e turbinas a gás; 18,7% (44107,5 GWh) de usinas a óleo combustível e diesel; 8,9% (20992,5 GWh) de termelétricas a carvão; 16,5% (38919 GWh) de hidrelétricas; 3,1% (7312 GWh) de energia geotérmica e eólica, e os restantes 4,2% (9907 GWh) de nuclear(SENER, 2009).

Quanto à energia renovável, 24,2% da capacidade instalada do setor de energia elétrica (de serviço público) em 2008 correspondia às tecnologias que usam fontes renováveisde energia, com as grandes usinas de geração hidrelétrica tendo o maior peso.

Tabela 45: Capacidade instalada vs. produção de eletricidade com energia renovável em 2008

Tipo de central	Capacidade instalada em 2008 (MW)	Geração (GWh)
Eólica	85	255
Biomassa	243	n.d.
Grandes hidroelétricas	11343	38919
Pequenas hidroelétricas	377	
Geotérmicas	965	7057
Total	12770	46231

Fonte: SENER (2009)

A capacidade instalada de fontes renováveis, incluindo as hidrelétricas de grande porte, gerou 46231 GWh em 2008, representando quase 20% da geração total de eletricidade do país no mesmo ano (Tabela 45) (SENER, 2009).

Planos de expansão e projetos considerados

A alta ociosidade do Sistema Elétrico Nacional (acima de 40%), acentuada pela crise econômica de 2009, levou ao adiamento das propostas de desenvolvimento de novas usinas.

Isto levou a processos de eletrificação baseados na extensão da rede elétrica, embora esta tenha ocorrido de forma desigual no México e na América Central, pois o México e a Costa Rica registram níveis de eletrificação muito próximos de 100%, enquanto as demais, como é o caso da Nicarágua, têm menos de 65%.

Os planos do governo mexicano refletidos no chamado Planejamento do Setor Elétrico (desenvolvido em conjunto pela SENER e pela CFE, a empresa nacional de eletricidade) prevêem que a geração crescerá a uma taxa de 4,1% ao ano (quase a mesma do consumo),

indicando uma redução do percentual das centrais termoelétricas e de turbina a gás, embora haja um conceito de geração "livre" que não especifica o tipo de tecnologia a ser utilizada.

Assim, além de uma possível expansão da Usina Nuclear de Laguna Verde, as grandes centrais hidroelétricas, as centrais de ciclo combinado, as de combustão interna e as centrais a carvão continuarão a participar da geração quase na mesma proporção com que contribuem hoje (SENER, 2009).

Além disso, a *Lei para Aproveitamento de Energias Renováveis e Financiamento da Transição Energética* prevê que as unidades que operam com energias renováveis atinjam, em 2012, participação de 8% da produção nacional de energia elétrica, sem considerar a contribuição das grandes usinas hidrelétricas. No entanto, a Projeção do Setor Elétrico para 2009-2024 mostra que em 2015 a proporção de recursos renováveis atingirá apenas 7,7% da capacidade. E se forem levadas em conta as usinas hidrelétricas com mais de 30 MW, teriam um aumento de 24,2% em 2008 para 27,7% no final do período.

Assim, a capacidade instalada estimada de centrais de serviço público que operam com energia renovável se comporia, principalmente, de pequenas centrais hidrelétricas, seguida por usinas eólicas e geotérmicas. Por seu lado, a Projeção do Setor Elétrico para 2015[36] considera que a geração "livre" será realizada em energias renováveis, de forma que a capacidade instalada de tais usinas até o ano de 2015 será de 2775 MW (Tabela 46).

Tabela 46:Capacidade requerida para 2015 e 2020 incluindo energias renováveis no México

Tipo de central	Capacidade estimada em 2015 (MW)	Capacidade estimada em 2020 (MW)
Eólica	506	1809
Biomassa	n.d.	343
Pequenas hidroelétricas	842	842
Geotérmicas	211	1091
Livres (Renováveis)	1216	5118
Total	2775	4307

Fonte: SENER (2009)

Por outro lado, as instalações de produção de eletricidade de autoprodutores apresentam um forte crescimento. A capacidade instalada de usinas operadas com a energia renovável de forma auto-suficiente[37] tem crescido significativamente e se prevê que terão

[36]Na página 125 da "Projeção para o Setor Elétrico 2009-2024", publicado pela Secretaria de Energia em 2009, consta: Entre as estratégias para diversificar as fontes de geração de eletricidade estão programados os projetos Sureste I-IV, que correspondem à *capacidade livre que se poderia obter* através da tecnologia eoloelétrica com capacidade total de 1216 MW, contribuindo assim para a expansão do parque de energias renováveis para o serviço público ... Além disso, outros projetos que são podem contribuir para a diversificação da produção são: Oriental I e II em Veracruz (1400 MW) e Noreste II e III em Sonora (1400 MW).Neste contexto, é importante notar que no *Terceiro Relatório sobre o Trabalho do Ministério da Energia*, foi publicada a evolução recente da participação das fontes primárias de energia utilizadas para gerar eletricidade, que dá seguimento à composição do parque de geração de forma consistente com os indicadores e metas fixados no *Programa Setorial de Energia 2007-2012*".

[37]Como auto-suficiência considera-se "a geração de eletricidade para fins de consumo próprio, sempre que e quando tal energia se destina a atender às necessidades de pessoas físicas ou jurídicas e não seja inconveniente para o país."

notável crescimento no futuro próximo. Em particular, no Istmo de Tehuantepec, a principal área de desenvolvimento de projetos eólicos, a capacidade de geração eólica deve aumentar em 1491 MW entre 2009 e 2012 (SENER, 2009).

A essas se devem acrescentar outras centrais de menor capacidade e de várias tecnologias em diferentes partes do México.

Fontes renováveis

Energia eólica

No final de 2009, o México tinha 202 MW instalados de energia eólica e cerca de 570 MW em construção (AMDEE, 2010). Destes, a maioria destinava-se a projetos de auto-produção.

Em termos de potencial de desenvolvimento, os estudos do National Renewable Energy Laboratory (NREL), da Associação Nacional de Energia Solar (ANES), da Associação Mexicana de Energia Eólica (AMDEE) e do Instituto de Pesquisas Elétricas (IEE) quantificaram um potencial superior a 40000 MW com o aproveitamento dos ventos no país, particularmente no Istmo de Tehuantepec e nas penínsulas da Baixa Califórnia e Yucatán (SENER, 2006).

Conforme já observado, a capacidade instalada das usinas de energia eólica de autoprodutorestem crescido significativamente, delineando-se um crescimento notável no futuro próximo, uma vez que se prevê um aumento de cerca de 1500 MW entre 2009 e 2012 (SENER, 2009).

PCH

No México, as hidrelétricas são usadas, principalmente, para atender picos de demanda, ou seja, elas estão projetadas para operar algumas horas por dia.

Isso se reflete na diferença significativa entre sua contribuição para a capacidade instalada versus sua geração de energia. Assim, embora as usinas hidrelétricas representem cerca de 23% da capacidade instalada, geram apenas 16,5% da eletricidade do país.

Em 2008 a capacidade instalada das usinas hidrelétricas era de 11720 MW, dos quais 11343 MW correspondiam às grandes usinas e os restantes 377 MW a várias pequenas usinas que operam nos estados de Jalisco, Veracruz, Durango, Colima, Michoacán e Guerrero (SENER, 2009).

É considerável o potencial do México para esta fonte alternativa de geração. O Ministério da Energia, no documento Energia Renovável para o Desenvolvimento Sustentável no México, informa que o potencial hidrelétrico mexicano tem capacidade para 53000 MW, dos quais 3250 MW corresponderiam a pequenas centrais inferiores a 10MW (SENER, 2006).

Biomassa

Até o fim de 2008, a Comissão Reguladora da Energia (CRE) tinha autorizado 224 MW para sistemas híbridos (óleo combustível - bagaço de cana) e 19 MW para geração de eletricidade a partir de biogás (SENER, 2009).

No México, é significativo o potencial técnico da bioenergia para gerar eletricidade, já que é estimado em pouco mais de 800 MW com o aproveitamento dos resíduos sólidos

urbanos de dez cidades: Distrito Federal, Guadalajara, Puebla, Netzahualcóyotl, Tijuana, Ecatepec, Mérida, Acapulco, Ciudad Juárez e Tlalnepantla (SENER, 2006).

No entanto, seu desenvolvimento depende de contextos políticos e institucionais dos governos municipais, que têm apenas três anos de mandato para implementar os projetos.

Energia geotérmica

O México é um país importante no cenário mundial da geotermia, ocupando o terceiro lugar em todo o mundo com uma capacidade de produção geotérmica de 965 MW instalada e em funcionamento que gerou pouco mais de 7000 GWh em 2008 (SENER, 2009).

A Comissão Federal de Eletricidade estimou que o potencial geotérmico pode ser 2,5 vezes maior e adicionar 2400 MW à capacidade atual (SENER, 2006).

Solar fotovoltaico e CSP (Energia Solar Concentrada)

No México, há condições de utilização da energia solar para geração de energia elétrica para sistemas isolados, bem como para instalações interligadas à rede. Com uma insolação média de 5 kWh por metro quadrado, o potencial do país é um dos maiores do mundo.

Nos últimos dez anos, principalmente com recursos do Banco Mundial e da consignação da produção agropecuária (FIRCO), a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no México aumentou de 7 MW para 15 MW, gerando mais de 8000 MWh por ano para sistemas isolados de eletrificação rural, bombeamento de água e refrigeração (SENER, 2006).

Mais recentemente, têm surgido aplicações em pequena escala de sistemas interligados à rede e já existem regulamentos que os permitem sob o conceito de "valor líquido de energia"[38]. Em particular, há um conjunto habitacional no norte do país no qual os sistemas fotovoltaicos instalados conforme este arranjo foram favorecidos, por um contrato de interligação que a CRE colocou em funcionamento (BC, 2007).

Estima-se que ao final de 2013 haverá um potencial de 25 MW obtidos por aproveitamento de energia solar através de sistemas fotovoltaicos para uso em comunidades rurais isoladas (SENER, 2006).

3.1.10 PERU

O mercado de eletricidade

Potencial e Capacidade instalada

O Sistema Elétrico Interligado Nacional peruano (SEIN) em 2008 tinha 5941 MW de capacidade instalada em 2008, enquanto que os sistemas isolados tinham 1216 MW instalados, ou 17,1 % da capacidade instalada total peruana em 2008 de 7158 MW (MEM, 2009a). Já em 2009 a capacidade instalada do SEIN era de 6000,6 MW, segundo COES SINAC (2010a), e entre as fontes de energia renováveis este sistema utiliza, em larga escala,

[38]Valor líquido de energia refere-se ao balanço entre a energia elétrica recebida e a entregue. Note-se que, no caso do México, o saldo pode ser zero, mas nunca negativo, ou seja, que a concessionária tenha que pagar o dono da instalação fotoelétrica.

apenas a hidroeletricidade, como indicado pelaTabela 47.Gamarra (2009) indica 3,7 MWp fotovoltaicos instalados no Peru, aproximadamente 1 MW eólico (0,7 MW para a geração de eletricidade), 210 MW de PCHs e 77 MW de cogeração térmica a partir do bagaço de cana-de-açúcar.

Apesar de ainda não ter publicado um documento avaliando o estado da geração elétrica a partir das fontes renováveis de energia no Peru, o governo peruano tem implementado gradativamente uma política de apoio a este modo de geração, realizando inclusive apresentações informativas, mas mais importantemente implementando mecanismos de incentivo como licitações.

Tabela 47: Capacidade Instalada Atual e Projeções para Geração de Eletricidade no Peru (2009)

(MW)	Não-Interconectado			SEIN								
	Solar FV	Eólica	Biomassa	PCH[39]	Geotérmica	Eólica	Solar FV	Biomassa	Hidro[40]	Térmica Convencional		Total
										Carvão	Total	
Capacidade Atual (2009)	3,7	0,0	77	210,0	0,0	0,7	0,0	0,0	2954,4	141,87	3046,2	6000,6
Projeção (2020)		2,758	77	408,84 – 509,01	125,0-400,0	142,7-400,7	80,0	101	6441,4-6990,4	141,87	5506,2-6746,2	11638,6 – 13427,6

Fonte: MEM (2009ª); COES SINAC (2010)ª; Gamarra (2009); OSINERGMIN (2010b); DGER (2009); MEM ([s.d.]); MEM (2010ª); Artieda (2008).

Uma estimativa dos potenciais das fontes renováveis para a geração é dado por Nogueira (2010). Adicionalmente, o governo peruano desenvolveu o Atlas da Energia Solar e o Atlas da Energia Eólica e realizou um levantamento do potencial hidroelétrico nacional (MEM, [s.d.]; MEM, 1979; MEM, 2003). Alguns destes resultados podem ser visualizados também em DR (2006a).

Segundo MEM ([s.d.]) o Peru possui alguns locais com excelentes condições de ventos para o desenvolvimento do recurso eólico. Os departamentos de Ica, Ancash, La Libertad, Cajamarca, Lambayeque e Piura apresentam locais com ventos médios anuais acima de 7 m/s, havendo locais onde está media está acima de 8 m/s e mesmo 10 m/s. Nogueira (2010) informa que o potencial eólico é de 450 a 5000 kWh/m^2/ano, confirmando portanto a existência de locais com excelentes condições para o desenvolvimento da tecnologia eólioelétrica. REEEP (2009) indica que o potencial de geração de eletricidade a partir da fonte eólica no Peru é de 19 TWh anuais, enquanto que DR (2006b) considera factível a inclusão de pelo menos 2,5 GW de capacidade instalada eólioelétrica em terra até 2020.

De acordo com Nogueira (2010) o Peru apresenta um elevado potencial solar devido à sua baixa nebulosidade e localização equatorial, e analisando-se Atlas Solar do Peru percebe-se que as regiões costeiras são aquelas que apresentam maiores índices de radiação solar, geralmente com médias anuais acima de 5,5 kWh/m^2/dia e podendo alcançar valores entre 6,5 e 7,0 kWh/m^2/dia na região sul, nos departamentos de Tacna, Moquega, Arequipa e Ica. Porém, é preciso notar que Nogueira (2010) indica um potencial um pouco menor, com radiações na faixa de 4-5 kWh/m^2/dia, e uma radiação maior que 5 kWh/m^2/dia na serra

[39] Hidroelétricas menores que 20 MW
[40] Inclui PCHs

peruana, enquanto que Gamarra (2009) confirma os valores iniciais, mas claramente baseado no Atlas. Apesar destas dierenças, é possível afirmar que o Peru apresenta altos níveis de radiação solar adequados para a geração de eletricidade.

O potencial energético de resíduos agrícolas, pecuários, agroindustriais e urbanos no Peru chega a 1,31 Mtep (15,25 TWh) por ano, enquanto que o potencial energético da lenha alcança 66 Mtep (767,58 TWh) por ano (Nogueira, 2010). Porém é preciso diferenciar este potencial energético do potencial para a geração de eletricidade. Gamarra (2009) indica potenciais significativamente maiores, já que embora o potencial da lenha seja aproximadamente o mesmo, os resíduos pecuários apresentam potencial anual de aproximadamente 18 TWh, os agrícolas 8 TWh e urbanos 3 TWh enquanto que o aproveitamento das cascas de arroz tem potencial de 0,71 TWh e o de serrarias de 0,37 TWh por ano. Ainda segundo Gamarra (2009), o aproveitamento do bagaço da cana-de-açúcar apresenta potencial para geração de 5 TWh por ano.

Nogueira (2010) não apresenta potencial para a fonte geotérmica no Peru, indicando apenas as localidades mais promissoras para aproveitamento desta energia:

- Cadeia de cones vulcânicos (sul)
- Puno e Cuzco (sudeste)
- Cajamarca e La Libertad (noroeste)
- Callejón de Huaylas, Churrin e Central (centro-norte)

Um mapa com estas localizações pode ser visto em DR (2006a), onde se percebe que estas áreas ainda são muito extensas para estabelecer especificamente um local para a instalação de um aproveitamento geotermoelétrico. Já Gamarra (2009), além de nomear estes locais já mencionados, indica a possibilidade de se instalar uma potência de geração entre 1000 e 2990 MW elétricos.

O governo peruano desenvolveu na década de 70 em parceria com o governo alemão um estudo do potencial hidroelétrico do país (MEM, 1979). Apesar de este considerar apenas centrais de maior potência, de pelo menos 30 MW, com exceção de empreendimentos para sistemas isolados (que na época abrangia um território maior do que o atual), o relatório identificou 163 projetos com potência de até 100 MW, com uma grande quantidade abaixo de 30 MW, e 114 com potência entre 100 e 300 MW. O potencial hidroelétrico total identificado foi de 58937 MW, potencial mencionado novamente em 2009 por Gamarra (2009) e que poderia gerar até 400 GWh por ano, enquanto que Nogueira (2010) indica um potencial de 33,2 TWh anuais. Apesar desta última avaliação parecer pequena, é preciso notar que esta equivaleria apenas ao potencial provado, sendo o potencial possível e provável muito superior. Gamarra (2009) menciona ainda que o potencial para centrais de 10 MW de potência ou menos é de 1 GW, estando 21% já aproveitado.

Planos de Expansão e Projetos Considerados

Como mencionado, o governo peruano não possui ainda um estudo publicado sobre o desenvolvimento das fontes renováveis de energia no país, mas publicou em 2010 uma convocatória, válida até 17 de Junho de 2010, para contratação de uma consultoria para "Elaboração do Estudo de Fortalecimento Institucional, Elaboração de Mecanismos de Promoção das Energias Renováveis (ER) e dos Biocombustíveis (BioC), e disseminação de seus resultados" (MEM, 2010a).

Em 2009 o Ministério de Energia e Minas peruano (MEM) publicou o Plano Referencial de Eletricidade 2008 – 2017 (PRE, 2017), indicativo e atualizado bianualmente, já considerando o desenvolvimento de fontes renováveis não-convencionais de energia (MEM, 2009a). Neste ano também foram publicados os editais para as "Licitações de Fornecimento de Eletricidade com Recursos Energéticos Renováveis", sendo a adjudicação para a primeira licitação realizada em 12 de fevereiro, e para a segunda em 23 de Julho de 2010 (OSINERGMIN, 2009; OSINERGMIN, 2010a).

Como indicado o PRE 2017 já inclui considerações sobre a inserção de fontes renováveis de energia na matriz elétrica peruana devido à política governamental. Apesar de considerar que as fontes renováveis de energia não são viáveis em curto prazo e que estas ainda terão um custo alto em médio prazo, o documento afirma que o objetivo de longo prazo da expansão da geração é "maximizar o aproveitamento do potencial hidroelétrico do país complementado com geração térmica e de recursos renováveis", sendo assim estes considerados uma alternativa, mas não a principal.

No cenário base do PRE 2017, é considerada a inclusão até 2017 (médio-prazo) de capacidade de geração eólioelétrica (450 MW), geotermoelétrica (125 MW) e pequenas hidroelétricas de até 20 MW (143 MW), totalizando 718 MW, conforme aTabela 48. Apesar de o documento elaborar ainda os cenários de demanda otimista e conservador, a inserção de capacidade de geração renovável não é alterada.

Tabela 48: PRE 2017 – Cenário Base – Inserção de Capacidade de Geração Renovável

(MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Eólica	-	0	0	50	50	50	50	50	100	100	450
Geotérmica	-	0	0	0	0	0	0	25	50	50	125
PCH (até 20 MW)	-	0	0	0	0	10	15	25	40	53	143
Total	-	0	0	50	50	60	65	100	190	203	718

Fonte: MEM (2009a).

Esta capacidade instalada corresponderia à geração de 263 GWh eólioelétricos, 372 GWh geotérmoelétricos e 325 GWh de PCHs em 2017, ou 960 GWh totais neste ano.

Em um horizonte de longo prazo (2018-2027) a estratégia governamental será de maximizar o aproveitamento do potencial hidroelétrico, como mencionado, e se espera para então "um desenvolvimento pleno de projetos de energia renovável não convencional", podendo então as fontes renováveis de energia "cobrir as variações de oferta por sazonalidades hidrológicas" (p.85-86), ficando claro, portanto, o foco hidroelétrico do governo e o papel das fontes não-convencionais como substituto às fontes térmicas.

Porém, o desenvolvimento da política governamental para estas fontes pode alterar o desenvolvimento previsto pelo PRE 2017, já que a primeira licitação de geração renovável almejava contratar 500 MW de capacidade instalada eólica, biomássica e geotérmica, complementada por pequenas hidroelétricas, descrita mais detalhadamente na análise de leis e regulações e cujos resultados são dados naTabela 49.

Tabela 49: Licitação com Recursos Energéticos Renováveis

Fonte	Biomassa	Eólica	Solar	Total	Hidráulica
Potência Requerida (MW)				500	
Preço Máximo (US$/MWh)	12,00	11,00	26,90		7,40
Energia Requeria (GWh/Ano)	813,00	320,00	181,00	1314,00	
Energia Adjudicada (GWh/Ano)	143,30	571,00	172,94	887,24	
Potência Adjudicada (MW)	27,4	142,0	80,0	249,4	161,71
Projetos Propostos	2	6	6	14	17
Projetos Adjudicados	2	3	4	9	17

Fonte: OSINERGMIN (2010ª); OSINERGMIN (2010b).

Como o PRE 2017 não considerava a inclusão de geração biomássica ou fotovoltaica, este está desatualizado já que a capacidade contratada deve entrar em operação até 2012, e o Plano considera apenas a entrada de 100 MW eólicos até este ano. Complementarmente, a segunda licitação almejava contratar 419 GWh/ano gerados a partir da biomassa e 8 GWh/ano a partir da energia solar, havendo a possibilidade de participação de aproveitamentos hidroelétricos de até 20 MW e sendo portanto necessária uma reavaliação do Plano de Referência.

Além disto, apesar da Proposta de Política Energética peruana manter o desenvolvimento de projetos hidroelétricos como prioridade, as fontes renováveis não-convencionais de energia tem uma relevância maior devido aos objetivos de independência energética e de se ter um setor energético com baixo impacto ambiental (MEM, 2010c).

Para o fornecimento de eletricidade para comunidades fora do sistema interconectadoo governo peruano desenvolveu o Plano Nacional de Eletrificação Rural (PNER) 2009-2018 (DGER, 2009). O Plano lança mão profusivamente de fontes renováveis de energia (hidroelétrica, solar e eólica), sendo estas fontes prioritárias para a eletrificação, procurando instalar 88 projetos com geração fotovoltaica, 2,6 MW hidroelétricos e 2,758 MW eólioelétricos.

Existem poucos estudos independentes que elaborem cenários energéticos para o Peru, e claramente a influência destes é menor em comparação com o Plano Referencial de Eletricidade. Estudos da iniciativa Developing Renewables, financiada pela Comissão Européia, indicam o seguinte possível desenvolvimento até 2020 para a geração de eletricidade:

- Geração fotovoltaica em sistemas isolados: 9,7 MW (referência) - 31 MW
- Geração Eólica em terra: 6 MW (referência) – 80 MW
- Pequenas Centrais Hidroelétricas menores que 5MW: 46 MW (referência) – 60 MW

Porém, é preciso notar que algumas das premissas utilizadas pelo estudo, como a consideração da tecnologia fotovoltaica exclusivamente em sistemas isolados, embora coerente no ano de publicação do estudo (2006), já não se alinha com a política governamental e desenvolvimentos mais recentes da geração renovável de eletricidade no país.

As fontes renováveis

Energia eólica

PelaTabela 47a capacidade instalada eólica peruana até 2009 era insignificante, fato confirmado por Gamarra (2009) e Garten Rothkopf (2009). Enquanto que as centrais eólicas com concessões temporais em 09/2008 totalizavam 5535 MW (34 empreendimentos), as concessões temporais em 30/04/2010 no Peru somavam 8620,0 MW (com estudos a serem finalizados até 2011), um aumento importante, embora o registro de novembro de 2009 indicasse ainda mais projetos (MEM, [s.d.]; MEM, 2008; MEM, 2009b). Estes projetos com concessões são desenvolvidos em grande parte pelas empresas Huayra Kallpa, Gaz &l'Énergie, Generalima, Iberoperuana Inversiones, Perú Energía Renovable, Soleol e Sowitec. Já Gamarra (2009) menciona 58 concessões temporais totalizando aproximadamente 9400 MW.

Na primeira licitação de geração renovável de 2010, o governo peruano outorgou a concessão para construção de 3 empreendimentos eólicos que devem entrar em operação até o final de 2012, de 30 e 80 MW para a empresa Energía Eólica e de 32 MW para o consórcio Cobra Perú/ Perú Energía Renovable. Apesar da potência total contratada pela licitação para todas as fontes estar abaixo do objetivo de 500 MW, o fornecimento anual de eletricidade de fonte eólica contratado foi superior ao objetivo de 320 GWh (571 GWh foram contratados). É preciso, contudo, estar atento ao desenvolvimento dos projetos, já que os fatores de capacidade dos empreendimentos são altos, sendo o menor de 43% e o maior de 52,93%, e por vezes projetos eólioelétricos acabam por gerar menos energia do que aquela prevista. Caso estes empreendimentos se confirmem e o governo peruano mantenha sua política para a geração renovável o cenário do PRE 2017 de 450 MW eólioelétricos pode ser confirmado e mesmo ultrapassado. Porém, é preciso notar que a primeira licitação determinava máximas potências eólicas injetáveis nos barramentos, inicialmente limitadas a 375 MW totais, e que após críticas foi realçada a 640 MW, não sendoportanto mais um impedimento à realização do cenário do PRE 2017, exceto no caso do limite de injeção de barramentos individuais (que pode chegar a 5 MW no barramento de Tumbes) impedir o desenvolvimento de projetos em áreas promissoras (OSINERGMIN, 2009; REVE, 2009). Além disto, a inserção da fonte eólica na matriz elétrica peruana enfrente resistência por parte dos geradores tradicionais (Marticorena, 2009).

Adicionalmente, o governo peruano almeja instalar 2,758 MW em centrais eólicas com aerogeradores de 0,15 kW em 280 locais para comunidades isoladas no período 2011-2018 (DGER, 2009). O projeto será inicialmente implantado em alguns departamentos, e posteriormente em nível nacional, mas será realizada ainda uma melhor definição do programa.

Solar Fotovoltaica e CSP

Gamarra (2009) menciona 3,7 MWp fotovoltaicos instalados no Peru, enquanto que não há capacidade de geração a partir de concentradores solares no país. Em Junho de 2010 não havia projetos de geração a partir da fonte solar registrados no Ministério de Energia e Minas peruano. Na primeira licitação para geração a partir de fontes renováveis de 2010 foram contratados 4 empreendimentos de geração de 20 MW cada, de responsabilidade da empresa Grupo T-Solar (2 empreendimentos) e dos consórcios Panamericana Solar e Tacna Solar (ambos com participação da T-Solar). Os empreendimentos devem entrar em operação até o final de 2012, devendo produzir 172,942 GWh anuais, e o fator de capacidade varia entre 28,9

e 21,4%, sendo que a energia contratada ficou levemente abaixo do objetivo de 181 GWh, o que motivou uma segunda licitação para contratação de 8GWh. Todos os projetos solares fotovoltaicos vencedores da primeira licitação se localizam no extremo sul do país, área de maior radiação, como visto (MEM, [s.d.]).

Biomassa

A participação da geração a partir da biomassa na matriz elétrica peruana é baixa, apesar do alto potencial que esta fonte apresenta. Gamarra (2009) indica a existência de 77 MW de capacidade instalada para a geração através do bagaço de cana-de-açúcar, enquanto que apesar de haver centrais termoelétricas à biomassa, registradas com concessões definitivas, não havia nenhum projeto em desenvolvimento com concessão definitiva (MEM, 2010b).

A primeira licitação para geração renovável apresentou baixa participação da fonte biomássica, com somente dois empreendimentos ofertados, mas a segunda licitação foi dedicada quase exclusivamente a esta, com pequena participação da fonte solar. O objetivo da segunda licitação era contratar 419 GWh anuais de eletricidade, e os empreendimentos devem entrar em operação até o final de 2012. Utilizando o fator de capacidade medio da primeira licitação dos empreendimentos que usam a biomassa (65%) isto corresponderia a uma potência instalada de 73,59 MW.

Finalmente, um projeto desenvolvido pela companhia francesa Bionersis com recursos do MDL almeja realizar a coleta de gás de aterro e a sua queima (*flaring*), indicando a possibilidade de modificação do projeto em uma etapa posterior para produção de eletricidade, como ocorreu com o projeto de Bucamaranga da companhia na Colômbia (CDM, 2008). O projeto de Huaycoloro, também de recuperação de gás de aterro e financiado pelo Banco Mundial, também pode incluir a geração em uma segunda etapa, com uma potência de 5,74 MW (WB, 2010).

Pequenas centrais hidrelétricas

Como mencionado, o Peru apresenta um grande potencial hidroelétrico, confirmado nos estudos realizados na década de 70 (MEM, 1979). Em 30/04/2010 havia 9 centrais hidroelétricas de potência menor ou igual a 30 MW com concessões temporais, para um total de 175,67 MW (100,17 MW se forem considerados somente os 6 projetos de menos de 20MW), com estudos a serem finalizados entre 2010 e 2012 (MEM,2010d). Adicionalmente, havia 6 projetos com concessões definitivas, somando 58,62 MW e com entrada em operação prevista entre 2011 e 2012 (MEM, 2010c).

Participando de forma complementar da primeira licitação de geração renovável, foram contratados 17 empreendimentos hidroelétricos de pequeno porte (potência até 20 MW). Excetuando-se dois empreendimentos com data de entrada em operação para 2008 e 2009, a potência total é de 145,71 MW e a energia contratada anual é de 911,339 GWh, um aporte importante em relação à potência informada por Gamarra (2009) de aproximadamente 210 MW (OSINERGMIN, 2010b).

Além disto, segundo o Plano Nacional de Eletrificação Rural, o governo peruano planeja 2,6 MW hidroelétricos em comunidades peruanas isoladas até 2018.

Energia geotérmica

O Peru não possui centrais geradoras geotermoelétricas, embora tenha locais potenciais para sua instalação em diversos pontos do país como mencionado. Gamarra (2009) indica o desenvolvimento de estudos em Calientes, com potencial de 150 MW, e em Borateras, com potencial de 50 MW, ambos em Tacna, no extremo sul do país, e o PRE 2017 menciona que o Peru "tem 156 zonas geotérmicas identificadas" (MEM, 2009a, p. 210). Os dois estudos em andamento mencionados são realizados com financiamento de órgãos japoneses (Nakao, 2008), enquanto que com o apoio de investidores peruanos, caribenhos e europeus a companhia Andes Power Peru desenvolve a exploração dos recursos geotérmicos no país e almeja desenvolver um projeto de geração de aproximadamente 200 MW operacional a partir de 2011 (Artieda, 2008). A empresa mineradora Aruntani também desenvolve um projeto de geração, que encontrou dificuldades para obtenção de autorização de recursos geotérmicos (Velazco, 2008).

Como pode ser visto na Tabela 48, o PRE 2017 considera a inserção de 125 MW até 2017 (25 MW em 2015, 50 MW em 2016 e 50 MW em 2017), sem prever mais adições ao sistema no período 2018-2027, mas com boas probabilidades de alteração já que esta previsão considera pelo momento apenas projetos estruturantes (MEM, 2009a). De acordo com Nakao (2008) as primeiras medidas necessárias para impulsionar o desenvolvimento da energia geotérmica no Peru são o desenvolvimento mais detalhado dos recursos geotérmicos do país, com a elaboração de um Plano Geotérmico, a realização das atividades de exploração e perfuração pelo governo para redução do risco do investidor privado e talvez a facilitação de parcerias público-privadas, sendo que o governo atualmente desenvolve este Plano Geotérmico através do instituto INGEMMET (INGEMMET, 2008). É necessário notar que este modelo, embora diminua os riscos para o investidor, transfere para o governo umaetapa dos projetos onerosa e arriscada, já que a perfuração de poços exploratórios é dispendiosa e por vezes infrutífera.

Integração e interconexão da geração

MEM (2009a) apresenta um mapa do sistema interconectado peruano, onde se pode perceber que as centrais geradoras do sistema centro estão conectadas normalmente em segmentos de transmissão de 220 kV, enquanto que as centrais de outros sistemas (sul, norte médio e norte) estão conectadas mais freqüentemente no barramento de 138 kV e às vezes em 66 e 33 kV, enquanto que os 4 sistemas são interconectados por linhas de 220 kV. Segundo OSINERGMIN (2009, 2010a), os projetos candidatos de geração com recursos renováveis devem se conectar ao sistema nos barramentos permitidos pelos editais. Para a geração eólioelétrica, são permitidas em sua maioria somente barramentos de 220 kV (com mais dois barramentos de 60-66 kV e dois de 138 kV), e com potência máxima definida, como mencionado acima, enquanto que para as outras formas de geração (solar, biomássica e hidroelétrica) há mais opções para conexão, sendoporém os barramentos de 138 e 220 kV majoritários, e não havendo limitação da potência a ser conectada. Na primeira licitação de geração renovável houve inclusive um projeto eólico vencedor desqualificado, pois excedia a máxima potência injetável do barramento, embora o COES pudesse considerar tais casos como permissíveis se bem fundamentados (OSINERGMIN, 2010b; De Oca, 2009).

3.1.11 VENEZUELA

As informações apresentadas neste capítulo foram obtidas através de pesquisa bibliográfica principalmente em sites da internet. Nem todas as fontes são seguras, contudo

todas as informações obtidas serão apresentadas na tentativa de contribuir para uma melhor percepção sobre a situação das fontes renováveis de energia na Venezuela.

O mercado de eletricidade

Não foram encontrados estudos referentes a projeções e cenários da capacidade instalada para geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, excluindo grandes hidroelétricas, na Venezuela.

Potencial e Capacidade instalada

A Venezuela está entre os maiores exportadores mundiais de petróleo, sendo o maior exportador do hemisfério ocidental e, portanto, da América Latina. Em 2008 o país foi o oitavo maior exportador de petróleo do mundo, o que revela a importância para a economia Venezuela do setor petrolífero, responsável por três quartos do total das receitas de exportação do país, metade das receitas totais do governo e um terço do PIB venezuelano (EIA, 2010).

O país é membro fundador da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP)[41], possuindo importância notável no mercado global de petróleo. Em 2008 as reservas provadas de petróleo das Américas Central e do Sul chegavam a 123,3 bilhões de barris e a Venezuela respondia sozinha por 81% dessas reservas (ANP, 2009, p.25). O país possui uma importante participação na produção de petróleo na região, respondendo por 38% dos 6.685 mil barris produzidos por dia na América Central e do Sul em 2008(ANP, 2009, p.29). Outra importante riqueza fóssil da Venezuela é o gás natural. Em 2008 o país possuía aproximadamente 66% dos 7,35 trilhões de metros cúbicos que compunham as reservas provadas de gás natural na América do Sul e Central (ANP, 2009, p.40).

A capacidade instalada de fontes renováveis no sistema elétrico bolivariano em 2008 era de 14597 MW, correspondente apenas à hidroeletricidade (slide 5) (Ravelo e Sepúlveda 2009), como pode ser visto naTabela 50.

Em 2009, de acordo com informações oficiais, a capacidade instalada no sistema elétrico venezuelano era de 22434 MW, sendo 7812 MW a partir de plantas térmicas com base em combustíveis fósseis e 14622 MW de hidroeletricidade (OPSIS, 2010). De acordo com a mesma fonte, a planta hidráulica com a menor capacidade instalada no mesmo ano possuía 25 MW e a segunda menor já possuía uma capacidade instalada de 80 MW. Portanto, pela legislação venezuelana que caracteriza a PCH com capacidade instalada de até 20 MW, não há nenhum empreendimento de PCH no país.

[41]Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep): organização multinacional estabelecida em 1960 com a função de coordenar as políticas de petróleo dos países-membros. É formada pelos seguintes países membros: Angola, Argélia, Líbia, Nigéria, Indonésia, Irã, Iraque, Coveite, Catar, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Equador e Venezuela.

Tabela 50: Capacidade Instalada no Sistema Elétrico Venezuelano (2008)

(MW)	2008							
	Solar FV	Solar Térmica	Eólica	Biomassa	PCH(<20 MW)	Hidro	Térmica	Total
Total	-	-	-	-	-	14597	8130	22730
Gás Natural							2975,3	
Ciclo Combinado							470,0	
Motores Diesel							321,8	
Vapor							4366,0	

Fonte: Ravelo e Sepúlveda (2009)

A Figura 17 ilustra o consumo de energia por fonte na Venezuela em 2007 e ilustra o quanto a matriz energética do país é dependente de combustíveis fósseis, sendo a hidroeletricidade a única fonte renovável presente.

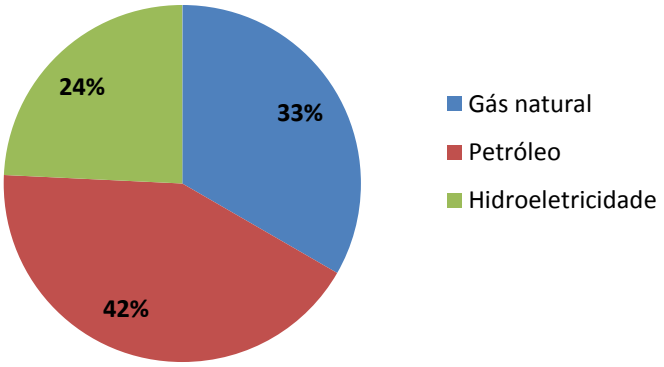


Figura 17: Consumo de energia por fonte em 2007
* O consumo não fecha em 100% devido a um arredondamento independente realizado.

Fonte: EIA (2010)

Outras fontes renováveis podem ser encontradas na Venezuela, contudo são referentes a atividades pontuais experimentais, como por exemplo, biodigestores instalados em Pedraza Barinas e sistemas solares fotovoltaicos para atendimento a comunidades em regiões isoladas (Nogueira, 2005, p.43). Contudo, de acordo com a mesma fonte, apesar de possuir elevados recursos energéticos fósseis, a Venezuela é uma das poucas nações exportadoras de petróleo com boas perspectivas de transição para um cenário sustentável.

"A Venezuela se encontra frente a um desafio singular: definir adequadamente o espaço para as fontes renováveis de forma diversificada e racional" (Nogueira, 2005).

A Tabela 51 apresenta o potencial estimado para fontes renováveis na Venezuela e a capacidade instalada por fonte. Contudo, esses empreendimentos não fazem parte do sistema interligado nacional, uma vez que não são mencionados em (OPSIS, 2010).

Tabela 51: Potencial estimado e capacidade acumulada a partir de fontes renováveis na Venezuela.

Fonte	Potencial estimado (MW)	Potência acumulada (30/09/2007) (MW)
Geração de energia elétrica de origem renovável		
Conectada à rede		
Resíduos agrícolas	16881	560
Energia eólica	45195	7660
PCH	15000	2015
Bagaço- cogeração	5000	692
Resíduos urbanos	2700	55
Energia solar	-	2,12
Subtotal	84776	10984
Concentrador de calor de origem renovável		
Cogeração de biomassa (sem considerar bagaço)	-	59
Gaseificação de biomassa	-	86,5
Resíduos	-	20
Subtotal		165,5
Subtotal acumulada		11150

Fonte: Márquez (2009: slide 21)

Planos de Expansão e Projetos Considerados

Na Venezuela foi possível encontrar três planos de expansão para o setor elétrico nacional, entitulados: “Plan de Expansión de Generación 2009 -2012”, “Plan de Expansión de Generación 2008 -2014” e “Plan de Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energia”.

Não foi possível encontrar documentos com maiores detalhamentos acerca desses planos, por isso será feita uma breve apresentação dos mesmos.

PLANO DE DESENVOLVIMENTO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS

O "Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia Renováveis" faz parte do "Plano de Desenvolvimento Econômico e Social da Nação 2007-2013” (PDESON) (slide 14) (Márquez, 2009).

Entre as políticas e estratégias definidas no PDESON inclui-se o incentivo às fontes alternativas de energia, renováveis e ambientalmente sustentáveis, além da meta de tornar o país uma potência energética mundial (RBV, 2007). Paradoxalmente, também faz parte das políticas e estratégias do PDESON “incrementar a geração de eletricidade com energia fóssil”.

O “Plano Piloto de Generação Eólica” (PPGE) faz parte do plano venezuelano de diversificação da matriz elétrica que prevê em sua primeira fase a instalação de 100,32 MW de potência na Comunidade de los Taques, estado Falcón, e 72 MW em três parques eólicos: Chacopata, no Estado Sucre, com 24 MW; Isla de Margarita e Isla de Coche, no Estado Nueva Esparta, respectivamente com 20 MW e 4 MW; e na Península de la Guajira, no Estado Zulia, com 24 MW (LAWEA, 2009, p.35). A Figura 18 ilustra os empreendimentos do plano, que deverão ser construídos até 2013.

Figura 18: Localização e capacidade dos empreendimentos do PPGE

Fonte: Márquez (2009: slide 28)

PLANO PILOTO NACIONAL

PLANO DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO 2008 -2014

No dia 08 de fevereiro de 2010 foi publicado no Diário Oficial nº 39.363 o Decreto nº 7.228 onde é declarado estado de emergência relativo à prestação do serviço nacional de eletricidade, suas instalações e bens associados por um período de 60 dias, prorrogado em 8 de abril de 2010 por mais 60 dias (Venezuela, 2010). Desde então várias medidas têm sido adotadas. Além das multas aplicadas a empresas e usuários particulares que não cumprem as metas de redução do consumo, o país tem realizado cortes programados de 4 horas a cada 2 dias no fornecimento de energia elétrica em diversos pontos. Várias medidas estão sendo tomadas na tentativa de enfrentar o esvaziamento continuado da represa de "El Guri", responsável por 73% do abastecimento no país.

Como alternativa para sanar a situação emergencial atual foi criado um fundo elétrico nacional de inicialmente US$ 1 bilhão para acelerar o desenvolvimento de obras que aliviem o colapso da geração de energia na Venezuela. O governo venezuelano também se propôs a instalar um total de 5,9 GW de geração termelétrica até o final de 2010, com um investimento de US$ 5,9 bilhões (Globo.com, 2010).

Para o plano de desenvolvimento e expansão 2008-2014 do setor elétrico nacionalestão previstos investimentos da ordem de 20 bilhões de dólares. Espera-se alcançar com esses investimentos uma capacidade instalada adicional de 10 GW, um terço do que há hoje instalado (RANAV, 2009).

PLANO DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO 2009 -2012

A Tabela 52 apresenta os empreendimentos que fazem parte do "Plano de Expansão da Geração 2009 -2012", no qual não se menciona a partir de qual fonte. Auferiu-se, através de pesquisa na internet, que as plantas do plano são basicamente termoelétricas fósseis e hidroelétricas.

Tabela 52: Empreendimentos, capacidade e data de entrada dos empreendimentos

Central		Capacidade (MW)	Data de Entrada
Planta Centro I	Termoelétrica	400	02.2010
Alberto Lovera	Termoelétrica	300	10.2010
Fabricio Ojeda I	Hidroelétrica	250	10.2010
Ezequiel Zamora	Termoelétrica	150	08.2010
Cabrutica I	Termoelétrica	150	12.2010
Cabrutica II	Termoelétrica	150	02.2011
Fabricio Ojeda II	Hidroelétrica	250	04.2011
Bachaquero I	Termoelétrica	150	05.2011
Termocentro I	Termoelétrica	180	06.2011
Temozulia III	Termoelétrica	170	06.2011
Bachaquero II	Termoelétrica	150	07.2011
Termolsa	-	250	07.2011
Cumana III	-	170	07.2011
Termocentro II	Termoelétrica	180	08.2011
Termocentro IV	Termoelétrica	180	10.2011
Cumana VI	-	170	09.2011
Tamere I	Termoelétrica	150	10.2011
Cumana V	-	170	11.2011
Termocentro V	Termoelétrica	180	12.2011
Tamare II	Termoelétrica	150	12.2011
Cumana VI	-	170	01.2012
Bachaquero II	Termoelétrica	170	03.2012
Tamare III	Termoelétrica	170	07.2012

Fonte: CORPOELEC (2009: slides12 e 13)

A partir da Tabela 52 obtém-se que os empreendimentos a serem realizados até 2012 totalizam uma capacidade de 4410 MW, o que corresponde a menos da metade da capacidade a ser instalada até 2014 no país de acordo com o "Plano de Expansão da Geração 2008 - 2014".

As fontes renováveis

Energia eólica

Até 2013 deverão ser instaladas 172 MW de energia eólica na Venezuela, de acordo com o "Plano Piloto de Generação Eólica". A Figura 19 apresenta o potencial de aproveitamento da energia eólica no país.

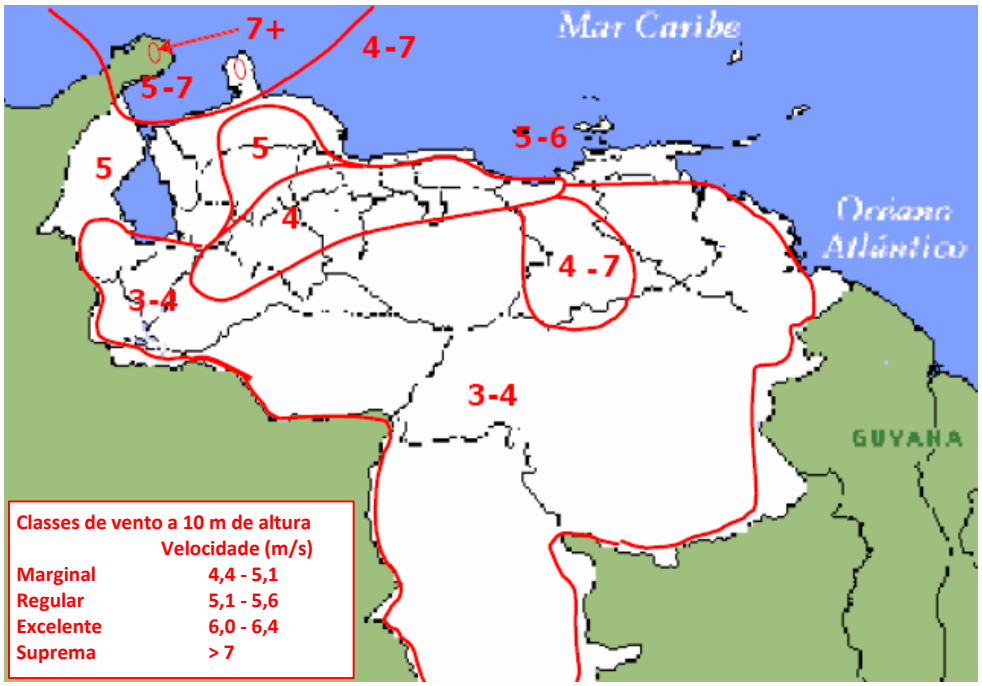


Figura 19: Mapa do potencial de aproveitamento da energia eólica

Fonte: Márquez (2009: slide 25)

Biomassa

A Figura 20 apresenta os locais que possuem potencial de aproveitamento da biomassa na Venezuela, somando um potencial de 340 MW.

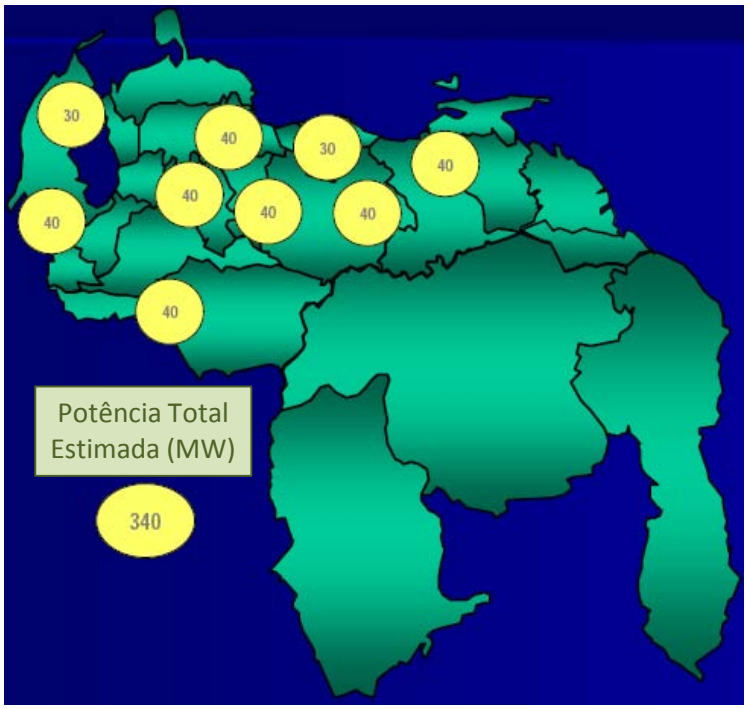


Figura 20: Zonas com potencial de aproveitamento da biomassa

Fonte: Márquez (2009:slide 26)

Solar FV

A Venezuela instalou até o momento 806 sistemas fotovoltaicos que beneficiam a 107590 pessoas e permitem o acesso à eletricidade de 551 comunidades, sendo 235 indígenas e 316 isoladas (Ecoloquia, 2010). Porém, não foram encontrados planos para a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no país. A Figura 21 apresenta os potencias de aproveitamento da energia solar na Venezuela por zona.

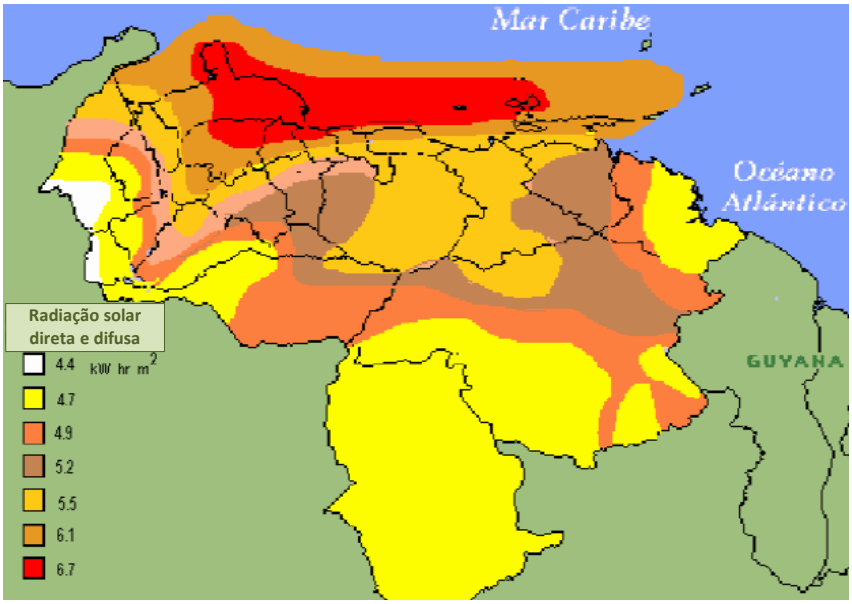


Figura 21: Zonas com potencial de aproveitamento da energia solar

Fonte: Márquez (2009: slide 23)

A radiação solar no país é em média de 4,71 kWh/ m^2.dia com duração média de 5,5 horas (Hernandéz, 2008).

3.2 Marco legal

3.2.1 AMÉRICA CENTRAL

Os países da América Central também têm feito esforços para impulsionar o desenvolvimento de energias renováveis, os quais tiveram origem na crise do petróleo e na maior conscientização da disponibilidade de recursos, bem como nas consequências do uso de combustíveis fósseis para o ambiente.

Principais leis, regulações e programas

Na América Central existem leis destinadas a promover e a apoiar projetos de energias renováveis.

El Salvador

Lei de Incentivos Fiscais para a Promoção das Energias Renováveis na Geração de Eletricidade. Aprovada em dezembro de 2007 pelo Decreto nº 462, esta lei estabelece um pacote de benefícios fiscais para pessoas físicas ou jurídicas que invistam em fontes renováveis para geração de eletricidade, entre os quais se destacam: i) isentar de tarifas de importação os bens de capital e outros insumos associados nos primeiros 10 anos para

centrais de até 20 MW; ii) isentar do imposto de renda, durante os primeiros 5 anos, as centrais com potência entre 10 e 20 MW e, durante 10 anos, as centrais com potência menor do que 10 MW, e iii) projetos com mais de 20 MW podem deduzir do imposto de renda o custo de todos os estudos relacionados ao projeto.

Guatemala

Lei de Incentivos para o Desenvolvimento de Projetos de Energia Renovável e sua Regulamentação. Tem por objetivo promover o desenvolvimento de projetos de energia renovável e estabelece incentivos fiscais, financeiros e administrativos para sua realização.

Honduras

Lei de Incentivos para Projetos de Energia Renovável. Procura desenvolver pequenos projetos que utilizem recursos naturais nos municípios com o objetivo de promover o desenvolvimento econômico e social de seus membros e de áreas circunvizinhas.

Nicarágua

- *Lei de Promoção do subsetor Hidroelétrico (Lei No. 467).* Permite o desenvolvimento de projetos hidroelétricos de até 5 MW e dá incentivos fiscais.
- *Lei para a Promoção da Geração de Energia Elétrica com Fontes Renováveis (Lei No. 532).* Estabelece incentivos fiscais, econômicos e administrativos para o desenvolvimento de projetos de energias renováveis.

3.2.2 ARGENTINA

Em que pesem algumas críticas que possam ser feitas, a Argentina possui um marco legal relativamente bem estabelecido para promoção de fontes renováveis de energia, não somente estabelecendo metas, como também aportando recursos e criando tarifas diferenciadas e condições adequadas para o desenvolvimento do mercado nacional. Essas fontes são: PCHs[42], energia eólica, solar, geotérmica, dos oceanos, biomassa, gases de aterros, gases de plantas de processo e biogás.

O início desse marco deu-se com a Lei 25.019/1998, que promovia o desenvolvimento principalmente da energia solar fotovoltaica e eólica. A lei mais expressiva é a Lei 26.190/2006, que estabeleceu que, em um prazo de dez anos a partir de sua regulamentação (2016), 8% da geração de eletricidade do país deve ser proveniente de fontes renováveis.

O país ainda não viu publicado o seu programa federal para o desenvolvimento das energias renováveis, conforme estabelece a Lei 26.190/2006, não oferecendo sinais estáveis de longo prazo para o mercado, apesar da realização de licitações públicas específicas para essas fontes.

Principais leis e regulações

Lei nº 24.064/92

Esta lei é considerada o marco da reforma do setor elétrico argentino. A reforma do setor elétrico argentino começou com a Lei de Reforma do Estado, nº 23.696/89, sendo posteriormente concretizada na Lei nº 24.064/92.

[42] Definidas como de potência menor que 30 MW.

A Lei nº 24.064/92, de regime da energia elétrica, determinou que o transporte e a distribuição de energia elétrica são serviços públicos, enquanto que a geração é de "interesse geral". A lei foi modificada pelo decreto nº 804/2001 (de tendência desreguladora), mas este por sua vez foi revogado pelo congresso, persistindo assim os artigos originais.

A lei garante o livre acesso ao sistema de transmissão (no excedente da capacidade já contratada) e determina que o "Ente Nacional Regulador de la Electricidad" (ENRE) deve regular o transporte e distribuição de eletricidade, sempre prezando "tarifas justas e razoáveis", mas que incentivem a "realização de investimentos privados", assegurando a competitividade quando possível. O transporte e a distribuição devem ser realizados por atores privados através de outorgas do poder executivo, atuando o Estado apenas no caso desse processo não encontrar oferentes. Além disso, empresas predominantemente estataispodem receber remuneração apenas pelos seus custos e o excedente é agrupado em um fundo destinado a financiar obras já existentes quando da promulgação e a estabilizar os preços pagos pelos distribuidores. Já controladores de empresas de transporte não podem atuar em outros segmentos do setor.

Da definição de atores do mercado atacadista ("Mercado Eléctrico Mayorista" - MEM[43]) são excluídos os distribuidores de energia, que não podem, portanto atuar neste (e devem firmar contratos diretamente com geradores). Estes fariam parte brevemente através do decreto revogado nº 804/01, assim como autoprodutores e cogeradores. Porém, pela definição de gerador do artigo 5º, estes últimos, como agentes de geração, podem participar como atores (interpretação própria). Adicionalmente, apesar da legislação, distribuidores são na realidade agentes do MEM, somente não participam do mercado spot.

Além disso, contratos firmados com autoprodutores não podem ser suplantados pelo despacho econômico – estes podem produzir mesmo se isto não for o mais econômico para o sistema.

Segundo as modificações aportadas à lei nº 15.336/60, somente os empreendimentos hidroelétricos de mais de 500 kV de potência e as atividades de serviço público de transmissão e distribuição requerem concessão do poder executivo.

Lei 25.019/1998

Marco legal inicial para o desenvolvimento das fontes alternativas de energia elétrica na Argentina, esta lei inicialmente promovia o desenvolvimento principalmente da energia solar fotovoltaica e eólica.

A lei determina, primeiramente, que a secretaria de energia deve promover a pesquisa e o uso de energiasnão-convencionais ou renováveis e que a geração a partir das fontes solar e eólica não necessitam de autorização do Poder Executivo para instalação. O pagamento do IVA[44], devido a investimento em instalações e/ou equipamentos, pode ser parcelado em 15 anuidades a partir de 2013, e os empreendimentos gozam de estabilidade fiscal.

O Conselho Federal de Energia Elétrica pode aplicar fundos do FEDEI para a geração solar e eólica. A compra da energia recebe um tratamento similar às UHE de fio d'água (despacho preferencial). Devido à modificação aportada pela lei nº 26.190/2006, as tarifas especiais foram estendidas para outras fontes, tem duração de quinze anos e são:

[43] Para maior detalhamento de seu funcionamento, vide a seção de anexos deste relatório.

[44] Imposto sobre o Valor Agregado – imposto cobrado no momento da venda de um produto, e repassado ao consumidor final.

Tabela 53: Valor das Tarifas Especiais de Injeção de Eletricidade

Eólica	0,015 US$/kWh
Solar FV	0,9 US$/kWh
PCH (< 30 MW)	0,015 US$/kWh
Outras	0,015 US$/kWh

O preço marginal de produção de uma central a gás de ciclo combinado de grande porte (620 MW) era de 417,82 $/MWh em 31/03/2010. Segundo CADER (2009), para a energia eólica estes incentivos são pequenos comparados ao preço spot da energia elétrica negociada no mercado argentino.

Lei 26.190/2006

A lei, regulamentada somente em 2009, pelo decreto nº 562/2009, almeja alcançar uma participação de 8% na geração elétrica com fontes renováveis em dez anos – até 2016 (PCHs, "energía eólica, solar, geotérmica, maremotriz", "biomassa, gás de aterro e de estações de tratamento e biogás"). A lei determina que o poder executivo deve elaborar um "Programa Federal para o Desenvolvimento das Energias Renováveis", incentivar o desenvolvimento de tecnologias e equipamentos, celebrar acordos de cooperação, formar recursos humanos e promover a aceitação da sociedade.

Determina-se que até 2016 se pode antecipar a devolução ou amortização acelerada do IVA e imposto de renda (*impuesto a las ganancias*) para a compra de bens de capital e/ou realização de obras, conforme a lei nº 25.924/2004. Além disso, por três exercícios os bens não serão utilizados na contabilização do *impuesto a laganancia mínima presunta*. Porém a regulamentação da lei estabelece que se determine uma quantia anual máxima do orçamento a ser destinada para esse fim. Incluiu-se um mecanismo de incentivo à rápida execução do projeto: a amortização é tão mais acelerada quão mais rápida for a realização do investimento após a aprovação do projeto e estabelece-se alguns impedimentos para pessoas afetadas por processos judiciais, de falência e outros. Favorecem-se empreendimentos com recursos nacionais, e autorizam-se a integração com equipamentos importados quando não há "tecnologia nacional competitiva a nível local".

Lei nº 26.123/2006 – Promoção do Hidrogênio

A lei (que deveria ser regulamentada 90 dias após a publicação) determina uma grande gama de responsabilidades para a autoridade de aplicação, ainda a ser determinada, desde a formação de recursos humanos até o desenvolvimento de projetos-piloto, para a utilização de hidrogênio (oriundo de fontes renováveis de energia ou de combustíveis fósseis). Assim, a efetividade dessas medidas dependerá do regulamento, embora o atraso forneça um sinal negativo sobre a vontade política para a regulamentação.

A lei cria também o "Fundo Nacional de Fomento do Hidrogênio (FONHIDRO)", porém os recursos destes devem ser determinados através do orçamento da União, não dispondo de nenhuma outra fonte fixa de recursos. Já o imposto sobre o valor agregado (IVA) pago devido aos investimentos em infraestrutura e bens de capital pode ser abatido sobre o valor de outros impostos após três períodos fiscais (três anos, portanto). Além disso, bens envolvidos nas atividades ligadas ao hidrogênio não integram a base de imposição do imposto de renda, e o hidrogênio não paga impostos sobre o combustível. É importante notar que o uso de hidrogênio ligado a processos químicos e petroquímicos não pode gozar dos benefícios criados pela lei.

Resolução nº 269/08

Com esta resolução se estabelece o conceito de autogerador distribuído, que permite que uma empresa produza e utilize a rede de transmissão para transmitir a energia gerada para consumo próprio, ou ainda que venda o excedente. Isto pode permitir que uma indústria invista na geração renovável para assegurar seu suprimento energético, mas a pessoa jurídica produtora e consumidora devem ser a mesma (CADER, 2009).

Lei nº 25.943/2004 – Criação da ENARSA

Em 2004 o governo argentino, motivado pela crise energética do país, criou a Energía Argentina Sociedad Anónima, ENARSA, empresa atuante nos setor de combustíveis fósseis, energia nuclear, elétrica e renováveis. O principal bem da ENARSA é a detenção das concessões ainda não outorgadas de exploração de petróleo e gás na Argentina, mas a empresa foi criada para atuar em todos os ramos energéticos.

Projetos de Lei Existentes

S-4370/08 – Alteração da Lei nº 26.190/2006

O projeto inclui a estabilidade fiscal e isenção de direitos de importação (caso não exista equivalente nacional) como dispositivos do regime fiscal favorável. Além disso, aumenta-se a tarifa especial de alimentação para a fonte eólica (de 0,15 para 0,31 $/kWh) e solar FV e CSP (de 0,9 para 1,00 $/kWh). Este projeto é de alcance mais limitado, sendo que as alterações tributárias são as medidas mais importantes em termos de potencial de incentivo, porém aparentemente o processo no senado caducou em 2010 e o projeto foi arquivado. Mais consequente é o projeto 4001-D-05, que aumenta o tributo cobrado para o FNEE em 0,8 $/MWh para remunerar a fonte eólica em até 40% em relação ao preço da energia de fontes convencionais (30% para sítios com ventos médios acima de 23 km/h), por 15 anos. A definição do preço da energia de fontes convencionais depende, claramente, da regulamentação, assim como a definição de “ventos médios” (em função da altura e outros parâmetros), e, além disso, como o projeto é de 2005, e portanto anterior à lei nº 26.190, sua aprovação é incerta.

Outros Projetos menores existentes, programas e procedimentos especiais

Foram identificadas as seguintes iniciativas que podem tem impactos positivos no avanço de tecnologias de fontes renováveis:

- Declaração de Interesse Nacional das Fontes Renováveis: 798/06, 424/01
- Hidrogênio: 844/05, 859/03, 213/04, 2184/05, 1760/02
- Geração Eólica: 0791-05
- Programa Nacional de Cultivos Energéticos Não-Tradicionais: 2843/07

Programas especiais

Licitações do Projeto PERMER

No âmbito do projeto PERMER (Programa de Energias Renováveis em Meio Rural) licitações são regularmente publicadas para o fornecimento de sistemas de geração elétrica fotovoltaica. As licitações atuais (em 30/03/2010) são “Provisão e Instalação de Equipamentos

Fotovoltaicos e Instalação Interna em Habitações Rurais de Diversas Províncias", etapas I e II, "Provisão, Instalação e Posta em Serviço de 238 Sistemas Fotovoltaicos em Escolas Rurais" e "Repotenciação de Escolas Rurais na Província de Jujuy".

Energia PLUS

Instituído pela resolução 1281/06, o programa Energia Plus obriga grandes usuários do mercado atacadista a "contratar no mercado de energia o que consumirem acima da sua demanda real de 2005" (CADER, 2009). Ainda segundo essa fonte, a resolução 220/07, que estimula projetos de geração através da contratação por parte da CAMMESA por um período de 10 anos, o que seria para o estudo a única forma de incentivo possível para a fonte eólica, já que este estudo é anterior à regulamentação e instituição do mecanismo de licitações.

Procedimentos de Operação do Sistema

Os procedimentos de operação do sistema são importantes para disciplinar a inserção da energia proveniente das plantas de geração na rede. A Argentina já possui estes procedimentos, e estes possuem algumas considerações especiais sobre a geração a partir de fontes renováveis de energia (CAMMESA, 2009b).

As fontes renováveis de energia, excetuando-se a hidráulica e eólica, devem respeitar os procedimentos indicados para usinas hidroelétricas de fio d'água, exceto quando especificado (anexo 39 dos procedimentos) e no que trata dos aspectos descritos a seguir.

Procedimentos de Rede para Fontes Renováveis exceto Eólica e Hidráulica

A unidade geradora não-síncrona com uma potência nominal menor do que 1 MW não pode consumir potência reativa da rede e deve realizar um controle de tensão quando necessário. Geradores entre 1 e 25 MW devem manter o fator de potência acima de 0,95 e realizar controle de tensão quando necessário. Geradores acima de 25 MW devem respeitar os requerimentos do Procedimento Técnico nº 1. Unidades síncronas devem respeitar os procedimentos normais, ou os do Anexo 4 segundo requisição, em caso de impossibilidade.

Procedimentos de Rede para a Fonte Eólica

Um projeto eólico pode participar do MEM se tiver potência mínima de 1 MW. O parque eólico deve respeita um fator de potência de 0,95. Caso contrário deve pagar o custopago por qualquer gerador para manter um equipamento correspondente, 0,45 $/MVArh, se a impossibilidade de prover a potência reativa foi informada na programação estacional (trimestral). Senão, o custo é de 4,5 $/MVArh, e o descumprimento das regras pode ocasionar desconexão da rede em momentos críticos.

Os procedimentos separam as UEE em dois tipos, segundo a influência na rede: as de maior impacto (tipo A) e de menor impacto (tipo B), classificadas segunda a relação da potência nominal com a potência de curto circuito do ponto de conexão.

TIPO A

As de tipo A não devem provocar variações de tensão maiores do que 1, 2 e 3 % para redes com tensões maiores que 132 kV, entre 132 e 35 kV e menores que 35 kV respectivamente (calculado para a menor potência de curto circuito do ponto de conexão). Se o parque eólico não puder fornecer potência ativa ou a velocidade do controle conjunto de tensão não for suficiente, o operador do sistema pode exigir a instalação de um equipamento

adicional. O gerador deve ainda prover uma “contramedida ou estratégia” para a situação de desligamento simultâneo das turbinas devido a ventos extremos. O desligamento e a reconexão deve ser feito de forma suportável para as reservas de potência primária. O parque deve ainda suportar as mesmas condições de ilhamento / sub-sobretensão que outros geradores, e fornecer o controle da geração (aumento ou diminuição) segundo o operador.

TIPO B

Caso mesmo um desligamento instantâneo da potência nominal respeite os critérios de variação de tensão de centrais de tipo A, o parque eólico é do tipo B. A exigência é o respeito do fator de potência de 0,95 e o parque não precisa realizar um controle de tensão.

Para ambos os tipos, caso seja necessário um capacitor shunt para respeitar o fator de potência, no caso de desligamento ou reconexão deve-se respeitar os limites de variação de tensão acrescidos de 1%. Além disso, ambos os tipos devem apresentar a robustez frente a variações de freqüência exigida de outros geradores.

Os aerogeradores devem respeitar a norma IEC 61400-21 “no que diz respeito a harmônicas, flickers, etc”.

Considerações sobre o Quadro Legislatório Argentino

Grande parte dos parques eólicos argentinos foi desenvolvida no período posterior à promulgação da lei nº 25.019/98. Apesar disso, dada a potência instalada total na Argentina em 2009, de aproximadamente 30 MW, não se pode considerar que esta lei tenha sido eficaz na promoção da energia eólica, e principalmente da energia solar fotovoltaica.

Segundo CADER (2009), a lei 26.190/2006 também é insuficiente, pois não há penalidades para o descumprimento da norma, além das tarifas de alimentação serem baixas comparadas aos custos (pelo menos na geração eólica), e as externalidades ambientais positivas dos projetos de geração por fonte renovável não serem contabilizadas.

De acordo com Guzowski et al. (2008), o alto risco dos projetos em geração renovável é um entrave para seu desenvolvimento na Argentina. Ao analisar-se a lei 26.190/2006, o que se pode concluir é que a contribuição desta para a redução do risco dos empreendimentos é modesta. Apesar das diversas isenções tributárias, não há um mecanismo claro de investimento nos projetos, e a demora do poder executivo em regulamentar a lei não indica uma vontade política forte. Porém, com a licitação da ENARSA de 2009, é possível prever um maior desenvolvimento das fontes alternativas. Logicamente, isto depende da promulgação de novas licitações ou então da reforma dos mecanismos de incentivo, como um aumento das tarifas de alimentação. Além disso, será preciso acompanhar o processo de construção dos projetos licitados para garantir que estes sejam efetivamente implementados.

Quanto à lei de promoção do Hidrogênio nº 26.133/06, esta deveria ter sido regulamentada em até 90 dias após sua publicação, o que não ocorreu até abril de 2010. Desse modo, como no caso da lei nº 26.190/06 (regulamentada três anos após a promulgação), o atraso na regulamentação fornece um sinal negativo sobre o empenho do governo em apoiar a geração renovável de energia.

3.2.3 BRASIL

Apesar de algumas dificuldades e lacunas na legislação e regulação de incentivo às fontes renováveis de energia, o Brasil já possui uma estrutura legal e regulatória para

promoção de algumas delas, sendo elas PCH, eólica e biomassa. Como exemplo dessas dificuldades e lacunas, pode-se citar a não regulamentação da periodicidade de realização de leilões específicos para as fontes alternativas, a ausência de um planejamento determinístico de longo prazoe a deficiência de incentivos a fontes renováveis como a solar.

A inserção no SIN das fontes, eólicas, biomassa e PCH, tem ganhado destaque recentemente, já que as mesmas têm sido contempladas por leilões específicos e pelo Proinfa. Outras fontes alternativas e renováveis, como solar e dos mares, ainda não encontraram o apoio político necessário para que possam ser alavancadas, apesar de existir um esforço institucional interministerial em andamento para promover a inserção da energia solar FV no país.

Atualmente os leilões específicos para fontes alternativas constituem-se no principal mecanismo de incentivo a essas fontes no país: somadas as capacidades instaladas contratadas até o momento por meio desses leilões, são 3853,5 MW de parques eólicos, 228,24 MW de PCHs e 3634,2 MW de biomassa, perfazendo um total de 7715,94 MW, potência superior à contratada pelo Proinfa. Contudo, através do Proinfa as PCHs tiveram uma capacidade contratada bem superior, chegando a 1191,24 MW.

Principais leis, Regulações E Programas

Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa

O Proinfa foi criado por meio da promulgação da Lei nº 10.438/2002 e, posteriormente, foi alterado pela Lei nº. 10.762/2003, pela Lei nº. 11.075/2004 e pela Lei nº 11.488 de 15 de Junho de 2007, sendo regulamentado pelo Decreto nº. 5.025, de 30 de março de 2004 (Martins, 2010).

Apesar das críticas e dos percalços sofridos, o programa exerceu um importante papel ao ajudar na criação de um mercado de fontes renováveis de energia no país, muito embora o seu componente de longo prazo efetivamente consolidador da inserção dessas fontes na matriz elétrica nacional, que é a sua segunda fase, ter sido descartado por causa dos leilões específicos.

Criado na esteira da crise energética brasileira de 2001, o Proinfa teve como principais objetivos estratégicos a diversificação da matriz energética brasileira e o aumento da segurança do abastecimento interno; a criação de empregos e formação de mão-de-obra; e a busca pela redução das emissões de gases de efeito estufa. E como objetivo específico, aumentar a participação da geração a partir das fontes eólica, biomassa e PCHs no SIN (Casa Civil, 2002).

O Proinfa foi dividido em duas etapas, sendo que somente a primeira vingou. Na primeira determinou-se a contratação de 3300MW pela Eletrobrás, distribuídos igualmente entre as fontes (1100MW para cada uma), sendo garantida a contratação dos geradores pela Eletrobrás durante 20 anos após a entrada em operação. Na segunda fase, essas fontes deveriam atender no prazo de 20 anos a 10% do consumo nacional anual de energia elétrica.

Ao final da primeira chamada pública, realizada em outubro de 2004, foram contratados 2527,46 MW das três fontes, sendo 1100 MW de eólica, 1100 MW de PCHs e 327,46 MW de biomassa (Varella 2009). Como mesmo através da segunda chamada pública a biomassa não atingiu a meta de 1100MW, o potencial faltante (414,76MW) foi preenchido pelas fontes eólicas e PCHs (Varella, 2009).

A Tabela 54 apresenta os números finais dos empreendimentos contratados pelo Proinfa após duas chamadas públicas. Todos previstos a entrarem em operação a partir de 1º de janeiro de 2011 após sucessivos prorrogamentos[45].

Tabela 54: Fontes contempladas pelo PROINFA, potência por fonte (MW) e quantidade de projetos contratados por fonte

Fontes contempladas	Potência (MW)	Quantidade de Projetos
PCHs	1191,24	63 (43,75%)
Eólica	1422,92	54 (37,5%)
Biomassa	685,24	27 (18,75%)
Total	3299,40	144 (100%)

Fonte: Varella (2009)

O preço a ser pago pela energia elétrica proveniente dessas fontes na primeira fase do programafoi instituído pelo Poder Executivo na Portaria MME n° 45, de 30 de março de 2004 (Tabela 55). Os valores econômicos foram reajustados desde a sua publicação até a assinatura dos contratos com a Eletrobrás pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) da Fundação Getúlio Vargas. Mesmo após a celebração destes, continuou sendo reajustado pelo mesmo índice (Martins, 2010).

Tabela 55: Valores econômicos por fonte

Fontes	Valor Econômico (R$/MWh)
PCH	117,02
Eólica	204,35 / 180,18[46]
Bagaço de Cana	93,77
Casca de Arroz	103,2
Madeira	101,35

Fonte: ANEEL (2004a)

O Proinfa sofreu uma série de percalços ao longo da primeira fase do programa, apresentando muitas rescisões contratuais, principalmente no setor de biomassa que obteve 6 empreendimentos excluídos do programa, além de muitos atrasos na construção dos parques eólicos (em março de 2010, 16 empreendimentos não tinham sequer suas obras iniciadas) (Mendonça, 2010).

Algumas dificuldades foram apontadas com relação ao atraso para entrada em operação dos empreendimentos contemplados na primeira fase do Proinfa, como: (1) falta de

[45] De acordo com o Decreto no 4.541/2002, a previsão inicial de entrada em operação dos empreendimentos contemplados na primeira fase do Proinfa era até 30.12.2006, mas devido às dificuldades encontradas, esta data teve que ser adiada pela Lei nº 11.075, publicada em 31/12/2004, para 30.12.2008. Posteriormente este prazo foi novamente prorrogado pela Eletrobrás para o dia 31 de maio de 2009, por meio da publicação da Resolução nº. 171, de 19 de fevereiro de 2009. Finalmente, a Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009, definiu o prazo de encerramento em 30 de dezembro de 2010 para o início do funcionamento dos empreendimentos contemplados na primeira fase do programa (Martins 2010).

[46] O valor econômico máximo da fonte eólica foi definido em R$ 204,35/MWh e o valor econoômico mínino foi definido em R$ 180,18/MWh.

recursos financeiros por parte dos investidores; (2) a definição dos PIE[47] restringiu a participação das concessionárias no programa; (3) o índice de nacionalização de 60% estabelecido, com o objetivo de fomentar a indústria de base, acabou criando atrasos na sua execução, pois a capacidade de produção nacional não era suficiente para suprir a demanda do programa; (4) as dificuldades enfrentadas na primeira fase do programa criaram uma incerteza com relação ao sucesso da segunda fase; (5) houve muita especulação nos primeiros anos do programa provocada pela regra de que os empreendimentos com licença ambiental mais antiga teriam prioridade na habilitação e daí, "pseudo-investidores" obtiveram a habilitação sem ter reais condições de construir o empreendimento e sem ter como oferecer garantias para obtenção de financiamento, passando a ganhar dinheiro vendendo projetos (Salamoni, 2009; Medeiros, 2010a).

Para o caso específico da biomassa, algumas justificativas foram apontadas para explicar o fato de não ter alcançado os 1100 MW previstos: (1) na conjuntura econômica que o mercado vivia na época os valores praticados internacionalmente no mercado de açúcar eram bem atrativos, fazendo com que os usineiros preferissem investir num ramo do negócio que já estava dominado tecnologicamente, ao invés de atuar no âmbito do Proinfa; (2) o valor econômico estabelecido para biomassa foi considerado relativamente baixo pelo setor sucroalcooleiro; (3) incertezas por parte dos investidores em relação respeito a quanto seria necessário investir para produzir a energia a ser disponibilizada à rede; (4) a obrigatoriedade dos empreendedores em atender a todos os critérios presentes no guia de habilitação de cada fonte, ou seja, apresentar documentos necessários para habilitação jurídica, fiscal, econômico-financeira e técnica[48], entre outros (Martins, 2010).

O Proinfa prevê uma segunda fase, na qual as fontes atenderão no prazo de 20 anos a 10% do consumo anual nacional de energia elétrica. Contudo, de acordo com informações da Eletrobrás, a segunda fase do Proinfa não deverá ocorrer, já que os leilões específicos são atualmente considerados mais adequados para o fomento das fontes alternativas no país (Mendonça, 2010).

Programa Luz para Todos

O Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica Luz para Todos (LPT), instituído pelo Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, e alterado pelo Decreto nº 6.442, de 25 de abril de 2008, tem como meta fornecer o acesso à energia elétrica à totalidade da população do meio rural brasileiroaté o fim de 2010. O atingimento dessa meta beneficiará cerca de 2,5 milhões de famílias (12 milhões de pessoas), antecipando a universalização daenergia elétrica na área rural que originalmente deveria ser concretizada pelas concessionárias até dezembro de 2015. A meta inicial era atender 10 milhões de pessoas em 2008, porém sendo necessário aumentar essa meta e prorrogar o prazo à medida que novas demandas foram surgindo. O programa é coordenado pelo MME e operacionalizado com a participação da Eletrobrás, de acordo com art. 3° do Decreto nº 4.873, que instituiu o LPT (Eletrobras, 2010).

[47] Produtor Independente de Energia, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

[48] As dificuldades de anexar inúmeras certidões principalmente no que tange o aspecto trabalhista, haja vista o elevado número de mão-de-obra formal e informal associada direta ou indiretamente à produção agrícola e industrial de açúcar e álcool, são apontadas como um fator para o desinteresse do setor sucroalcooleiro (Martins, 2010).

O Programa foi prorrogado através de decreto até o final de dezembro de 2011, principalmente devido aos desafios de atendimento da população localizada na Região Norte e Nordeste.

Devido à existência de muitas áreas isoladas no Brasil e, conseqüentemente, das dificuldades na extensão da rede elétrica convencional a essas áreas[49], o Programa oferece alternativas para atendimento dessas famílias através da geração de energia elétrica descentralizada, como as fontes renováveis. Para esses casos, tem-se o que estabelece a Resolução Normativa nº ANEEL 83/2004 e a Portaria MME n° 60 de 12 de fevereiro de 2009.

A Resolução Normativa nº ANEEL 83/2004 regulamenta aspectos técnicos, comerciais e de qualidade, estabelecendo os procedimentos e as condições de fornecimento por intermédio dos Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI's) como uma opção para a universalização dos serviços de eletricidade. Cada família recebe um sistema desses instalado em seu domicílio. De acordo com a Resolução, "fonte de energia intermitente é um recurso energético renovável que, para fins de conversão em energia elétrica pelo sistema de geração, não pode ser armazenado em sua forma original" (Art. 2º, inciso V, folha 2) (ANEEL, 2004b).

A Portaria n° 60, de 12 de fevereiro de 2009, criou um novo manual de projetos especiais do Programa incentivando projetos de mini-redes para eletrificação rural priorizando o uso de fontes renováveis e mitigação do impacto ambiental. Utilizando fontes renováveis compatíveis com a realidade local, essa energia gerada localmente é escoada para os domicílios através de pequenos trechos construídos de redes de distribuição em tensões primária e/ou secundária (as mini-redes), comportando, quando necessário, a utilização de redes de distribuição não convencionais, utilizando-se tecnologias amparadas pela legislação em vigor (Eletrobras, 2009).Esses projetos especiais são subvencionados em 85% dos custos diretos de implantação com recursos da CDE, sendo os demais 15% como contrapartida dos Agentes Executores (Eletrobras, 2009).

Os SIGFI's são considerados uma solução importante para eletrificação rural pelas concessionárias, porém são poucas as que instalam esses sistemas no âmbito do LPT. As concessionárias (tendo ou não instalado SIGFI's) apontam questões não-regulatórias como as principais dificuldades encontradas, por exemplo: incertezas do consumidor com relação à modalidade do fornecimento (rede x SIGFI's), grande rejeição do público alvo aos sistemas fotovoltaicos e falta de estímulo econômico por parte do MME, como acontece para o caso das mini-redes (Jannuzzi et al., 2009).

Já com relação às mini-redes, apesar de serem apontadas como priorizadas pelo MME por contarem com um considerável incentivo econômico, se percebe uma grande falta de informação por parte das concessionárias de eletricidade sobre essa modalidade de atendimento e ausência de regulamentação específica da ANEEL, assim como há para o SIGFI's. Algumas concessionárias apontaram que devido à falta de regulamentação, existe grande possibilidade de o sistema ficar esgotado por aumento de carga, pois a concessionária fica impossibilitada de limitar o consumo de cada domicílio. A Tabela 56 ilustra o panorama atual quanto à regulação e incentivos financeiros referentes às mini-redes e SIGFI's.

[49]Pequenas vilas dispersas, baixa renda, infra-estrutura precária, locais remotos e elevados custos de construção de longos circuitos de transmissão e distribuição para atendimento de poucas unidades consumidoras.

Tabela 56: Regulamentação e Incentivo econômicos: mini-redes*versus* SIGFI's.

	Mini-redes	SIGFI's
Regulamentação específica	Não há	Sim
Incentivo econômico	Sim	Não há

Fonte: Elaboração própria a partir de Jannuzzi et al. (2009).

Portanto, apesar do potencial de inserção de energias renováveis no âmbito do LPT através da instalação de mini-redes e SIGFI's, se percebe que ainda há lacunas a serem preenchidas até que a implementação dessas alternativas se torne efetiva.

Fundo de Investimento em Energia Solar (Fies)

A Lei Complementar n° 81, de 02.09.09 instituiu, no âmbito do Poder Executivo Estadual do Ceará, o Fundo de Incentivo à Energia Solar do Ceará (FIES), cujo objetivo é de incentivar a instalação e manutenção de usinas destinadas à produção de energia solar, assim como fabricantes de equipamentos solares no território cearense. De acordo com a lei, os recursos que compõem o FIES, serão utilizados no desenvolvimento do consumo e geração de energia solar, objetivando a instalação de usinas solares e atração de investimentos na sua cadeia produtiva (Ceará, 2009).

De acordo com a Lei Complementar n° 81, a receita do FIES será constituída por: dotações orçamentárias consignadas no orçamento fiscal do Estado; recursos dos encargos cobrados das empresas beneficiárias do Fundo de Desenvolvimento Industrial do Ceará (FDI); recursos decorrentes das contribuições de consumidores livres ou de energia incentivada, do Estado do Ceará ou de outras unidades da Federação, que desejarem, voluntariamente, consumir energia solar das usinas situadas no Estado do Ceará, nos termos da legislação regulamentadora; recursos decorrentes de acordos, ajustes, contratos e convênios celebrados com órgãos e entidades da Administração Pública Federal ou Municipal;convênios, contratos e doações realizadas por entidades nacionais ou internacionais, públicas ou privadas;doações, auxílios, subvenções e legados, de qualquer natureza, de pessoas físicas e jurídicas do País ou do exterior; retorno de operações de crédito, encargos e amortizações, concedidas com recursos do FIES; rendimentos de aplicação financeira dos seus recursos eoutras receitas que vierem a ser destinadas ao Fundo.

Como resultado da aprovação da Lei, iniciou-se em agosto de 2010 as obras da primeira usina solar FV do Brasil, a ser instalada em Tauá, no interior cearense. O empreendimento foi anunciado ainda em 2008 pela Empresa MPX do grupo EBX, mas teve a instalação adiada porque se esperava a aprovação do FIES, pioneiro no Brasil (Souza, 2010). A usina terá em sua primeira fase uma capacidade instalada de 1 MW, mas foi outorgada pela ANEEL com uma potência de 5 MW.

Projetos de Lei Existentes

Muito embora nada seja certo, não se podendo contar com a aprovação de projetos de lei em tramitação, é importante apontar a existência de uma série de iniciativas do legislativo para incentivar as fontes renováveis de energia no país, apontando que o tema vem recebendo um crescente destaque. A Tabela 57 apresenta alguns dos projetos de lei que circulam na Câmara dos Deputados e no Senado Federal.

Tabela 57: Projetos de Lei referentes a fontes renováveis.

Câmara dos Deputados		
Projeto de Lei nº 6.529 de 2009	Aguardando Parecer.	Dispõe sobre a implantação de sistemas de aquecimento e de geração de energia elétrica, com base em energia solar, em empreendimentos financiados pelo Sistema Nacional de Crédito Rural.
Projeto de Lei nº 3.986 de 2008	Aguardando Parecer.	Altera dispositivos da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, para promover a geração e o consumo de energia de fontes renováveis.
Projeto de Lei nº 2.867 de 2008	Tramitando em Conjunto.	Autoriza a emissão de Certificados de Energia Alternativa.
Projeto de Lei nº2.737 de 2008	Tramitando em Conjunto.	Estabelece incentivos à geração de energia a partir de fonte solar.
Projeto de Lei nº 1.563 de 2007	Tramitando em Conjunto.	Dispõe sobre fontes renováveis de energia, com o objetivo de promover a universalização, a geração distribuída e a racionalização energética, e altera a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, para modificar o Proinfa e aumentar a participação de fontes alternativas na matriz energética nacional.
Projeto de Lei nº 2.505 de 2007	Tramitando em Conjunto.	Cria o Certificado de Empreendedor de Energia Renovável (CEER), a ser concedido a pessoas físicas ou jurídicas que produzirem energia elétrica a partir de fontes alternativas e renováveis.
Projeto de Lei nº 2.023, de 2007	Tramitando em Conjunto.	Institui incentivos fiscais para a aquisição de bens e prestação de serviços necessários para a utilização de energia solar, eólica ou outras formas de energia alternativa.
Projeto de Lei nº 7692 de 2006	Tramitando em Conjunto	Institui o Programa Brasileiro de Geração Descentralizada de Energia Elétrica e dá outras providências.
Projeto de Lei nº 4.242 de 2004	Tramitando em Conjunto.	Cria o Programa de Fomento às Energias Renováveis e dá outras providências. Explicação: Altera as Leis nºs 7.990, de 1989; 9.478, de 1997; 9.648, de 1998 e 9.991, de 2000, cria mecanismos para utilização de fontes renováveis de energia, incentiva a produção e pesquisa de "energia limpa".
Projeto de Lei nº 3.259 de 2004	Tramitando em Conjunto.	Cria o Programa de Incentivo às Energias Renováveis, e dá outras providências.
Projeto de Lei nº 3.831 de 2004	Tramitando em Conjunto.	Dispõe sobre incentivos à geração de energias alternativas e dá outras providências
Projeto de Lei nº 630 de 2003	Aguardando Deliberação de Recurso.	Altera o art. 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, constitui fundo especial para financiar pesquisas e fomentar a produção de energia elétrica e térmica a partir da energia solar e da energia eólica, e dá outras providências.
Senado Federal		
Projeto de Lei do Senado nº 495, de 2009	Em tramitação.	Autoriza o Governo Federal a criar a Agência Nacional de Energias Renováveis (ANER).

Fonte: Elaboração própria a partir do Portal da Câmara dos Deputados e do Senado Federal. Pesquisa em 23.03.2010.

Incentivos fiscais

Existem no Brasil alguns incentivos fiscais para determinados equipamentos fotovoltaicos e eólicos. Os dois incentivos fiscais mais relevantes que incentivam o uso de equipamentos solares e eólicos são sobre o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS), de competência estadual, e o Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), de competência federal.

O convênio ICMS 101/97 que concede isenção do ICMS nas operações com alguns equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica foi prorrogado até 31.12.12 pelo convênio ICMS 1, de 20 de janeiro de 2010 (CONFAZ, 2010).A Tabela 58 ilustra os equipamentos solares e eólicos isentos de ICMS, valendo ressaltar que o benefício se restringe aos equipamentos isentos ou tributados à alíquota zero do IPI, de acordo com o Decreto 3.827/01.

Tabela 58: Equipamentos eólicos e solares fotovoltaicos isentos de ICMS.

Aerogeradores para conversão de energia dos ventos em energia mecânica para fins de bombeamento de água e/ou moagem de grãos.
Bomba para líquidos, para uso em sistema de energia solar fotovoltaico em corrente contínua, com potência não superior a 2 HP.
Aquecedores solares de água.
Gerador fotovoltaico de potência não superior a 750W
Gerador fotovoltaico de potência superior a 750W mas não superior a 75kW
Gerador fotovoltaico de potência superior a 375Kw
Gerador fotovoltaico de potência superior a 75kW mas não superior a 375kW
Aerogeradores de energia eólica
Células solares não montadas
Células solares em módulos ou painéis
Torre para suporte de gerador de energia eólica

Fonte: CONFAZ (1997).

A partir de Ministério da Fazenda (2009) obtém-se que a energia eólica recebeu desoneração permanente do IPI incidente sobre aerogeradores utilizados na produção de energia a partir de fonte eólica. Espera-se com tal medida aumentar os investimentos da produção de energia eólica e crescimento na produção dos equipamentos no Brasil. A estimativa de desoneração é de R$ 89 milhões em 2010.

Grupos de Estudo para Implementação de Políticas

GRUPO DE TRABALHO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

No âmbito do MME criou-se o Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF) através da Portaria n° 36 de 26 de novembro de 2008. A portaria define que o GT-GDSF deverá elaborar estudos, propor condições e sugerir critérios destinados a subsidiar definições competentes acerca de uma proposta de política de utilização de geração FV conectada à rede, em particular em edificações urbanas, como fator de otimização de gestão da demanda de energia e de promoção ambiental do país, em curto, médio e longo prazo. O Grupo de trabalho é constituído por representantes da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE), da Secretaria de Energia Elétrica (SEE), do CEPEL, da Universidade Salvador (UNIFACS), da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e do Instituto de Eletrotécnica e Energia (USP) (DOU, 2008).

As atividades do grupo já se encerraram e atualmente trabalha-se na elaboração de um relatório, em fase de revisão final. A partir de informações do MME, durante a evolução das atividades do GT-GDSF, ficou evidente a amplitude da discussão, que permeou desde uma proposta de revisão da legislação para a conexão desses sistemas à rede até a elaboração de uma proposta de ação mais ampla, com a estruturação de uma política de desenvolvimento industrial, a consolidação da cadeia produtiva e a avaliação da necessidade do aprimoramento tecnológico, no âmbito de propostas de projetos de pesquisa e desenvolvimento. Em função deste novo contexto, houve uma orientação da Secretária Executiva do MME, que antes da publicação do relatório fosse realizada uma reunião técnica com os principais agentes do setor afetos à questão (ANEEL, concessionárias, entre outros), e também com representantes dos Ministérios de Ciência e Tecnologia (MCT) e de Desenvolvimento Indústria e Comércio Exterior (MDIC), para validar o conteúdo do relatório e colher subsídios para gerar um plano de ação

sistemático para a inserção da tecnologia solar FV no mix de opções energéticas do Brasil (Júnior, 2010).

ESTUDO PROSPECTIVO EM ENERGIA FOTOVOLTAICA

No âmbito do Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) foi elaborado o Estudo Prospectivo em Energia Fotovoltaica, realizado entre 2008 e 2009 pelo Centro de Gestão e Estudos Estratégicos – CGEE – a pedido do Governo Federal, e que teve como objetivo construir recomendações de políticas públicas visando o desenvolvimento do setor fotovoltaico no país. Apoiado no conhecimento e na experiência de centenas de especialistas do governo, academia e empresas, o estudo fornece subsídios para a tomada de decisões com abrangência até o horizonte de 2025 e contempla três fases: panorama, perspectivas e proposições. A última fase apresenta propostas para políticas públicas centradas em quatro idéias (Tabela 59).

Tabela 59: Síntese das propostas apontadas pelo CGEE.

Incentivo à pesquisa e à inovação tecnológica.	Financiar programas de PD&I que possibilite ganhos de competitividade;
	Estreitar o relacionamento entre a indústria e centros de PD&I;
	Coordenar atividades de PD&I através de uma rede de informações;
	Modernizar laboratórios e estabelecer processos-piloto;
	Formar recursos humanos qualificados;
	Estabelecer cooperação internacional.
Criação de mercado consumidor.	Regulamentar a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica;
	Divulgar a energia solar fotovoltaica para a sociedade;
	Incentivar a geração fotovoltaica distribuída conectada à rede elétrica;
	Estimular a criação de empresas de serviços de instalação e manutenção;
	Incentivar a geração fotovoltaica em larga escala para cargas específicas com demanda estável;
	Fomentar a implantação de mini-redes;
Estabelecimento de indústrias de células solares e de módulos fotovoltaicos.	Inserir o tema Energias Renováveis na Política de Desenvolvimento Produtivo;
	Estimular o estabelecimento de indústrias de células e módulos fotovoltaicos;
	Estimular o estabelecimento de indústrias de equipamentos para sistemas fotovoltaicos;
Estabelecimento de indústrias de silício grau solar e grau eletrônico.	

Fonte: Elaboração própria com base em CGEE (2010).

A cooperação entre Governo Federal, Governos dos Estados e, onde aplicável, Governos Municipais interessados ou envolvidos é apontada pelo CGEE como essencial para a melhor eficácia das políticas públicas a serem implementadas.

O estudo conclui ainda que o governo deve investir no desenvolvimento da indústria de silício e de energia solar FVdados os potenciais para: geração de milhares de empregos de alto nível no país; geração e distribuição de riqueza socioeconômica; desenvolvimento de parque industrial competitivo internacionalmente; produção de energia renovável e ambientalmente limpa, visto o elevado potencial solar existente no país.

Leilões

Com a reforma do setor elétrico brasileiro nos anos 90 e a reformulação do modelo de comercialização de energia elétrica em 2004, através da Lei n° 10.848 de 15 de março de 2004, houve mudanças consideráveis na comercialização de energia no país (Casa Civil, 2004a). O Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004 define as bases da comercialização de energia elétrica: criação de dois ambientes de contratação, Ambiente de Contratação Regulada – ACR e Ambiente de Contratação Livre – ACL; competição na expansão da geração através de licitações por menor tarifa; contratação conjunta por todos os distribuidores através de leilões pelo critério de menor tarifa (Casa Civil, 2004b).

O ambiente de contratacao regulada (ACR) contempla a compra por empresas distribuidoras em leilões públicos para atender aos seus consumidores cativos; e o ambiente livre, compreende a compra de energia elétrica por entidades não-reguladas, tais como Consumidores Livres e Comercializadoras.

Os leilões podem ser de energia nova, de energia existente, de ajuste ou leilões específicos para um conjunto de tecnologias (renováveis), para uma única tecnologia (eólica) ou para um projeto (grandes hidroelétricas).

Anualmente são realizados dois leilões de energia nova: A-5 e A-3, que promovem a construção de nova capacidade para cobrir a o aumento de demanda das distribuidoras com contratos de duração entre 15 e 30 anos (Barroso, Bezerra, e Flach, 2009). De acordo com o Decreto 5.163, são considerados novos empreendimentos de geração aqueles que até a data de publicação do respectivo edital de leilão não sejam detentores de concessão, permissão ou autorização, ou sejam, parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo da sua capacidade instalada.

Os leilões de energia existente são chamados de A-1 e complementam os contratos de energia nova. Os contratos possuem duração de 5 a 15 anos e são realizados anualmente (Barroso, Bezerra, e Flach, 2009).

Os leilões de ajuste são conhecidos como “A-0”. A duração do contrato é de até 2 anos, sendo realizados 3 a 4 vezes por ano, e o contrato se inicia no mesmo ano. A distribuidora possui um limite de 1% da sua carga total para contrato nesse tipo de leilão (Barrosoet al., 2009).

Os leilões especiais são relacionados em função do interesse político de promover determinada tecnologia, como de fontes alternativas; projetos estratégicos para o país, como grandes hidroelétricas e leilões de energia de reserva. A legislação atual não estabelece uma periodicidade para realização deste tipo de leilões (Barroso, Bezerra, e Flach, 2009).

O primeiro e único leilão de fontes alternativas foi realizado em 18 de junho de 2007 e contemplou PCHs e termelétricas a biomassa (bagaço de cana e criadouro avícola), onde foram contratados 541,9 MW. O primeiro leilão de energia de reserva (LER) comercializou energia proveniente de biomassa, com contratos de 15 anos e entrada em operação em 2009 e 2010, tendo sido contratados no total 2379,4 MW.

O primeiro grande êxito dos leilões especiais quanto à promoção de energias renováveis foi o primeiro leilão específico para a fonte eólica (segundo leilão de energia de reserva), realizado em 14 de dezembro de 2009, que resultou na contratação de 1805,7 MW, a um preço médio de venda de R$ 148,39/MWh. Em relação ao preço inicial do leilão, de R$ 189/MWh, o preço médio final de R$148,39/MWh, o que representa um deságio de 21,49%.

Com o leilão, será viabilizada a construção de um total de 71 empreendimentos de geração eólica em cinco estados das regiões Nordeste e Sul (EPE, 2010).

De acordo com as regras estabelecidas na Portaria nº 211 do MME, de 28 de maio de 2009, os Contratos de Energia de Reserva, resultantes do Leilão, serão firmados na modalidade de quantidade de energia elétrica de fonte eólica, com início de suprimento em 1º de julho de 2012 e prazo contratual de fornecimento de 20 anos.

O primeiro leilão de contratação de energia elétrica nos Sistemas Isolados foi realizado em 09/04/2010. O MME, por meio da portaria nº 78, de 03 de março de 2010, aprovou a Sistemática do Leilão para Contratação de Energia Elétrica e Potência Associada nos Sistemas Isolados, específico para fonte biomassa, de que trata a Portaria MME nº 56, de 04 de fevereiro de 2010. Foram negociados pouco mais de 8,1 MW médios na licitação por três empreendimentos, que venderão energia para as distribuidoras Celpa e CERR. As datas de início de suprimento dos três contratos negociados no leilão serão em 2012 para o Pará e 2013 para Roraima. O preço da energia negociada no certame variou de R$ 148,50 MWh (reais por megawatt-hora) a R$ 149,00 MWh. O Contrato de Comercialização de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados (CCESI) terá duração de 15 anos.

O 2º Leilão de Fontes Alternativas de Energia Elétrica de 2010 (A-3 e Reserva), realizados nos dias 25 e 26 de agosto de 2010, resultaram na contratação de 2892,2 MW de potência instalada, correspondente a 1159,4 MW médios. No geral, foram contratadas 70 centrais eólicas, 12 termelétricas à biomassa e 7 PCHs que receberão investimentos de aproximadamente R$ 9,7 bilhões.

Resolução Normativa nº 247

A Resolução Normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006, estabelece a figura do consumidor especial e suas condições para comercialização de energia elétrica (ANEEL, 2006). Nesta resolução se estabelece que os consumidores especiais devam receber tratamento semelhante ao concedido aos consumidores livres, podendo adquirir energia incentivada no todo ou em parte. Os consumidores especiais também ficam autorizados a possuir contratos de compra e venda de energia incentivada, bem como contratos de fornecimento cativo junto às concessionárias ou permissionárias de distribuição. O consumidor especial passa a poder participar do mercado livre, mesmo sem ter as características de um consumidor livre, sendo a geração a ser comercializada obrigatoriamente oriunda de: aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a 1000 kW e igual ou inferior a 30000 kW, destinados à produção independente ou à autoprodução e mantidas as características de pequena central hidrelétrica; empreendimentos com potência instalada igual ou inferior a 1000 kW; empreendimentos cuja fonte primária de geração seja a biomassa, energia eólica ou solar, de potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição menor ou igual a 30000 kW. Assim aumentando as possibilidades para comercialização de energia de origem renovável no mercado livre.

Resolução Normativa nº77

A Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, determina a aplicação do percentual de redução de 50% (cinqüenta por cento) nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1000 (mil) kW, para aqueles caracterizados como PCH e àqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência

injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30000 (trinta mil) kW (ANEEL, 2004a).

Considerações sobre o Quadro Legislatório BRASILEIRO

As fontes renováveis de energia começaram a se inserir no Brasil em maior escala através do Proinfa, que teve um importante papel inicial na criação de um mercado de fontes renováveis no país, ainda que o programa tenha sido marcado por atrasos na entrada em operação de seus empreendimentos. Leilões específicos para as fontes renováveis são hoje considerados pelo Governo o principal mecanismo de incentivo às fontes renováveis. Contudo, vale ressaltar que, assim como no Proinfa, apenas PCH, eólica e biomassa têm sido contempladas. Em relação ao Proinfa, os leilões já contrataram uma capacidade bem superior e possuem a vantagem de estabelecer penalidade em caso de não cumprimento do prazo estabelecido para entrada em operação dos empreendimentos.

Estudos foram realizados para a criação de uma política para desenvolvimento do setor fotovoltaico no país e há uma expectativa em relação a sua criação para esses próximos anos. Assim, o FIES tem se destacado nacionalmente pelo pioneirismo na tentativa de desenvolvimento do setor fotovoltaico no Ceará.

Incentivos fiscais dados para determinados equipamentos fotovoltaicos e eólicos são outro importante mecanismo de incentivo às fontes renováveis, porém insuficientes por si só para incentivar a criação de um mercado para essas fontes. Adicionalmente, as incertezas em relação a sua renovação e a inexistência de prazos mínimos para sua renovação tem sido alvo de críticas por alguns especialistas do setor.

Assim, apesar da experiência brasileira recente na adoção de mecanismos de incentivo às fontes renováveis, o país tem conseguido através do mecanismo de leilão criar um ambiente favorável ao investimento em fontes renováveis, garantindo contratos de longo prazo, ainda que não haja uma regulação que determine sua periodicidade. Contudo, o PDE 2019 é um importante indicativo do interesse do Governo de continuar realizando tais leilões periodicamente.

3.2.4 CHILE

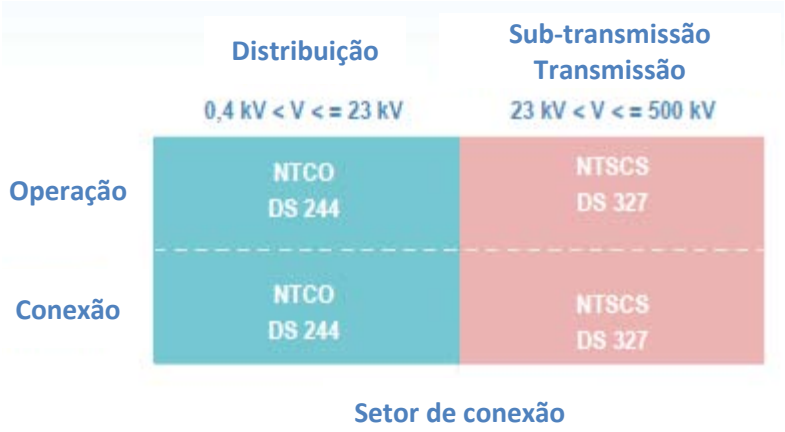
Durante os anos 2004 e 2005 o setor elétrico chileno passou por uma reforma decorrente da crise energética vivida no país. A alta participação da hidroeletricidade e as reduções no gás natural argentino criaram um ambiente arriscado para o investimento em nova capacidade de geração, principalmente devido à volatilidade do mercado spot.

A Lei Geral de Serviços de Eletricidade (LGSE), de 1982, foi alterada em 2004 pela Lei 19.940, conhecida como Lei Corta I, e em 2005 pela Lei 20.018, conhecida como Lei Corta II.

De acordo com (CNE, 2006) a regulação chilena foi historicamente neutra em relação a tecnologias e fontes de geração empregadas. Assim, foi publicada em 2008, com base no mecanismo de quotas, a lei 20.257, que determina aos geradores uma meta crescente de participação de fontes renováveis na energia comercializada, sob a pena de multa.

A regulamentação técnica de conexão e operação de um sistema de geração ERNC difere dependendo da conexão selecionada. A Figura 22 apresenta as regras utilizadas em função da conexão ao sistema de distribuição ou transmissão.

Figura 22: Regulamentação aplicada em função do sistema de conexão



Fonte: CNE e GTZ (2009: p.71)

Principais leis, Regulações e Programas

Lei no 19.940: Ley Corta I

A Lei n° 19.940 (Ley Corta I), promulgada pelo "Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción" e publicada no Diário Oficial em 13 de março de 2004, abriu o mercado spot e assegurou aos pequenos geradores (capacidade instalada inferior a 9 MW), tamanho em que normalmente encontram-se os empreendimentos a base de ERNCs, o direito de conexão às redes de distribuição, aumentando assim as opções de comercialização de energia e potência dessas centrais.

Além disso, prevê a isenção de pagamento pelo uso do sistema de transmissão para MGNCs[50] (com um tratamento diferenciado para unidades menores a 9 MW e unidades que possuem entre 9 MW e 20 MW de capacidade instalada) (CNE e GTZ, 2009).

As unidades com potência entre 9 MW e 20 MW recebem uma isenção proporcional à capacidade instalada; aquelas com capacidade inferior a 9 MW possuem isenção total e os meios de geração com capacidade instalada superior a 20 MW não recebem a isenção (ver

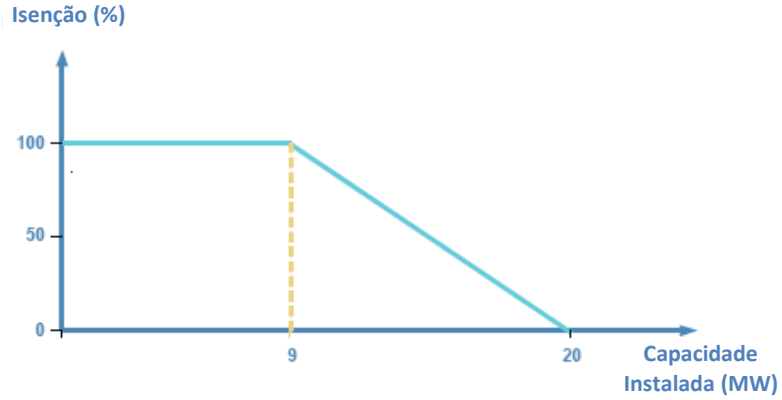


Figura 23).

[50] MGNC: Meios de geração cuja fonte seja não convencional e cuja capacidade instalada ao sistema seja inferior a 20 MW. Essa categoria, além de incluir os empreendimentos menores a 20 MW a base de ERNCs, inclui projetos de cogeracão a base de combustíveis fósseis inferiores a 20MW que sejam eficientes.

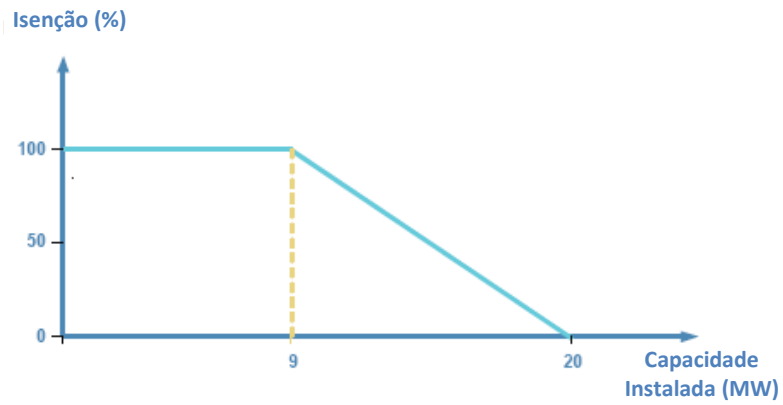


Figura 23: Isenção de pagamento pelo uso do sistema de transmissão para MGNC em função da capacidade instalada.

Fonte: CNE e GTZ (2009: p.77)

Lei nº 20.018: Ley Corta II

A Lei Corta II, publicada em 19 de maio de 2005 pelo "Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción", reformulou a regulação para transações entre geradores e distribuidoras para o suprimento dos clientes regulados em resposta à crise energética vivida pelo Chile devido às restrições de fornecimento de gás natural da Argentina, que ameaçava a entrada de novos empreendimentos para geração de eletricidade no país (CNE, 2008; IEA, 2009).

A Lei 20.018 estabelece que as distribuidoras de energia elétrica devem realizar seus contratos para fornecimento de energia com as geradoras que, através da realização de leilões públicos, abertos, transparentes e a preços competitivos, supervisionados pela CNE, ofereçam sua energia ao menor preço.

As distribuidoras deverão repassar aos seus clientes regulados o preço médio alcançado nos contratos (ponderado preços pelo volume de ofertado), em lugar dos "precios de nudo" fixados anteriormente (IEA, 2009; MEFR, 2005).

Os geradores são livres para escolher o preço da energia que leiloará, contudo a CNE define um preço teto através de fórmula definida na lei. Caso o processo do leilão não seja exitoso devido à falta de interesse por parte dos geradores ou devido ao não cumprimento de termos de referencia definidos pelo leilão, a CNE pode aprovar um incremento de 15% em relação ao preço-teto anteriormente definido. Os distribuidores são obrigados a realizar contratos de longo prazo com os geradores e é exigido um período de três anos entre a realização do leilão e o início do suprimento definido em contrato (IEA, 2009).

Além disso, a lei cria um mercado exclusivo para as fontes renováveis não-convencionais através da concessão do direito de suprimento de até 5% da demanda destinada aos clientes regulados das distribuidoras ao preço negociado aos clientes regulados. Esse item reconhece um tratamento especial às ERNCs, podendo favorecer aos pequenos geradores que possuem poucas possibilidades de participação nos leilões (inciso 5º, artigo 96 ter) (MEFR, 2005).

Os dois decretos abaixo regulamentam a Lei Corta II (Lei 20.018).

Decreto nº 4

O Decreto 4, publicado em 28 de abril de 2008, aprova regulamento sobre os leilões de fornecimento de energia para atendimento do consumo dos clientes regulados da concessionárias de distribuição de energia elétrica (MEFR, 2008).

Decreto nº 244

O Decreto 244, promulgado em 02 de setembro de 2005 e publicado em 17 de janeiro de 2006, aprova regulamento que estabelece as condições de conexão e operação para MGNCs e PMGs [51]; determina que os meios de geração citados tenham o direito de vender sua energia ao custo marginal (CMg) e sua potência ao "precio de nudo" (Pnudo), operando com autodespacho; isenta os proprietários de MGNCs ao pagamento total ou parcial das tarifas pelo uso dos sistemas de transmissão do respectivo sistema (MEFR, 2006; Jaime Z., 2007).

Lei *nº* 20.257: Lei das Energias Renováveis Não-Convencionais

A Lei 20.257, publicada em 1 de abril de 2008 e regulamentada pela Resolução Exenta nº 1.278— que estabelece as normas para sua adequada implementação — incentiva a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis não convencionais através da exigência de que as empresas de geração de eletricidade com capacidade instalada superior a 200 MW tenham uma porcentagem da sua energia comercializada com distribuidoras ou clientes livres proveniente de fontes renováveis não convencionais de energia ou UHEs com potência inferior a 40 MW a partir de 1º de janeiro de 2010, seja por meios próprios de geração ou contratados.

A exigência aplica-se aos geradores que fornecem energia ao SIC e ao SING, cujas instalações tenham sido conectadas ao sistema a partir de 1 de janeiro de 2007. A legislação afirma que o percentual exigido de 10% deverá ser obtido gradualmente aumentando-se o volume deste tipo de energia, de modo que, entre 2010 e 2014 seja de 5%, aumentando-se 0,5% ao ano a partir de 2015, atingindo 10% em 2024 e garantindo essa participação até 2030.

Os geradores que não comprovarem o cumprimento da cota no 1º de março do ano seguinte deverão pagar uma multa de 0,4 UTM[52] por megawatt hora (MWh) de energia renovável não-convencional não acreditado. O encargo aumentará para 0,6 UTM/MWh no caso de empresas que reincidam no não-cumprimento nos próximos três anos. A lei prevê ainda que os recursos arrecadados pelo não cumprimento da lei sejam distribuídos, de forma proporcional à energia consumida por cada cliente, entre os clientes regulados e livres cujos fornecedores tenham obedecido à cota, estabelecendo-se assim um incentivo ao cumprimento da lei. Vale ressaltar que nos leilões chilenos, cada distribuidora leiloa seus requisitos de acordo com suas necessidades sem que sejam realizados leilões unificados como no caso brasileiro (Barroso, Bezerra, e Flach 2009). Deste modo, é possível que duas distribuidoras sejam atendidas por um conjunto diferente de geradores, viabilizando-se assim o repasse dos recursos arrecadados através de multas apenas aos clientes das distribuidoras cujos geradores tenham cumprido o previsto na lei.

A Lei 20.257, conhecida como Lei das ERNCs, publicada em 1º de abril de 2008, altera a LGSE visando incentivar o ingresso das ERNCs aos sistemas elétricos. As normas

[51]PMG: Meios de geração cuja capacidade instalada ao sistema seja menor ou igual a 9 MW conectados a instalações de um sistema de transmissão, sub-transmissão ou adicional (Artigo 1°) (MEFR, 2006).
[52]UTM: índice mensal de inflação. Valor mensal disponível em: http://www.sii.cl/pagina/valores/utm/utm2010.htm

estabelecidas para a adequada implementação da Lei 20.257 estão definidas na Resolução Exenta nº 1.278.

Resolução nº 370

Estabelece subsídio para as linhas de transmissão adicionais necessárias para conexão ao SIC ou SING de projetos de geração ERNC, não sendo aplicado a linhas que constituam sistema de transmissão "troncal" ou sistemas de sub-transmissão (CORFO 2010).

O agente de transmissão que solicitar o subsídio deverá conectar ao SIC ou SING pelo menos três projetos ERNC (CORFO, 2010).

O pagamento do subsídio será feito anualmente em unidades de fomento (UF) ente os anos 6 e 10, inclusive, de operação da linha e será equivalente ao menor valor entre: 18000 UF; 5% do investimento inicial do projeto; o produto entre a tarifa de transmissão de potencial para o período i estimada no momento da postulação ao subsídioe a diferença entre a demanda projetada e a demanda real para por transmissão de potencial para o período i (sempre que esta diferença for positiva); diferença entre os ingressos por potencia projetada e os ingressos potencia reais obtidos anualmente pelo projeto para o ano respectivo na postulação (sempre que a diferença for positiva) (CORFO, 2010).

Projetos de Lei Existentes

Em 21 de janeiro de 2009 começou a tramitar na Câmara dos Deputados do Chile um projeto de lei que introduz modificações na Lei 19.657 sobre concessões de energia geotérmica (MH, 2009), cujo objetivo é aumentar a eficiência na atribuição de concessões de energia geotérmica; assegurar o uso sustentável dos recursos produtivos geotérmicos, além de melhorar o papel do Estado na promoção e fiscalização dos compromissos.

O conteúdo principal do projeto de lei refere-se à flexibilização das condições para determinação da extensão territorial de uma concessão de energia geotérmica e incorporação de obrigação para a empresa com a concessão de exploração de constituir uma garantia que assegure o cumprimento dos trabalhos e investimentos comprometidos; incorporação na definição de exploração da obrigação de conservação do recurso geotérmico mediante um manejo sustentável da atividade e estabelecimento de um valor incremental da patente a ser paga pelas concessionárias de exploração enquanto não se inicie o projeto de produção. Assim é dado um sinal para que as empresas que receberam a concessão de exploração avancem mais rapidamente para as fases de desenvolvimento da produção geotérmica. O projeto de lei ainda propõe a redução de alguns prazos do procedimento, como a redução à metade do prazo para que as autoridades requeridas disponibilizem os informes solicitados.

A Tabela 60 inclui outros projetos de lei menores que estão em tramitação e favorecem as ERNCs.

Tabela 60: Projetos de lei de incentivo às ERNCs no Chile.

n° boletim: 4315-08 ingresso em: 11/07/2006	Tramitando	Modifica A LGSE para incentivar o desenvolvimento de ERNCs.
n°boletim: 6605-08 ingresso em: 09/07/2009	Tramitando	Obriga às concessionárias de distribuição de eletricidade a permitir e implementar a conexão de sistema de medição líquida que facilitem a geração de energias renováveis não-convencionais.
n°boletim: 6379-08 ingresso em: 21/01/2009	Tramitando	Modifica a Lei 19.657 sobre concessões de energia geotérmica.

Fonte: DIPRES (2010)

Programa "Energia Sostenible en Chile"

O Governo do Chile e o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) estão atualmente trabalhando em conjunto para elaboração do perfil de um novo programa de eletrificação rural no país a ser chamado "Energia Sostenible en Chile".

O programa, ainda em etapa de preparação, apoiará as seguintes atividades: (i) incentivar investimentos em energia sustentável em comunidades isoladas, promovendo a utilização de ERNCs para auto-geração e substituição de fontes de geração elétrica com base na utilização de combustíveis fósseis, melhorando a cobertura e qualidade do serviço, (ii) promover o uso racional da energia, e (iii) fortalecimento de instituições chave, como escolas, hospitais e consultórios (BID, 2010).

Considerações sobre o Quadro Legislatório CHILENO

O Chile, apesar do seu elevado potencial de aproveitamento de fontes renováveis, ainda possui uma baixa inserção das mesmas. A legislação de incentivo às fontes renováveis no país é muito recente, destacando-se a Lei Corta I, Lei Corta II e principalmente a lei 20.257, que se baseia no mecanismo de quotas.

No contexto latino-americano, salta aos olhos a regulação n° 370: única que estabelece subsídio para linhas de transmissão adicionais para conexão de projetos de geração a partir de fontes renováveis.

De acordo com especialistas do setor, o ambiente regulatório chileno precisa ser reformulado de modo que a lei das energias renováveis não convencionais consiga efetivamente alcançar suas metas. Um aspecto mencionado é a ausência de leilões específicos para as fontes renováveis e a não distinção entre leilões de energia nova e existente, a exemplo do que ocorre no Brasil.

3.2.5 COLOMBIA

Como em muitos países da América do Sul, o sistema elétrico colombiano passou por uma reformulação na década de 90. Segundo Ruiz et al. (2006)a partir da década de 90 se deram outras mudanças que influenciaram negativamente o desenvolvimento das fontes alternativas de energia elétrica. Diversas instituições foram remodeladas ou seu foco desviado do fomento das fontes alternativas de energia, como a Divisão de Energias Não-Convencionais do MME (suprimida), o remodelamento do Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (que se tornou o Instituto de Planejamento e Promoção de Solucões Energéticas) e a supressão do Instituto de Ciências Nucleares e Energias Alternativas, sendo o foco a criação de entidades reguladoras.

Quadro legislativo

O quadro legistativo do setor elétrico colombiano foi modificado durante os anos 90. Em 1994 foram promulgadas as leis nº 142 (de serviços públicos) e nº 143 (lei elétrica), que permitiram a participação de investidores privados no setor elétrico.

Lei nº 143 de 1994

Esta lei determina que o ministério de minas e energia colombiano é o responsável pela promoção do uso racional de energia (URE) e das fontes não-convencionais. O Estado também é o responsável pela universalização do acesso à energia. É criada a Unidade de Planejamento Mineiro-Energético (UPME), e cuja função, entre outras, é "avaliar a conveniência econômica e social do desenvolvimento de fontes energéticas não-convencionais, assim como o desenvolvimento da energia nuclear para usos pacíficos". A UPME elabora o plano de expansão de referência do setor elétrico, e os projetos não escolhidos pela iniciativa privada são de responsabilidade do Estado, caso sejam sustentáveis fiscal e financeiramente (artigo 18).

Ainda segundo esta lei, os custos de conexão de um gerador à rede nacional de interconexão são responsabilidade deste, mas o acesso à rede de transmissão é livre, desde que respeitadas as normas estabelecidas. Este acesso pode-se dar na modalidade regulada ou livre. Nesta última, o agente não se compromete a fornecer uma quantidade fixa de energia, sendo os preços determinados pelo mercado, enquando que na primeira modalidade o agente firma um contrato de fornecimento a um preço estabelecido.

O órgão responsável pelo despacho do sistema é o centro nacional de despacho, parte da empresa XM, enquanto que a regulamentação dos procedimentos de rede é função do Conselho Nacional de Operação.

Lei nº 697/2001 e Reforma Tributária (Lei nº 788/2002)

Esta lei foi regulamentada pelo decreto nº 3.863/2003, e trata, além da promoção das fontes alternativas de energia, do uso racional e eficiente da energia (URE). Segundo a definição da lei, fontes não-convencionais de energia são aquelas disponíveis em nível mundial, ambientalmente sustentáveis mas que são utilizadas no máximo em escala marginal e que não são "comercializadas amplamente". PCHs são definidas como projetos hidroelétricos de potência menor do que 10 MW. Apesar disso, (Ruiz et al., 2006) declaram que a definição de fontes de energia renováveis é variada na legislação colombiana, incluindo até o gás natural, permitindo que recursos destinados exclusivamente às ER sejam utilizados para a promoção da utilização de outras fontes.

Criou-se o Programa de Uso Racional e Eficiente de Energia e Demais Formas de Energia Não-Convencionais (PROURE), capitaneado pelo MME, sendo as empresas do setor elétrico obrigadas a cumprir programas de URE.

A regulamentação determina que o MME elabore um programa prioritário, com projeto piloto, para o desenvolvimento de fontes renováveis nas zonas não-interconectadas, para utilização dos fundos do Fundo de Apoio Financeiro para a Energização das Zonas Não Interconectadas (que recebe 1 $ (moeda corrente) por kWh despachado no mercado atacadista, de acordo com a lei nº 788/2002). Além disso, na listagem de subprogramas componentes do PROURE elencados na resolução 18-0609/2006 do MME, as atividades relativas à geração através de fontes renováveis são restritas às zonas não-interconectadas.

A reforma tributária de 2002 – lei nº 788 – promove a isenção do imposto de renda para os empreendimentos eólicos e biomássicos por empresas geradoras, por 15 anos, desde que se obtenha e venda certificados de emissão de dióxido de carbono e que pelo menos a metade dos recursos obtidos com a venda sejão aplicados em "obras de benefício social" na região de operação do gerador. Além disso, a importação de equipamentos para empreendimentos "exportadores de certificados de redução de emissões de carbono" está isenta de impostos.

O acordo 6 de 2006 para o uso do Fundo Nacional de Regalias e de Reassignação de Regalias e Compensações permite o uso deste fundo pelos departamentos e municípios para o desenvolvimento de projetos de geração elétrica, tanto por fontes convencionais como alternativas. Porém, "os custos das atividades a realizar devem ser consistentes com as médias da região onde se realizará o projeto" (artigo 4º), podendo inviabilizar o desenvolvimento de projetos de geração por fonte renovável, dependendo da interpretação deste parágrafo.

Normalização Técnica

O órgão normalizador colombiano ICONTEC possuía em 2003 "Comitês Técnicos de Normalização Relacionados com Energias Alternativas" (ICONTEC [s.d.]). Atualmente existem normas para aerogeradores e sistemas fotovoltaicos

Considerações sobre a Legislação Colombiana para o Setor Elétrico e as Fontes Renováveis de Energia

Apesar de estabelecer a obrigatoriedade do apoio à formação de recursos humanos, outorga de bolsas de estudo, mecanismos especiais de financiamento, mesmo a regulamentação da lei nº 697/2001 é vaga, não indicando claramente quais devem ser os mecanismos de incentivo, qual é a origem dos fundos destinados a esses mecanismos, e também não indicando quais as penalidades no caso de não-cumprimento dos objetivos (que já são indefinidos).

Estas deficiências aliadas à inexistência de outros mecanismos de apoio e mesmo à existência de exigências para liberação de fundos compõem um quadro negativo para o desenvolvimento das fontes não-convencionais de energia para a geração. Nota-se a falta de um mecanismo que possa estabilizar a receita de um gerador que utilize fontes renováveis de energia, já que caso este não consiga firmar um contrato livremente acordado terá que vender sua energia ao preço de curto-prazo do sistema, ou levemente abaixo dele. Fundación Bariloche et al. (2007) indicam que apesar da Colômbia ter editado um número significativo de leis sobre o uso racional de energia e fontes não-convencionais de energia, estas leis são vagas, sem dispositivos determinativos e de pouco força.

Ruiz et al. (2006) concorda com a insuficiência dos mecanismos implementados por estas leis, e indica além do mais que não há considerações específicas para a interconexão de projetos de geração por fontes alternativasque dêem prioridade no despacho e levem em conta as características técnicas das fontes. Para a energia eólica isto é corroborado pela comunicação da Comissão Reguladora de Energia e Gás (responsável pela elaboração dos procedimentos de rede) E-2006-000856, onde se indica que "a CREG não emitiu resoluções específicas que regulem o tema da geração eólica", e confirmado por Millán (2009). Para as outras tecnologias, como se verá, existem considerações para aproveitamentos solares fotovoltaicos e pequenos aproveitamentos hidroelétricos, porém somente para as zonas não-interconectadas.

Funcionamento do Mercado de Energia Atacadista, Sistema Elétrico e Relação com Fontes Renováveis

O despacho econômico do sistema elétrico colombiano é responsabilidade do Centro Nacional de Despacho, enquanto que as operações financeiras são realizadas no Mercado de Energia Atacadista (*Mercado de Energía Mayorista*), sendo que a empresa XM realiza ambos os papéis.

A participação no despacho centralizado é obrigatória para as centrais geradoras de potência maior do que 20 MW, e optativa para com potência entre 20 e 10 MW. A participação no despacho centralizado é vetada às centrais geradoras de potência menor do que 10 MW, conforme comunicação CREG- 3073 de 2001.

Desse modo, centrais geradoras participantes do despacho centralizado podem vender sua energia através de contratos bilaterais ou no mercado livre, pelo preço da bolsa. Apesar disso, isso não significa que as centrais serão efetivamente despachadas, já que esta decisão é resultado da simulação do despacho econômico. A diferença é paga através do preço de reconciliação – negativo se a geração real for menor que a ideal e positivo caso contrário.

Preço para Centrais Geradoras Menores

Para plantas de potência menor que 10 MW, ou para plantas com potência entre 20 e 10 MW que escolham não participar do MEM, a energia gerada pode ser vendida para uma comercializadora, pelo preço horário do MEM menos 1$/kWh, ou a uma comercializadora pela licitação que esta realizar, ou a um gerador, usuário não regulado ou comercializadora (que destine a energia a um usuário não-regulado), a preço livre.

Preço para Centrais Cogeradoras

Os requisitos de eficiência minímos necessários para obter a classificação de cogerador são indicados na resolução nº 05 de 2010. Cogeradores com excedente de energia com garantia de potência (resolução nº 85 de 1996) que atuem fora do MEM tem as mesmas possibilidades de venda que as plantas com potência menor que 10 MW. Cogeradores com garantía de potência que atuem no MEM podem vender a energia neste, ou nas modalidades possíveis fora do MEM.

Cogeradores com energia excendente sem garantia de potência que não participem do MEM só podem vender a energia a comercializadoras que destinem esta a usuários não-regulados. Quando participantes do MEM, a energia deve ser vendida na bolsa, respeitando as regras para a geração inflexível.

Contratos de Respaldo

Plantas menores atuando fora do MEM e que firmem contratos de fornecimento de energia com usuários não-regulados devem firmar um contrato de respaldo com outro gerador ou comercializador (a preço livre) para garantir o fornecimento da energia contratada em todos os momentos (resolução nº 86 de 1996).Cogeradores regulados ou não-regulados devem firmar um contrato de respaldo para obtenção da energia elétrica acima da sua produção.

Serviços Auxiliares para o SIN

Além da remuneração pela energia gerada, geradores despachados centralmente podem receber uma remuneração por serviços auxiliares prestados, ou, por outro lado, podem ter de pagar pela prestação desses serviços de regulação prestados por terceiros.

Segundo a resolução nº 23/2001 da CREG, "todas as plantas e/ou unidades de geração despachadas centralmente estão em obrigação de prestar o Serviço de Regulação Primária de Freqüência", e a resolução nº 64/2000 indica a obrigatoriedade de prestação do serviço de regulação secundária, também apenas para aquelas centrais despachadas centralmente.

As unidades participantes da regulação primária devem prestar o serviço de regulação em frequência de até 3% da sua capacidade horária programada. Caso a unidade não preste o serviço de regulação, deverá pagar um custo de reconciliação a cada dia em que isto se verificar. Todas as unidades despachadas centralmente contribuem para o pagamento da remuneração do serviço de regulação secundária.

Respostas a Transitórios

Segundo (Millán, 2009) e o código de redes colombiano (resolução nº 25 de 1995) no caso de um curto circuito trifásico no sistema de 220 kV ou monofásico no sistema de 500 kV o sistema não deve apresentar uma tensão abaixo de 0,8 p.u. por mais de 700 ms, e além disso, a tensão não deve excursionar, durante a operação normal, além de 0,9-1,1 p.u. O desligamento instantâneo não é permitido para frequências na faixa de 57,5 – 63Hz, e entre 57,5 - 58,5Hz ou 62 – 63Hza unidade de geração deve permanecer conectada por pelo menos 15 s.

Cargo por Confiabilidade

Instituído pela resolução nº 71 de 2006, o cargo por confiabilidade, que substituiu o cargo por capacidade, é um mecanismo utilizado para garantir o atendimento da demanda mesmo em condições hidrológicas desfavoráveis, já que o regime hidrológico da Colômbia é afetado pelo fenômeno El Niño, segundo a CREG. Assim, através da assignação de obrigações de energia firme (OEF) este sistema remunera aquelas usinas que se comprometem a fornecer uma energia contratada nos momentos em que o preço de mercado ultrapassa um limite determinado como preço de escassez. Esta energia garantida é fornecida por este preço, independentemente do preço de mercado.

Caso a remuneração individual total (devido ao cargo) do gerador seja maior do que o valor a recolher (para pagar os cargos totais), este gerador tem direito a receber a diferença pela disponibilidade, independemente se esta a potência disponível foi utilizada, configurando, portanto uma remuneração adicional ao fornecimento efetivo de energia (ver (XM, 2007)). O valor a recolher é determinado pela multiplicação da geração real (para geradores despachados centralmente) ou das vendas no mercado (para geradores não-despachados centralmente) pelo Custo Equivalente Real de Energia.

Para plantas não-despachadas centralmente, a energia firme depende da potência nominal líquida e da disponibilidade, que deve ser indicada pelo gerador. Caso este não indique uma dispobibilidade, assume-se 35%. Estes dados estão sujeitos a auditoria para comparação com dados históricos. Segundo Caspary (2009), o cargo por disponibilidade que deve ser pago foi estabelecido em 13,9 US$/MWh até 2013.

Conexão ao Sistema de Transmissão

Segundo as resoluções nº 85 e 86 de 1996, geradores com potência menor do que 20 MW e cogeradores estão submetidos às mesmas regras para a conexão ao sistema de transmissão ou de distribuição (descritas nas normas nº 01 e 03 de 1994) que outros geradores, devendo pagar o "cargo de conexão" ao operador do sistema ou realizar a construção dos ativos de transmissão.

Análise dos Procedimentos de Rede e Adequabilidade para a Integração de Fontes Renováveis de Energia

Os procedimentos de rede da CREG em vigência atualmente não possuem determinações específicas para a geração elétrica por fonte renovável de energia interconectada ao sistema elétrico, exceto quando determinam que as regras normais se apliquem a este tipo de geração, como visto. Assim, estas devem agir com se fossem geradoras comuns (de potência maior que 20 MW) e participar do mercado de energia, devendo pagar os custos do cargo de confiabilidade, de regulação primária e de regulação secundária caso não possam fornecer esses serviços, ou então podem atuar fora do mercado de energia (como geradores menores), não dispondo em ambos os casos de acesso prioritário à rede, exceto no caso de cogeradoresquando são considerados inflexíveis.

Assim, além de praticamente não disporem de mecanismos de incentivo à sua integração, os geradores por fonte renovável estão expostos ao pagamento de diversos encargos de operação, devido às características de algumas fontes (intermitência, sazonalidade), como eólica, solar FV ou CSP, e até mesmo biomássica. Assim, uma usina que não possa atender os requisitos de regulação primária e não possua capacidade de regulação secundária deve pagar o custo de reconciliação pela primeira e contribuir para o pagamento da regulação secundária. Além disso, se não puder obter obrigações de energia firme, deverá pagar o cargo de confiabilidade. Comparando-se o valor deste com os custos de geração previstos em Caspary (2009), é claro a necessidade de adaptação da regulação caso se deseje fomentar a geração renovável de energia elétrica no sistema interconectado. Esta necessidade é constatada inclusive em uma apresentação da CREG em 2009 sobre geração distribuída (Hernandez, 2009).

Geração de Energia nas Zonas Não-Interconectadas

A remuneração dos serviços prestados nas zonas não-interconectadas (ZNI) pode ser realizada de duas maneiras: através de remuneração estabelecida através de competição ou remuneração baseada em custos médios. Nas áreas de serviço exclusivo, é permitida a inclusão de cláusulas no contrato de prestação de serviço para garantir esta exclusividade.A resolução nº 91 de 2007 estabeleceu a remuneração máxima de geração e distribuição de energia permitida nas ZNI, que foi atualizada pela resolução nº 57 de 2009. Os valores atuais para a geração são apresentados na Tabela 61(em 03/04/2010 300 C$ = 0,157 US$).

Tabela 61: Remuneração para Geração de Energia em ZNI colombianas

	Valor kW		$/kWh
Tecnologia	Mínimo	Máximo	
PCH			
Microturbinas	1	100	307,34
Minicentrais	100	1000	225,38
Pequenas Centrais	1000	10000	122,93
Solar Fotovoltaico			
Individual DC	0,05	0,1	439,75
Individual AC	0,075	0,5	439,75
Central Isolado	0,3	10,0	296,69

A remuneração para outras tecnologias deve ser definida pela CREG. O retorno máximo em admistração e O&M desses sistemas é:

Tabela 62: Retorno Máximo em Administração e O&M nas ZNI colombianas

$ de 12/ 2006	
PCHs	44,78 $/kWh
Solares FV	188,06 $/Wp-mes
Outras Tecnologias	A Definir

Estas remunerações são atualizadas de acordo com o índice de preços ao produtor total.

Estas resoluções possuem ainda mecanismos de remuneração para sistemas de geração a diesel. Enquanto esta resolução estabelece a remuneração máxima, a resolução nº 56 de 2009 determina que a taxa de retorno em função do capital investido a ser utilizada para determinar a remuneração da geração e transmissão nas ZNI é de 14,69%.

Considerações

A taxa de retorno de 14,69 % é maior do que aquela aplicada à transmissão de eletricidade no setor elétrico colombiano (11,50 % segundo a resolução CREG nº 83 de 2008), porém pode estar abaixo da taxa de retorno praticada pelo setor privado. Assim, dadas as dificuldades possíveis que um projeto de desenvolvimento da geração a partir de fontes renováveis em zonas não-interconectadas pode enfrentar, é possível que esta taxa seja baixa demais, sobretudo considerando que ela é a mesma para projetos que utilizem fontes alternativas e projetos com geradores a diesel. Esta última tecnologia pode ser a escolha mais segura para o investidor, já que este será remunerado segundo a mesma taxa de retorno, mas utilizará uma tecnologia mais convencional, diminuino os riscos. Comparando-se a remuneração máxima permitida e os custos indicados em Caspary (2009), a remuneração resultante da taxa de retorno para projetos de solar fotovoltaico se localizará possivelmente abaixo do limite, mas dados mais precisos e atuais do custo destes projetos na Colômbia não estão disponíveis.

Projetos de Lei

Encontrou-se apenas um projeto de lei referente à geração renovável de eletricidade, e em efeito contrário a esta.

Projeto de lei 257/2004 – Câmara dos Deputados

Este projeto estabelece um encargo extra de 6% sobre a receita gerada pela venda de energia elétrica provinda de fonte renovável, em favor do departamento e município, podendo este pagamento ser diferido em 7 anos. O projeto de lei nº 171/2004 aparentemente possui a mesma redação. Não há indicação de novos desenvolvimentos do projeto.

3.2.6 MÉXICO

O México tem feito esforços para impulsionar o desenvolvimento de energias renováveis,. Estes esforços tiveram origem na crise do petróleo e na maior conscientização acerca da disponibilidade de recursos, bem como nas consequências do uso de combustíveis fósseis para o meio ambiente.

Principais leis, regulações e programas

O México é um país privilegiado no que se refere às fontes de energias renováveis, pois possui um imenso potencial aproveitável, quer por sua extensão territorial quer por sua localização geográfica, além de contar com tecnologias viáveis e maduras a serem utilizadas, e, além disso, os custos de produção dessas fontes vêm diminuindo acentuadamente nos últimos anos (De Buen, 2007).

Além disso, o governo mexicano está atualmente focado no desenvolvimento de energias renováveis, como energia hidrelétrica (grandes e pequenas hidroelétricas), eólica, solar e biomassa, entre outras, principalmente com o fim de reduzir os gases de efeito estufa, e manifesta como premissa básica de seus planos de expansão de energia elétrica, no que tange às fontes de geração, serem de energias renováveis (SENER, 2009).

Em particular, a "Lei para o aproveitamento de energias renováveis e financiamento da transição energética", publicada em 28 de novembro de 2008, visa regulamentar a utilização das fontes de energia renováveis e tecnologias limpas para gerar eletricidade para fins distintos da prestação do serviço público de energia elétrica, bem como estabelecer a estratégia nacional e os instrumentos de financiamento para a transição energética. Esta lei inclui como energia renovável, entre outras, a gerada pelo vento, pela radiação solar, pelo movimento da água em canais naturais ou artificiais, a energia dos oceanos em todas as suas formas, o calor geotérmico e a bioenergia, como determinado pela Lei de Promoção e Desenvolvimento Bioenergético.

Derivado dessa lei foi publicado o Programa Especial para o Desenvolvimento de Energias Renováveis, que pretende aumentar o percentual da capacidade instalada das fontes renováveis de energia de 3,3% em 2008 para 7,6% até 2012.

Por outro lado, a Comissão Reguladora de Energia tem estabelecido regulamentação específica para as fontes renováveis de energia com o objetivo de promover o desenvolvimento de projetos de geração de eletricidade, constando da fatura do usuário o seu aporte de energia elétrica injetada na rede. Destacam-se a respeito:

- *O "Contrato de Interligação para fontes de energia renováveis intermitentes". É* o mecanismo que define os termos e as condições da interligação necessárias entre

o Sistema Elétrico Nacional (SEN), a unidade de utilização de energia renovável e os centros de consumo da concessionária, de modo que o referido contrato serve de referência para todas as operações entre fornecedor e concessionária.

- *"Contrato de Interconexão de fontes de energia solar de pequena escala".* Este instrumento se aplica aos geradores de energia solar com capacidade de até 30 kW, que estão interligados à rede em tensões inferiores a 1 kV e não requerem o uso do sistema para transportar[53] energia às suas cargas.

3.2.7 PERU

Embora a reforma do setor elétrico peruano date da década de 90, somente mais recentemente foram implementados alguns dispositivos especiais dedicados ao incentivo à geração no sistema interconectado a partir de fontes renováveis de energia (embora a fonte geotérmica já tenha legislação dedicada desde 1997). Porém, desde a promulgação da principal lei, a atuação do governo tem sido rápida, com a realização da primeira licitação para contratação de empreendimentos em 2010 e a adaptação dos procedimentos de redes. É preciso, contudo, notar que esta adaptação ainda precisa ser melhorada, tendo, por exemplo, havido críticas ao tratamento dispensado à fonte eólica. Apesar disso, o governo peruano demonstra agilidade ao implementar uma política de incentivo.

Quadro Legislativo Peruano

A lei orgânica do setor elétrico peruano é a lei nº 25.844/1992 – Lei de Concessões Elétricas, enquanto a lei nº 26.734/1996 trata da criação do órgão regulador do setor. Em 1997 se editou a lei orgânica de recursos geotérmicos (lei nº 26.848/1997), cuja regulamentação mais recente é aquela dada pelo decreto supremo nº 19/2010.

Mais recentemente se promulgou legislação de suporte à geração renovável de energia elétrica, mais especificamente o decreto legislativo nº 1.002/2008 (e seu decreto supremo regulamentador nº 50/2008), o decreto legislativo nº 1.058/2008 e o decreto supremo nº 56/2009.

Lei nº 25.844/1992 – Lei de Concessões Elétricas, e lei nº 26.734/1996

A lei nº 25.844do setor elétrico de 1992 cria a Comissão de Tarifas Elétricas e o Comitê de Operação Econômica do Sistema, COES (a Comissão foi incorporada ao *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía*, OSINERG, em 2000). O COES é o responsável pela elaboração dos procedimentos de rede do sistema elétrico peruano. Já a lei nº 26.734/1996 criou a figura do OSINERG, órgão regulador do setor elétrico, cujas atribiuições foram ampliadas em 2002 e 2007, incluindo a mineração e hidrocarbonetos.

A lei nº 25.844 estabelece a necessidade de concessão para a utilização de bens públicos para a geração, permitindo a outorga de concessão temporal por 2 anos para realização de estudos, prorogável por mais 2 anos. Para a obtenção da concessão definitiva, no que concernem projetos de geração, é necessário apresentar a autorização de utilização de recursos naturais, planos do projeto e diversas outras garantias. O acesso ao sistema de transmissão é livre, estando os custos de uso e de ampliação do sistema decorrentes da conexão a cargo do beneficiário da conexão.

[53]Porte é o uso das redes da empresa de eletricidade para levar energia a entre a central de geração e instalações de uso final de um projeto de auto-suficiência.

A regulação de preços é mandatória para transferências entre geradores, para remuneração pelo uso do sistema de transmissão e fornecimento de energia para distribuidores em caráter de serviço público. A lei também estabelece o conceito de pedágio de conexão (*peaje de conexión)* e o ingresso tarifário. O segundo conceito é um encargo devido "à potência e energia entregada e retirada das barras, valorizadas as suas respectivas tarifas em barras" (art. 60). Já o pedágio de conexão é proporcional à potência firme do gerarador e cobre a diferença entre os custos do operador do sistema de transmissão e a remuneração proveniente do ingresso tarifário, e é onde se cobram os custos de remuneração da geração renovável de energia no que excede os preços do mercado *spot*, segundo o decreto nº 1.002/2008.

Esta lei já estabelece a possibilidade de parcelar os tributos de importação de bens de capital para novos projetos e determina que aproveitamentos hidroelétricos e geotermoelétricos devem pagar uma "retribuição única ao Estado", que não pode ultrapassar 1% do custo médio de geração de energia.

Lei nº 28.546/2005 e as Zonas Rurais

Esta lei trata da promoção da utilização de recursos energéticos não convencionais (incluindo a energia hidroelétrica até 10 MW), determinando a promoção da pesquisa, desenvolvimento de normas técnicas e a outorga de concessões elétricas rurais pelo Ministério de Minas e Energia. O Estudo do Plano Mestre de Eletrificação Rural com Energía Renovável de 2008 considera assim, para atender as zonas rurais, as fonteshidroelétrica e solar fotovoltaica, enquanto que o Plano Nacional de Eletrificação Rural (PNER) 2009-2018 considera estas e também a fonte eólica (DGER, 2008; DGER, 2009).

Decreto legislativo nº 1.002/2008 e regulamentação pelo decreto supremo nº 50/2008

Os projetos de geração elétrica renovável ainda estão submetidos às regras para obtenção de concessões definitivas determinadas na lei de concessões elétricas, mas o decreto nº 1.002/2008 modifica algumas determinações. Os projetos de geração que requerem a outorga de uma concessão definitiva incluem, além dos hidroelétricos de potência maior que 500 kW, projetos de geração com fontes renováveis de energia de potência maior que 500 kW. Projetos termoelétricos que excedam essa potência requerem apenas autorização. Já para projetos com potência entre 500 kW e 10 MW, as autoridades regionais estão autorizadas a emitir concessões definitivas para a geração, segundo o decreto supremo nº 56/2009.

A geração elétrica que utilize recursos energéticos renováveis (RER) é declarada de interesse nacional e necessidade pública, e o decreto determina que o Ministério de Energia e Minas estabeleça a cada cinco anos um porcentual mínimo de participação da energia elétrica renovável (não podendo exceder 5% nos primeiros cinco anos), excluindo-se hidroelétricas. Contudo, a energia hidráulica é considerada um RER para potências menores do que 20 MW.

O despacho das centrais de geração a partir de fontes renováveis é prioritário, e seu custo variável de produção (utilizado para determinar a ordem de despacho) é 0. Cada gerador que utilize RER e seja detentor de um contrato de fornecimento de energia (obtido em leilão) vende esta no mercado de curto prazo, e caso o custo marginal do SEIN seja menor do que a tarifa contratada deve ser pago um benefício adicional ao gerador atualizado a uma taxa de 12%, cobrado de todos os geradores, em proporção à suas potências firmes, através do pedágio de conexão (descrito acima). Nos sistemas isolados (que não possuem pedágio de conexão) o gerador deve vender a energia pelo preço contratado ao distribuidor, que é ressarcido segundo regras estabelecidas pelo OSINERGMIN.

O gerador de energia renovável deve pagar o custo de transmissão de energia, e os custos de conexão ao sistema de transmissão devem ser determinados pelo OSINERGMIN. Caso exista capacidade excedente de transmissão ou distribuição, estes geradores têm prioridade para conexão, até no máximo a porcentagem estabelecida pelo Ministério de Energía e Minas para participação dos RER.

O Conselho Nacional de Ciência, Tecnologia e Inovação deve implementar em parceria com o MEM mecanismos de incentivo à investigação em energias renováveis. Além disso, o MEM deveria elaborar um Plano Nacional de Energias até um ano após a promulgação da lei, plano que deve ser renovado a cada dois anos. Somente recentemente adotaram-se medidas para elaboração de um plano similar (MEM, 2010a).

A regulamentação da lei em discussão (lei nº 1.002) data de outubro. O mecanismo instituído pela regulamentação para atingir os objetivos estabelecidos de participação da energia elétrica de fontes renováveissão licitações para concorrência de empreendimentos, onde deve ser contratada a energia requerida. A participação de cada tecnologia nos leilões deve ser baseada no plano nacional de energias renováveis, na manifestação de interesse de empreendedores e nos projetos que tenham solicitado ou possuam uma concessão. Os leilões devem ser empreendidos pelo OSINERGMIN e devem ocorrer com periodicidade não menor do que 2 anos.

Para participar do leilão, o empreendor deve ser ou ter sido detentor de concessão temporal, devendo, no primeiro caso, garantir que os estudos estão sendo realizados, e no segundo comprovar queforam finalizados. Deve-se apresentar o projeto da planta com potência nominal e fator de capacidade, orçamento, cronograma e uma garantia bancária a ser substituída no caso de adjudicação por uma garantia de fiel cumprimento do contrato.

A escolha dos projetos deve ser feita separadamente, por tecnologia, completando-se a potência faltante de uma tecnologia com as outras, após se avaliarem todos os projetos com preços abaixo da tarifa básica. A tarifa básica é determinada pelo OSINERGMIN levando em conta a taxa de retorno determinada pelo art. 79 da lei de concessões elétricas (12 %), custos de projetos internacionais e custos de conexão ao sistema. Além disso, os geradores tem direito à remuneração por potência, correspondente à energia firme referente “ao grau de controle da sua capacidade de geração”, paga pelos consumidores de energia integrantes do COES.

Quando a energia requerida não for total ou parcialmente contratada, se deve convocar novo leilão em até 30 dias. Ainda segundo a legislação, o primeiro leilão não deve seguir a porcentagem de participação de RER na matriz elétricamas sim requerer 500 MW de potência com um fator de capacidade mínimo de 0,3 (1314 GWh anuais).

Decreto Legislativo nº 1.058

Esta curta lei determina que equipamentos e obras civis “necessários para a instalação e operação da central” baseada em fontes renováveis gozam da possibilidade de amortização acelerada a escolha do beneficiário, mas a uma taxa máxima anual de 20 % (ou seja, uma amortização acelerada em cinco anos).

Lei Orgânica de Recursos Geotérmicos e Regulamentação

O Peru possui uma legislação para regular o aproveitamento de recursos geotérmicos desde 1997, com a lei nº 26.848/1997. Esta já possuiu diversas regulamentações, sendo a mais recente aquela dada pelo decreto supremo nº 19/2010. O organismo regulador do

aproveitamento dos recursos geotérmicos é o OSINERGMIN. A atividade de reconhecimento é livre no país, enquanto que a prospecção (perfuração de poços para avaliação do potencial) e a exploração necessitam de autorização e concessão, respectivamente.

Os gastos de prospecção têm direito a uma amortização especial, por uso (depreciação) ou linear, durante pelo menos cinco anos. Além disso, a importação de "bens e insumos" para a atividade de prospecção são isentos de qualquer tributo, e os autorizados ou concessionários gozam de estabilidade fiscal (sua tributação não pode ser alterada por legislação posterior).

Por outro lado, o titular de autorização deve pagar o direito de vigencia. Há ainda uma contribuição a cargo de titular de concessão, que não pode ultrapassar 1% da receita anual do empreendedor. Finalmente, cobra-se uma retribuição anual ao Estado, correspondente a 1% da energia elétrica de fonte geotérmica valorada ao preço médio em nível de geração.

Decreto Supremo nº 37/2006 e Regulamentação dos Cogeradores

O decretonº 37/2006, modificado pelo decreto supremo nº 82/2007, estabelece a regulação para a participação dos cogeradores no sistema elétrico, qualificando como cogeradores aqueles empreendimentos que cumpram requisitos mínimos de rendimento elétrico. Segundo estes decretos, o cogerador tem prioridade no despacho do sistema elétrico, quando a geração está associada às necessidades da produção. Quando não há a produção de calor útil associado, o cogerador é tratado como uma unidade termoelétrica, devendo informar ao COES se está disponível para a geração de eletricidade.

Licitação com Recursos Energéticos Renováveis nº 1/2010 – Edital, Resultado e Segunda Convocatória

O edital para a primeira licitação para a geração de energia elétrica com recursos energéticos renováveis (OSINERGMIN, 2009) determina a licitação de contratos para entrega de 1314 GWh anuais de energia (500 MW com fator de capacidade de 0,3), conforme determinado pelo decreto nº 1.002/2008 e sua regulamentação.

A energia hidráulica renovável (<20 MW) também pode competir na licitação, até um limite de 500 MW (caso a energia requerida para as outras tecnologias não sejam atendidas por estas). A atualização da tarifa é feita de acordo com o índice "Finished Goods Less Food and Energy" do departamento de trabalho norte-americano.

Os projetos eólicos possuem uma máxima potência em cada ponto de entrega autorizado (pontos do sistema de transmissão com tensão entre 60 e 220 kV, majoritariamente 220 e 138 kV). Outros projetos podem ter a potência desejada, mas sempre nos pontos estabelecidos, que englobam barras do sistema de transmissãocom tensão entre 22,9 e 220 kV, também majoritariamente 220 e 138 kV.

Na licitação, realizada em fevereiro de 2010, os preços máximos estabelecidos e resultados foram:

Tabela 63: Resultados da Licitação RER nº 1/2010

Resultados	Biomassa	Eólica	Solar	Total	Hidráulica
Preço Máximo (cUS$/MWh)	12,00	11,00	26,90		7,40
Energia Requeria (GWh/Ano)	813,00	320,00	181,00	1314,00	
Energia Adjudicada (GWh/Ano)	143,30	571,00	172,94	887,24	
Potência Adjudicada	27,4	142,0	80,0	249,4	161,71
Projetos Propostos	2	6	6	14	17
Projetos Adjudicados	2	3	4	9	17

Fonte: OSINERGMIN (2010b)

É preciso notar que os projetos éolicos selecionados apresentam fatores de capacidade (f.c.) elevados (43, 46 e 52,93 %), porém estes se localizam em áreas com ventos médios a 80 m de altura acima de 7-8 m/s (para os projetos com f.c. de 43 e 52,93 %) e 6 - 7 m/s(f.c.de46%), segundo o atlas eólico do Peru[54].

Como a primeira licitação foi declarada parcialmente deserta para as fontes solar e biomássica, determinou-se a realização de uma segunda licitação para estas fontes (e com a participação da energia hidroelétrica), com abertura das ofertas em 23/07/2010. A energia requerida é de 419 GWh/ano para a biomassa e 8 GWh/ano para a energia solar, além da energia hidroelétrica poder participar, até um limite de 338,29 MW.

Normalização Técnica

A normalização técnica peruana é realizada pelo INDECOPI. Até Abril de 2010 a normalização para o aproveitamento de fontes renováveis era escassa, com uma norma sobre características técnicas de painéis fotovoltaicos de até 500 Wp (NTP 399.403:2006). Na listagem de normas técnicas em elaboração nenhuma se refere a fontes renováveis de energia, embora em uma apresentação de 2008, entre os temas a desenvolver está incluída a normalização para a energia hidráulica (oceânica e convencional), solar fotovoltaica e eólica (Toro, 2008).

Considerações sobre o Quadro Legislativo Peruano para a Geração Elétrica a Partir de Fontes Renováveis de Energia

O apoio da legislação peruana ao desenvolvimento da geração por fonte renovável pode ser visto já na década de 90 com a lei orgânica de recursos geotérmicos, que ao eliminar os tributos de importação de equipamentos, garantir a estabilidade fiscal e autorizar uma amortização acelerada, proporcionava já então uma vantagem comparativa para a utilização desse recurso para a geração de energia. Além disso, a lei de concessões elétricas de 1992 já inclui dispositivos para facilitar a importação de equipamentos, mas para todas as tecnologias, não havendo então vantagem comparativa.

Novos avanços legislatórios só viriam com a regulamentação da atividade de cogeração em 2006, que, determinando a prioridade do despacho de cogeradores quando associado às necessidades de produção, estabeleceu um mecanismo importante à viabilidade da venda de excedentes de energia.

O decreto legislativo nº 1.002 e sua regulamentação, promulgados em 2008, representam um marco importante para o desenvolvimento das fontes renováveis de energia,

[54] www.dger.minem.gob.pe/AtlasEolico/PeruViento.html.

tendo a redação características importantes. Efetivamente, ao estabelecer mecanismos claros de promoção que vão além dos incentivos fiscais - licitações - e determinando a prioridade do despacho da energia contratada nos leilões, a legislação se caracteriza por uma definição clara que não pode sempre ser encontrada em iniciativas semelhantes. Além disso, se determina a elaboração de um plano nacional de energias renováveis para atingir metas de participação quinquenais, que embora apresente atraso.

Por outro lado, como outras leis semelhantes, o decreto nº 1.002 não estabelece punições caso os objetivos não sejam atingidos, e até Junho de 2010 o plano nacional não havia sido elaborado. Ramírez (2009) indica que a contribuição para o desenvolvimento sustentável do Peru é marginal, a continuidade das licitações é limitada, e não se considera os sistemas não-interconectados. Além disso, o desenvolvimento de um primeiro leilão sem um objetivo posterior claro geraria incerteza.

Assim, ao todo a legislação é positiva para promover o desenvolvimento inicial da geração elétrica renovável, mas é necessário sinais de continuidade do governo para o sucesso, com adaptações dos procedimentos de rede e publicação de uma plano de desenvolvimento.

Funcionamento do Mercado de Energía Mayorista, Sistema Elétrico e Relação com Fontes Renováveis

O mercado de energia elétrica peruano é organizado pelo Comitê de Operação Econômica do Sistema Interconectado Nacional, COESSINAC. Como já mencionado, as usinas geradores de eletricidade por fonte renovável tem prioridade no despacho econômico e recebem uma compensação pela energia gerada (até o limite contratado na licitação) dada pela diferença entre o preço de mercado e o preço contratado, cujos recursos são arrecados pelo pedágio de conexão. A seguinte figura apresenta o custo marginal de curto prazo histórico na barra de referência Santa Rosa.

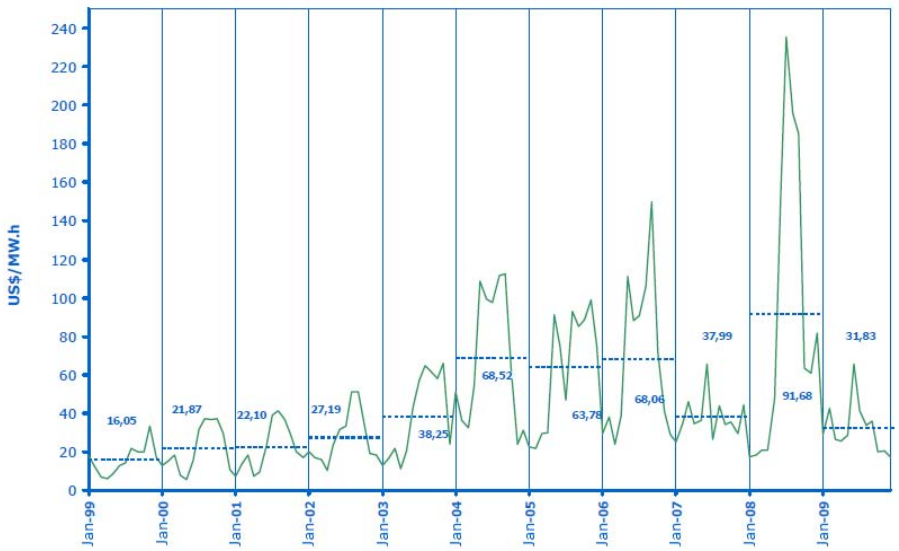


Figura 24: Custo Marginal de Curto Prazo Média Anual – Barra de Referência Santa Rosa.

Fonte: COES SINAC (2010a)

Finalmente, uma questão importante é a necessidade dos geradores se associarem para participarem do COES, devido à exigência de que apenas aqueles geradores (ou geradores associados) que totalizam pelo menos 1% da capacidade instalada do sistema interconectado podem fazer parte do COES (procedimento técnico nº 20).

Análise dos Procedimentos de Redee Adequabilidade para a Integração de Fontes Renováveis de Energia

Em janeiro de 2010 o procedimento técnico nº 21, Ingresso de Unidades de Geração, Linhas de Transmissão e Subestações no COESSINAC, foi modificado para aportar novas exigências para a conexão de parques eólicos ao sistema. Segundo Marticorena (2009), o COES-SINAC optou pelo conservadorismo, limitando a potência eólioelétrica que poderia ser conectada às barras do sistema.

Regulação Frequêncial Primária, Secundária e de Tensão no Sistema Interconectado

Segundo o procedimento nº 22, sobre reserva girante, é responsabilidade dos integrantes do COES fornecer energia elétrica com a qualidade estabelecida pela norma. Assim, "o resto de dos integrantes do COES que não regulem frequência compensarão as centrais que proporcionamareserva girante". Aqueles geradores que tiveram sua capacidade de geração restringida pelo COES para fornecer o serviço de regulação primária de frequência recebem uma remuneração pela energia fornecida para este fim (adicionalmente ao valor recebido pela energia no mercado *spot)* valorada pela diferença entre o custo marginal de curto prazo e o menor custo variável entre todas as máquinas que realizam o serviço de regulação. Cada gerador do SINAC deve pagar por este serviço de regulação proporcionalmente à sua energia gerada e à energia recebida por ele de outros geradores. Em Janeiro de 2010, o montante total pago para empresas por esta potência limitada foi de 33,9 mil S. (ou 11,9 mil US$ com uma taxa de câmbio de 0,35 US$/S.).

Caso seja necessário despachar uma unidade para realizar um ajuste da qualidade de tensão, está será remunerada pela energia fornecida valorada pela diferença entre seu custo variável e o custo marginal de curto prazo (o gerador ainda recebe o custo marginal de curto prazo do consumidor a quem a energia foi entregue. O montante total de remuneração é rateado entre os geradores de acordo com a energia ativa fornecida nos períodos de ponta (conforme item 9.4 do Procedimento Técnico nº 15).

Conexão e Operação de Centrais Eólioelétricas

O procedimento reserva ao COES a prerogativa de realizar a desconexão emergencial "parcial ou total de qualquer instalacão eólica conectada ao SEIN". Centrais eólicas com potência maior que 10 MW devem participar de um Centro de Controle Eólico que forneça ao COES, em tempo real, as potências ativa e reativa, estado de conexão e valor da tensão. Deve-se ainda fornecer ao COES uma previsão com 24 horas de antecedência da potência eólica horária. Apesar de não descartar a revisão dos procedimentos técnicos devido ao desenvolvimento da tecnologia de geração eólioelétrica, o código estabelece um limite de conexão à cada barra do sistema a 5% da potência de curto-circuito.

Antes da instalaçãodevem-se realizar diversos testes para a operação da central eólioelétrica. Os parques eólicos devem "dispor de dispositivos de controle necessários" para atender pedidos do COES de controle da potência ativa fornecida e mecanismos de monitoração que informem ao COES a potência ativa total, desvio em relação ao valor de

referência e potência possível em função da velocidade do vento. Também é preciso poder reduzir a potência ativa a até 20% da nominal, sendo necessário ainda o controle da potência reativa e a existência de capacidade de resistência a sub- e sobretensões e ride-through. Finalmente, a faixa frequêncial de operação normal para parques eólicos é determinada como 59,4-60,6Hz e deve-se permanecer conectado por tempos mínimos para frequências nas faixas de 58,4 - 59,4 Hz e 60,6- 61,6 Hz.

Análise dos Procedimentos e das Exigências para a Instalação de Parques Eólicos

Analisando os procedimentos de rede comuns para todos os geradores, surge a questão do mecanismo de remuneração por potência firme, repartidos entre os geradoresem proporção de sua energia firme. Já a regulação frequêncial primária e secundária e a regulação de tensão (através do fornecimento de potência reativa) deve ser paga por aqueles geradores que não podem cumprir os requisitos estabelecidos.

Assim, pode-se considerar que enquanto a remuneração por potência firme é um mecanismo favorável ao desenvolvimento da geração renovável de eletricidade, já que muitas fontes alternativas são marcadas pela insconstância, sazonalidade ou imprevisibilidade, provocando oscilações não-controláveis na energia fornecida em um determinado período, a regulação freqüêncial e de tensão pode onerar o gerador não-convencional, embora os custos sejam rateados de acordo com a potência ativa total disponibilida.

Desse modo, um gerador renovável de energia que acarrete custos adicionais para o sistema para a manutenção de serviços auxiliares tem de arcar com estes somente na proporção da sua participação na geração de energia, que inicialmente, pelo menos, provavelmente será pequena, frente à capacidade instalada das fontes convencionais. Por outro lado, os custos de conexão à rede são a cargo do gerador, o que deve aumentar o custo do projeto.

Também, a exigência de associação para participar do COES (a fim de totalizar pelo menos 1% da capacidade instalada do sistema) pode representar um empecilho importante para o ingresso de unidades de geração renovável de energia, já que a dimensão destas é normalmente reduzida.

Quanto às exigências para a operação de centrais eólioelétricas conectadas ao SINAC, como já indicado o COES optou pelo consevadorismo. Efetivamente, além de limitar a potência eólioelétrica admitida em cada ponto do sistema a 5% da potência de curto-circuito, as exigências de robustez frente à falhas na rede são consideráveis (mais estritas que as exigências brasileiras, por exemplo). Apesar disso, a faixa de excursão de tensão, [0,9-1,1] p.u. é adequada, e é preciso considerar que parques eólicos mais robustos devem ser preferidos, já que uma maior capacidade de controle da potência gerada permite inclusive obter recursos devido à potência firme disponibilizada, e devido à maior utilização do parque, embora exigências mais estritas acarretem custos maiores devido à necessidade de compra de dispositivos adicionais para as turbinas eólicos, principalmente eletrônicos. Assim, a adequabilidade dos regulamentos irá variar em função da política do COES para a operação dos parques eólicos, mas inicialmente a avaliação geral é negativa em função da limitação do acesso à rede.

Geração de Energia nas Zonas Não-Interconectadas

Como indicado, o processo licitatório para desenvolvimento das fontes renováveis de geração de energia não trata das zonas não-interconectadas do sistema peruano, que são

contudo consideráveis (segundo o Ministério de Minas e Energia, aproximadamente um quinto da população não possui acesso a serviços elétricos). Medidas relativas à utilização de fontes renováveis em ambiente rural são indicadas no Estudo do Plano Mestre de Eletrificação Rural com Energia Renovável e no Plano Nacional de Eletrificação Rural (DGER, 2008; DGER, 2009), segundo quem, assumindo painéis fotovoltaicos de 50 Wp por casa, devem ser instalados 13 MW de fonte solar fotovoltaica até 2020, embora este valor não possa ser confirmado pela hipótese da potência dos painéis, e 2,655 MW em pequenos aproveitamentos hidroelétricos até 2018.

Projetos de Lei

Três projetos de lei que circulavam no Congresso Peruano até 2008, projetos nº 1.887, 1.799 e 1.588 culminaram naquele ano no decreto legislativo nº 1.002/2008. Assim, o único projeto de lei no congresso é o projeto nº 3.074/2008.

Este projeto estabelece que as concessões definitivas devem ser outorgadas apenas para projetos com no mínimo 50 aerogeradores, a estarem presentes desde o início da operação. Os fabicantes de aerogeradores e outos fabricantes de produtos necessários à geração eólica estariam isentos de qualquer imposto de importação, assim como importadores não-fabricantes (por um prazo de dez anos). Permite-se também a amortização acelerada de investimentos em geração eólioelétrica no imposto de renda (20 % anuais no máximo, ou seja, no mínimo em 5 anos).

A amortização acelerada já foi estabelecida pelo decreto nº 1.058/2008, e com a Lei de Concessões Elétricas (LCE, nº 25.844/1992) o imposto de importação de equipamentos para a geração de energia pode ser parcelada em 36 vezes. Assim, a novidade deste projeto se restringe à isenção de taxas de importação para equipamentos eólicos, mas devido à existência da LCE este benefício é reduzido. Além disso, a exigência de um número mínimo de aerogeradores para os parques eólicos (50) pode facilmente criar mais dificuldades para a geração eólioelétrica do que os possíveis benefícios do projeto.

Assim, não há projeto de grande interesse para o desenvolvimento das fontes renováveis de energia no Congresso Peruano, mas a legislação existente já é importante, devendo os próximos esforços serem concentrados na modificação dos procedimentos técnicos do COES.

3.2.8 VENEZUELA

Principais regulações e Programas

Plan de Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energia

O “Plan de Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energia”, no qual está incluso o “Plan Piloto de Generación Eólica”, faz parte do “Plan de Desarrollo Económico y Social de La Nación 2007-2013” (PDESON) (slide 14) (Márquez, 2009).

O “Plan de Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energia” contemplas as seguintes fontes renováveis de energia: solar (FV e térmica), eólica, biomassa, mini-micro hidroelétrica e geotermia (slide 14) (Márquez, 2009).

De acordo com USB (2010), é a primeira vez que a temática das energias alternativas faz parte de um plano de desenvolvimento do Governo venezuelano. Para tal foram criados em julho de 2007 o “Comitê de Energia Renovável” e o “Sub-Comitê de energia eólica”.

As informações obtidas sobre o plano são mais detalhadas no capítulo sobre o mercado atual de fontes renováveis e tendências na Venezuela.

Resolución nº 77

A resolução nº77, entre outros fins, cria o Cadastro Nacional de Energia Renovável, a ser conduzido pelo Departamento de Energias Alternativas do “Ministerio Del Poder Popular para la Energía y Petróleo”.

O Cadastro Nacional de Energias Renováveis tem por objetivo fornecer uma base de dados para uso do Estado que sirva para fins informativos e de controle das atividades relacionadas às energias renováveis, incluindo equipamentos e projetos de pesquisa e desenvolvimento (MENPET, 2007). A resolução contempla as seguintes energias renováveis: solar, eólica, hidráulica, biomassa, geotérmica, maré-motriz e hidrogênio.

3.3 Parceiros e instituições

3.3.1 AMÉRICA CENTRAL

Entre todas as instituições existentes na América Central voltadas para o aproveitamento de energias renováveis, a instituição governamental é mais a forte e organizada em relação às demais, quer civis, quer instituições de pesquisa e desenvolvimento.

Tabela 64:Análise das principais instituições de fomento às fontes renováveis alternativas na América Central

	Parceiros Locais/ Governo	Fabricantes	Associações de Classe	Instalação e Manutenção	Agências Ambientais	ONGs	Pesquisa	Consultoria e Engenharia	Financiadores
Solar FV									
CSP									
Biomassa									
PCH									
Geotérmica									
Oceano									
Eólica									

Legenda: Bom | Regular | Insuficiente | Inexistente | Sem informação

Especificamente, os nomes das agências e organizações identificadas para a América Central são:

- Ministérios e Comissões Nacionais de Energia
    - Ministério de Energia e Minas da Guatemala
    - Ministério de Energia da Costa Rica
    - Comissão Nacional de Energia de El Salvador
    - Secretaria de Recursos Naturais e Ambientais de Honduras

    - Comissão Nacional de Energia da Nicarágua
    - Secretaria de Energia do Panamá
- Organismos regionais
    - Sistema de Integração Centro-Americano (SICA)
    - Comissão de Estudos para a América Latina (CEPAL), Escritório do México.
- Grupos e associações para o desenvolvimento de projetos de ER
    - BUN-CA
    - Aliança para a Energia e Meio Ambiente na América Central
- Empresas elétricas públicas
    - Instituto Costariquense de Eletricidade e Companhia Nacional de Luz e Força da Costa Rica
    - Empresa Nacional de Energía Elétrica de Honduras
- Empresas de distribuição
    - Guatemala
    - El Salvador
    - Panamá
    - Nicarágua
- Governos que mantém cooperação técnica com a América Central
    - Estados Unidos
    - Alemanha
    - Finlândia
- Bancos internacionais de desenvolvimento
    - BID
    - Banco Mundial
- Empresas com fábricas no México
- Distribuidores locais de materiais e equipamentos
- Faculdades de engenharia mecânica e elétrica
- Desenvolvedores de projetos
    - Associação de Geradores Utilizando Energia Renovável (Guatemala)

3.3.2 ARGENTINA

O aproveitamento de fontes renováveis na Argentina apresentou um desenvolvimento importante nos últimos anos, como demonstra a análise institucional dos atores relevantes. Recentemente, ocorreu a instalação de novos participantes da indústria no país e a criação de instituições destinadas ao fomento da geração elétrica renovável, além da promulgação de leis

específicas e uma participação mais ativa de atores governamentais e acadêmicos, embora seja necessário notar que o processo é incipiente e muitos atores não tem tradição no desenvolvimento das fontes renováveis de energia no país.

Tabela 65: Análise das principais instituições de fomento às fontes renováveis alternativas na Argentina

	Parceiros Locais/ Governo	Fabricantes	Associações de Classe	Instalação e Manutenção	Agências Ambientais	ONGs	Pesquisa	Consultoria e Engenharia	Financiadores
Solar FV									
CSP									
Biomassa									
PCH									
Geotérmica									
Oceano									
Eólica									

Legenda: Bom | Regular | Insuficiente | Inexistente | Sem informação

O maior avanço se deu na introdução de novos atores relacionados aos biocombustíveis (principalmente biodiesel) e geração eólioelétrica, sendo outras tecnologias para a geração elétrica, menos visadas e desigualmente. Assim, a energia eólica e o aproveitamento da biomassa apresentam um desenvolvimento maior, relacionado com o potencial existente na Argentina, enquanto que os atores envolvidos no desenvolvimento da energia solar concentrada ou geotérmica são menos numerosos, por exemplo, assim como os projetos. Deste modo, por exemplo, a maioria das consultorias em energia na Argentina se especializa em uma das duas fontes de energia, biodiesel ou eólica. Além disso, fontes como oceanos e mares são pouco mencionadas e praticamente nenhuma instituição lida com elas.

Frente a esta realidade, é interessante notar a importância da licitação ENARSA nº EE 001/2009, pelo número de fontes contempladas. Efetivamente, dada a diversidade de fontes estabelecidas para a contratação de capacidade de geração (nove), é de se esperar que ocorra uma diversificação dos atores no país para as fontes menos bem estabelecidas como solar fotovoltaica ou geotérmica. Porém, dado o fato de que das nove fontes ocorreu contratação de projetos para somente quatro, é preciso que as licitações posteriores anunciadas pelo governo argentino sejam bem-sucedidas, principalmente pelo fato de que três das tecnologias contratadas já apresentam um desenvolvimento maior (eólica, pequena hidroelétrica e termoelétrica com biocombustíveis) (ENARSA et al., 2010; SEN, 2010a).

Outra tendência observada da análise institucional do setor energético argentino é a diversificação de companhias energéticas do setor de petróleo e gás, já que recentemente algumas caminham para o desenvolvimento de projetos de parque eólicos ou para a produção de biodiesel.

A Argentina possui alguns fabricantes nacionais, principalmente para o aproveitamento da energia eólica e hidráulica, além de ter alguns protótipos de equipamentos de pequeno porte, às vezes em fase experimental, para a energia solar concentrada e eólica, por exemplo.

Quanto às associações de classe, embora sejam poucas, o trabalho da CADER é significativo e seu esforço recente em ampliar o escopo é interessante. Já o setor eólico já

conta com um número adequado de associações. Conjuntamente, a presença de uma representação do Greenpeace no país indica uma atuação mais forte de organizações ambientais, cujos esforços são suportados por organizações de pesquisa como o Instituto Argentino de Energia.

Uma deficiência do quadro argentino é a inexistência de ONGs voltadas para a difusão das fontes renováveis de energia, em contraste com o Peru, por exemplo. Por outro lado, isto pode ser uma indicação da característica dos projetos argentinos de aproveitamento destas fontes, claramente de maior escala do que no país andino, e que pode ser uma vantagem significativa na difusão das tecnologias. Assim, coerentemente, é grande o número de atores privados como consultorias e firmas de engenharia que recentemente se implantaram no país com vistas a estabelecer projetos de geração para a rede elétrica. Freqüentemente de capital estrangeiro, o conhecimento que estes atores podem trazer para a Argentina é importante, e algumas consultorias nacionais já se estabeleceram justamente para aproveitar este mercado potencial.

Finalmente, o número de financiadores potenciais na Argentina é grande, mas o Banco Mundial foca a eletrificação de zonas rurais, assim como algumas outras instituições financeiras, enquanto que o financiamento voltado para a pesquisa e desenvolvimento poderia ser mais extenso. Esta deficiência em pesquisa é parcialmente compensada pelas empresas do setor, como IMPSA.

3.3.3 BRASIL

O desenvolvimento das fontes renováveis alternativas depende da solidez de várias instituições locais, como centros de pesquisa, fabricantes e associações de classe.

A hidroeletricidade, que já faz parte da cultura elétrica nacional, conta com uma estrutura consolidada de instituições. A geração eólioelétrica, que inicia sua expansão no país, tem atraído vários fabricantes, possui importantes centros de pesquisa e empresas de serviços gerais, diferentemente de outros países latino-americanos. Apesar do ainda baixo aproveitamento da biomassa no Brasil, o país dispõe de tecnologia e indústria nacionais, além de associações ativas para promoção da geração elétrica através de biomassa (principalmente bagaço de cana de açúcar). A geração de eletricidade por fonte solar se inicia no Brasil com a construção de uma planta de CSP na Paraíba e de FV no Ceará, mas o país ainda possui uma carência de conhecimentos técnicos, tanto para geração FV quanto CSP. A geração de energia através do mar é representada por única instituição especializada no país.

Tabela 66: Análise das principais instituições de fomento às fontes renováveis alternativas no Brasil

	Parceiros Locais/ Governo	Fabricantes	Associações de Classe	Instalação e Manutenção	Agências Ambientais	ONGs	Pesquisa	Consultoria e Engenharia	Financiadores
Solar FV									
CSP		1							
Biomassa									
PCH									
Geotérmica									
Oceano									
Eólica		2							

Notas: [1]A empresa canadense Naanovo Energia pretende instalar uma fábrica de coletores solares para atender a demanda de a primeira planta solar térmica do Brasil, a ser construída no município de Coremas na Paraíba; [2]Muitos fabricantes de aerogeradores têm demonstrado o interesse de instalar suas fábricas no país, mas até o momento existem apenas duas fábricas instaladas. A insuficiência do parque industrial eólico brasileiro é apontada por muitos autores como uma das causas para o atraso nas obras do Proinfa.

Legenda: Bom | Regular | Insuficiente | Inexistente | Sem informação

3.3.4 CHILE

O desenvolvimento das fontes renováveis alternativas depende da solidez de várias instituições locais. No Chile existem centros de pesquisas, associações de classe e firmas de engenharia voltadas para o desenvolvimento das ERNCs. Porém, um grande obstáculo para o desenvolvimento das fontes renováveis no país é a ausência de fabricantes locais dos principais equipamentos, aumentando custos e atrasando a entrada em operação de vários empreendimentos. A geração de eletricidade através da biomassa, apesar do grande potencial de aproveitamento no país, possui uma nítida carência de instituições atuantes no seu desenvolvimento. Investimentos estão sendo feitos para o desenvolvimento da geração de eletricidade por solar e geotérmica no país.

Tabela 67: Análise das principais instituições de fomento às fontes renováveis alternativas no Chile.

	Parceiros Locais/ Governo	Fabricantes	Associações de Classe	Instalação e Manutenção	Agências Ambientais	ONGs	Pesquisa	Consultoria e Engenharia	Financiadores
Solar FV		1							
CSP									
Biomassa									
PCH		2							
Geotérmica									
Oceano									
Eólica									

Notas: [1]A fabricante coreana de painéis solares fotovoltaicos Daekyeonsolar planeja instalar uma fábrica no país para fornecer a tecnologia requerida pela planta que deverá instalar em Copiapó; [2]Foram encontrados dois fabricantes internacionais de turbinas instalados no país, mas não se encontrou informações sobre a existência de fábricas de turbinas para PCHs instaladas no Chile.

Legenda: Bom | Regular | Insuficiente | Inexistente | Sem informação

3.3.5 COLOMBIA

O quadro para a geração a partir das fontes renováveis de energia na Colômbia é interessante pelas características específicas do setor no país, resultado da política governamental para o setor, das oportunidades para expansão da geração elétrica no país e do foco das instituições de pesquisa nacionais.

Tabela 68: Análise das principais instituições de fomento às fontes renováveis alternativas na Colômbia.

	Parceiros Locais/ Governo	Fabricantes	Associações de Classe	Instalação e Manutenção	Agências Ambientais	ONGs	Pesquisa	Consultoria e Engenharia	Financiadores
Solar FV									
CSP									
Biomassa									
PCH									
Geotérmica									
Oceano									
Eólica									

Legenda: Bom | Regular | Insuficiente | Inexistente | Sem informação

ESMAP (2007) indica a primazia da hidroeletricidade na matriz elétrica colombiana, sendo, portanto, a concorrência com esta forma de geração um aspecto a ser considerado, devido às vantagens da geração hidroelétrica, e UPME (2009a) informa que a expansão do sistema elétrico colombiano se dará majoritariamente a partir da fonte hidráulica até 2024. Assim, o foco governamental nas zonas não-interconectadas para o aproveitamento das fontes renováveis não-convencionais de energia, conforme indicado na análise de legislação deste relatório, é coerente com seu plano de expansão do sistema interconectado, e isto é refletido na avaliação da atuação dos atores governamentais para o desenvolvimento da geração a partir de fontes não-convencionais. Assim, o desenvolvimento deste tipo de geração em maior escala na Colômbia ocorre com pouco apoio financeiro do governo colombiano, apesar do fato deste atuar de outros modos como, por exemplo, na confecção de estudos do potencial de diversas fontes como eólica e solar, já disponíveis, e biomassa, em elaboração, sendo outro modo de atuação a manutenção do sistema de informações SI3EA. Porém, isto não significa que empresas públicas não atuem para a implementação de projetos em geração renovável, como, por exemplo, no caso da ISAGEN e EPM.

Devido ao baixo nível de desenvolvimento da geração renovável na Colômbia, não é surpreendente o estado da indústria nacional, exceto no caso da indústria de equipamentos fotovoltaicos, mais avançada, mas ainda com equipamentos de baixa potência. Normalmente, os fabricantes produzem equipamentos menores, como pequenos aerogeradores, gaseificadores e painéis fotovoltaicos. Representantes de fabricantes internacionais e firmas de manutenção seguem a mesma tendência, apesar de haver uma boa diversidade no mercado de painéis fotovoltaicos.

As associações de classe do setor colombiano agrupam principalmente os atores convencionais dos setores de geração, transmissão, distribuição e comercialização, podendo, porém estes grupos exercer influência no processo de elaboração do regulamento e procedimentos do sistema. A articulação dos atores envolvidos com a geração renovável de

energia é ainda insuficiente, exemplificada, por exemplo, na Rede de Energia Alternativa, sendo, porém necessário mencionar a associação do setor açucareiro Asocaña, e as medidas de aumento da cogeração adotada por seus membros. A presença de ONGs é ainda insuficiente, se confundindo com a atuação de instituições de pesquisa e fabricantes de equipamentos de pequeno porte.

Por outro lado, as áreas de pesquisa das instituições acadêmicas colombianas são mais diversificadas, havendo atuação inclusive em áreas menos convencionais como a energia dos oceanos. Apesar disso, sistemas de menor potência têm uma importância significativa, mas não esmagadora, e a energia eólica, que normalmente atrai interesse em pesquisa, é uma das menos estudadas.

As consultorias e firmas de engenharia atuantes no país não são muito numerosas, havendo uma participação importante de companhias públicas como ISAGEN, EPM e EMCALI. O aproveitamento energético da biomassa também recebe uma atenção particular na Colômbia graças às possibilidades de obtenção de recursos através do MDL, particularmente no aproveitamento de resíduos urbanos e da cana-de-açúcar.

Outra fonte com grande participação no MDL é a hidráulica de pequeno porte, havendo um número significativo de projetos inscritos, fazendo das fontes hidráulicas e biomássica aquelas com melhores possibilidades de financiamento, havendo menos projetos para o desenvolvimento de estudos em energia eólica, por exemplo, e ainda menos financiamento para tecnologias como dos oceanos ou solar concentrada. A obtenção de recursos para empreendimentos é prejudicada pelo horizonte curto de financiamento disponível no pais, conforme ESMAP (2007).

Assim, o desenvolvimento das fontes renováveis de energia é lento, especialmente para a geração de grande porte (exceto hidráulica), enquanto que a geração para os sistemas não-interconectados possui um quadro mais favorável, apesar do potencial de pesquisa existir para todas as tecnologias. Na Colômbia, as fontes com maior desenvolvimento são aquelas que puderam utilizar corretamente o MDL, ou que apresentam um grande potencial e uma maior tradição, no caso da hidráulica de pequeno porte.

3.3.6 MÉXICO

Entre todas as instituições existentes no México voltadas para o aproveitamento de energias renováveis, a instituição governamental é mais a forte e organizada em relação às demais, quer civis, quer instituições de pesquisa e desenvolvimento.

	Parceiros Locais/ Governo	Fabricantes	Associações de Classe	Instalação e Manutenção	Agências Ambientais	ONGs	Pesquisa	Consultoria e Engenharia	Financiadores
Solar FV									
CSP									
Biomassa									
PCH									
Geotérmica									
Oceano									
Eólica									

Legenda: Bom | Regular | Insuficiente | Inexistente | Sem informação

Especificamente, os nomes das agências e organizações identificadas para o México são:

- Governamentais
    - Secretaria de Energia
    - Comissão Nacional para Uso Eficiente da Energia
    - Comissão Reguladora de Energia
    - Fundo Fiduciário para a Economia de Energia Elétrica
    - Consignações de Risco Compartilhado
    - Comissões estatais de energia
- Empresa elétrica nacional
    - Comissão Federal de Eletricidade
- Associação Nacional de Energia Solar
- Grupos acadêmicos sobre questões energéticas
    - Centro de Pesquisas de Energia da UNAM
    - Instituto de Engenharia da UNAM
    - Universidade Autônoma Metropolitana (Azcapotzalco e Iztapalapa)
    - Instituto Politécnico Nacional
    - Universidade da Cidade do México
    - Instituto Tecnológico de Monterrey (em Monterrey)
- Organizações ambientalistas
    - Greenpeace-México
    - Centro de Direito Ambiental do México
    - Aliança Cidadã
- Promotores de tecnologia “verde”
    - Impulso Verde
- Governos que mantém cooperação técnica com o México
    - Estados Unidos
    - Alemanha
    - Reino Unido
    - Itália
- Bancos internacionais de desenvolvimento
    - BID
    - Banco Mundial
- Fabricantes

- Câmara Nacional de Fabricantes de Produtos Elétricos (CANAME)
- Câmara Nacional da Indústria de Transformação (CANACINTRA)

- Desenvolvedores de projetos de energia renovável
  - Associação Mexicana de Energia Eólica (AMDEE)
- Distribuidores de materiais e equipamentos
  - Associação Nacional dos Revendedores de Matertiais e Equipamentos Elétricos, A.C.(ANCOMEE)
- Projetistas e instaladores
  - Câmara Nacional de Empresas de Consultoria (CNEC)
  - Faculdades de engenharia mecânica e elétrica
  - Associação de Construtoras de Obras Elétricas do Ocidente (ACOEO)

3.3.7 PERU

O governo peruano recentemente instituiu um programa de geração através de fontes renováveis de energia pelo decreto legislativo nº 1.002/2008 e decreto supremo nº 50/2008, com a realização do processo de seleção em fevereiro de 2010. Assim, atores que tiveram projetos selecionados irão exercer uma influência considerável no desenvolvimento destas fontes energéticas (biomassa, eólica, fotovoltaica e hidráulica).

Tabela 69: Análise das principais instituições de fomento às fontes renováveis alternativas no Peru.

	Parceiros Locais/ Governo	Fabricantes	Associações de Classe	Instalação e Manutenção	Agências Ambientais	ONGs	Pesquisa	Consultoria e Engenharia	Financiadores
Solar FV									
CSP									
Biomassa									
PCH									
Geotérmica									
Oceano									
Eólica									

Legenda: Bom | Regular | Insuficiente | Inexistente | Sem informação

Os projetos de geração fotovoltaica têm participação importante de empresas espanholas com experiência acumulada neste tipo de empreendimento, enquanto que a participação para a geração eólioelétrica de empresas ibéricas é menor, destacando-se a empresa Iberoperuana Inversiones e outras empresas de capital nacional. Os poucos projetos de biomassa são de responsabilidade de uma empresa estabelecida do setor açucareiro, e de uma empresa atuante no tratamento de resíduos sólidos, constituindo uma reconversão de um projeto de queima de metano que já conta com créditos MDL.

Quanto à pesquisa e desenvolvimento tecnológico no Peru, o país conta com um número adequado de instituições de fomento, mas somente recentemente estas passaram a

adotar a pesquisa em energias renováveis como uma de suas prioridades (e.g. CONCYTEC). Dado o baixo índice de acesso à eletricidade no país, não é estranho o fato de que a maioria das instituições de pesquisa foque o estudo de alternativas para a eletrificação de comunidades rurais e/ou isoladas, estudando, portanto, tecnologias mais adaptadas para a pequena escala como pequenos aproveitamentos hidroelétricos e a geração fotovoltaica e eólica. Porém, o foco na energia eólica e solar também é evidenciado devido à parcela significativa de consultorias e firmas de engenharia que lidam exclusivamente com empreendimentos relaionados a estas duas formas de energia. A empresa estatal ADINELSA representa ainda um reservatório importante de conhecimento sobre a operação destes sistemas em comunidades isoladas.

É importante notar que apesar de já existirem estudos de potencial realizados por instituições governamentais, cada forma de energia é analisada por uma instituição. Por exemplo, enquanto a Direção Geral de Eletrificação Rural realizou o estudo dos potenciais eólico e solar, outra direção do Ministério de Energia e Minas avaliou o potencial hidráulico e o INGEMMET foi o responsável pela avaliação do potencial geotérmico. Assim, talvez fosse interessante agrupar a responsabilidade pelo desenvolvimento das fontes alternativas em uma instituição coordenadora central, já que ainda outra atividade relacionada, a coordenação do programa de contratação de capacidade de geração a partir de fontes renováveis, é responsabilidade do OSINERGMIN.

São poucos os fabricantes de equipamentos nacionais ou instalados no país, existindo somente a produção de aerogeradores de pequeno porte, biodigestores para a produção de biogás e miniturbinas hidráulicas, além da possibilidade de procuração de caldeiras nacionais, sendo, portanto a fabricação nacional também centrada em pequenos aproveitamentos. Por outro lado, representantes de fabricantes estrangeiros são mais numerosos no país, sendo possível a procuração de equipamentos eólicos, solares fotovoltaicos, geotérmicos assim como os serviços de consultoria relacionados. De fato, existem diversas firmas de engenharia ou consultoria estabelecidas no país, com o desenvolvimento dos projetos eólicos, solares fotovoltaicos, biomássicos e hidroelétricos já mencionados e resultantes do programa governamental, mas existindo também firmas que desenvolvem projetos de exploração do potencial geotérmico como Magma Energy Corp.

A atuação setorial para o favorecimento da geração renovável de energia não é tão forte quanto poderia se desejar, já que ONGs direcionam seu foco para o atendimento da população rural e as associações de classe existentespara as energias renováveis são muito recentes.

Apesar disso, existem instituições que poderiam facilmente realizar um trabalho de integração entre os diferentes atores do setor em maior escala, e.g. a *Sustainable Alternatives Network*, ainda mais quando se analisa o grande número de potenciais financiadores de empreendimentos no país, em primeiro plano as instituições financeiras internacionais, multilaterais como o Banco Mundial e Banco Interamericano de Desenvolvimento e nacionais como o Banco do Japão para a Cooperação Internacional, que já financiam diversos projetos no país. De fato, enquanto projetos de pequeno porte e de pesquisa são financiados através de instituições nacionais, projetos mais ambiciosos de implementação em escala maior no Peru devem recorrer às instituições financeiras internacionais, primeiramente para a realização de estudos iniciais.

3.3.8 VENEZUELA

A Venezuela atualmente enfrenta uma grave crise energética. Com uma matriz energética baseada em hidroeletricidade e combustíveis fósseis, o país possui pouca experiência na implementação de projetos de fontes renováveis alternativas.

As principais ações do governo para promoção das energias renováveis alternativas concentram-se na geração por fonte eólica e solar (para eletrificação rural). Porém, a promoção das energias renováveis no país parece longe de algo palpável com a atual insuficiência de *stakeholders* no país (ver Tabela 70).

Tabela 70: Análise das principais instituições de fomento às fontes renováveis Venezuela.

	Parceiros Locais/ Governo	Fabricantes	Associações de Classe	Instalação e Manutenção	Agências Ambientais	ONGs	Pesquisa	Consultoria e Engenharia	Financiadores
Solar FV									
CSP									
Biomassa									
PCH									
Geotérmica									
Oceano									
Eólica		1							

Nota: [1] A empresa venezuelana de petróleo PDVSA realiza estudos para a instalação de duas fábricas no país.

Legenda: Bom | Regular | Insuficiente | Inexistente | Sem informação

3.4 Demanda de cobre

Com base na literatura pesquisada, a Tabela 71 apresenta a capacidade instalada adicional máxima e mínima por fonte e por país analisado. A Tabela 72 apresenta a quantidade de cobre por capacidade instalada por fonte conforme informações fornecidas pelo ICA. A multiplicação de uma tabela pela outra resulta na demanda estimada por cobre nos horizontes apresentados (Tabela 73).

Tabela 71: Capacidade instalada adicional por fonte e país (MW)

	Brasil (2020)[1]	Argentina (2020)[2]	Chile (2020)[3]	Peru (2020)[4]	Colômbia (2020)[5]	Venezuela (2013)[6]	México (2020)[7]	América Central (2015)[8]
Energia eólica	6000 - 7800	200 – 8000	1000 – 6122	0 - 403	9 – 100	172	1724	115
PCH (≤ 20 MW)	6966	1004	616 - 676	0 – 509	512 – 601	0	465	0
Biomassa	8521	300 - 1000	380 – 1742	101	180	0	100	110
Energia geotérmica	0	100 – 200	0 – 488	125 – 400	55	0	126	25,5
Solar fotovoltaica	0	250 - 500	4	80	0	0	0	0
Energia dos oceanos (ondas e marés)	0	0	0	0	0	0	0	0
CSP	195	300	0 - 970	0	0	0	0	0

Fontes: [1]Tabela 26; [2]Tabela 23; [3]Tabela 36; [4]Tabela 47; [5]Tabela 44; [6]Tabela 4; [7]Tabela 45e Tabela 46; [8]Tabela 20.

Tabela 72: Quantidade de cobre por potência para cada fonte

Planta	Kg/kW
Eólica	2,5
Hidráulica	2,0
Biomassa	1,2
Geotermia	4,0
FV	8,8
Oceano	1,5
CSP	4,0

Fonte: ICA (2010). Em vermelho: estimativa do consultor.

Tabela 73: Quantidade mínima e máxima de cobre adicional projetada para 2020 (em toneladas)

	Brasil (2019)	Argentina (2020)	Chile (2020)	Peru (2020)	Colômbia (2020)	Venezuela (2013)	México (2020)	América Central (2015)	Total (min-max)
Energia eólica	15000-19500	500-20000	2500-15310	0-1010	20-250	430	4310	290	23050-61100
PCH	13930	2010	1230-1350	0-1020	1020-1200	0	930	0	19120-20440
Biomassa	10230	360-1200	460-2090	120	220	0	120	130	11640-14110
Energia geotérmica	0	0-800	0-1950	500-1600	220	0	500	100	1320-5170
Solar fotovoltaica	0	0-4400	40	700	0	0	0	0	740-5140
Oceanos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CSP	780	1200	0-3880	0	0	0	0	0	1980-5860
Total	39940 – 44440	4070 – 29610	4230-24620	1320-4450	1480-1890	430	5860	520	57850-111820

4 Referências Bibliográficas

AAEE, Asociación Argentina de Energía Eólica. 2010a. Capsa/Capex Projects a Mega Wind Park Between Chubut and Santa Cruz, Março 19. http://www.argentinaeolica.org.ar/portal/index.php?option=com_content&task=view&id=670&Itemid=1&lang=en.

———. 2010b. Argentine Company SIMA Makes a Deal with VESTAS. Março 30. http://www.argentinaeolica.org.ar/portal/index.php?option=com_content&task=view&id=695&Itemid=3.

———. 2010c. Página Web www.argentinaeolica.com.ar

AAH, Asociación Argentina de Hidrógeno. 2010. Asociación Argentina de Hidrógeno – Página Web. www.aah2.org.ar

ABEEólica, Associação Brasileira de Energia Eólica. [s.d.]. ABEEólica- Página Web. http://www.abeeolica.org.br/zpublisher/materias/quem_somos.asp?id=19175.

ABEER, Associação Brasileira das Empresas de Energia Renovável. [s.d.]. ABEER- Página Web. http://www.abeer.org.br/index.html.

Abengoa Chile. [s.d.]. Abengoa Chile - Soluciones Innovadoras para el Desarrollo Sostenible - Página web. http://www.abengoa.cl/index.php?option=com_content&task=blogsection&id=4&Itemid=63.

ABENS, Associacão Brasileira de Energia Solar. [s.d.]. ABENS-Página Web. http://www.abens.org.br/apre.php.

ABO Wind.[s.d.].ABO Wind Argentina. http://www.abo-wind.com/en/the_company/argentina.html.

ACCE, Asociación Colombiana de Comercializadores de Energía. [s.d.]. ACCE - Página Web. www.acce.com.co/.

Accenture. [s.d.]. Accenture en Argentina - Página Web. http://www.accenture.com/Countries/Argentina.

Accenture Chile.2010. Accenture Chile -Página web. http://www.accenture.com/Countries/Chile/About_Accenture/default.htm.

Acciona. 2010. Acciona-Página web. http://www.acciona.es/l%C3%ADneas-de-negocio/energ%C3%ADa.

ACERA, Asociación Chilena de Energías Renovables a.g. 2010. Meta del gobierno requerirá 500MW/a de nueva capacidad renovable de aquí al 2020 (BNA). http://www.acera.cl/v2/meta-del-gobierno-requerira-500mwa-de-nueva-capacidad-renovable-de-aqui-al-2020-bna/.

———. 2010. ACERA -Página web. http://www.acera.cl/v2/.

ACESOL, Asociación Chilena de Energía Solar. [s.d.]. ACESOL-Página web. http://www.acesol.cl/index.php?option=com_content&task=view&id=1&Itemid=12.

ACODAL, Asociación Colombiana de Ingeniería Sanitaria y Ambiental. [s.d.]. ACODAL - Página Web. http://www.acodal.org.co/.

ACOLGEN, Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica. [s.d.]. ACOLGEN - Página Web. http://www.acolgen.org.co/.

ACP, Grupo. [s.d.]. GRUPO ACP - Página Web. http://www.grupoacp.com.pe/.

ADECE, Agência de Desenvolvimento do Ceará. 2009. Suzlon estuda fábrica no CE. Setembro 11. http://www.adece.ce.gov.br/noticias/texto.php?Noticia=154.

———. 2010. Fuhrländer terá montadora de aerogeradores no Ceará. Fevereiro 4. http://www.adece.ce.gov.br/noticias/texto.php?Noticia=191.

ADINELSA, Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica. [s.d.]. ADINELSA - Página Web. http://www.adinelsa.com.pe/.

AECIC, Asociación de Empresas Consultoras de Ingeniería de Chile A.G. [s.d.]. AECIC-Página web. http://www.aic.cl/?page_id=1363&lang=es.
Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica. [s.d.]. Agencia - Página Web. http://www.agencia.gov.ar/.
———. [s.d.]. Informe de Gestão 2008/2009.
Agencia Nova. 2010. Invertirán 246 Millones en Proyectos de Energías Renovables, Maio 17. http://www.agencianova.com/nota.asp?n=2010_5_17&id=17997&id_tiponota=30.
Aldar. 2010. Aldar - Página Web. www.aldar.com.ar
ANDENERGY. [s.d.]. ANDENERGY - Página Web. http://www.andenergy.org/.
Andina. 2008. Potencial de Generación de Electricidad con Geotermia en Perú Asciende a unos 3,000 Mw, Janeiro 16. www.andina.com.pe/Espanol/Noticia.aspx?id=0JOJr0a2F54=.
ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2010. BIG - Banco de Informações de Geração. http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp.
———. 2004a. Resolução Normativa n° 77 de 2004. Agosto 18. http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2004077.pdf.
———. 2004b. Resolução Normativa n° 83 de 2004. Setembro 20. http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004083.pdf.
———. 2006. Resolução Normativa n° 247 de 2006. Dezembro 21. http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2006247.pdf.
Anon. [s.d.]. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB)-Página Web. http://www.cresesb.cepel.br/.
ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2009. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. http://www.anp.gov.br/?pg=15537&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1271179417836.
APEGER, Asociación Peruana de Energías Renovables. 2009. Revisión del Estudio Realizado por la Empresa Electrical System Consultant SRL: "Máxima Cpacidad de Generación Eólica a ser Instalada en las Zonas Norte, Sur Medio y Sur del SEIN". Outubro 12.
APEMEC, Asociacion de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas. 2010. APEMEC-Página web. http://www.apemec.cl/index.php?id=13.
APES, Asociación Peruana de Energía Solar y del Ambiente. [s.d.]. APES - Página Web. http://www.perusolar.org/.
APMPE, Associação Brasileira dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica.2010. APMPE-Página Web. http://www.apmpe.com.br/zpublisher/materias/Associacao.asp?id=16708.
APROTEC. [s.d.]. APROTEC - Página Web. http://www.aprotec.org/.
AreaMinera. 2009. Exitoso proceso de licitación para exploración geotérmica en Chile , Agosto 27. http://www.aminera.com/noticias-generales/1-latest-news/19116-exitoso-proceso-de-licitaciara-exploracieotica-en-chile-.html.
ArgBioInvest.[s.d.]. ArgBioInvest - Página Web. http://www.argbioinvest.com/.
Artieda, Jorge Díaz. 2008. Importancia de la Generación de Electricidad a Partir de Recursos Geotérmicos apresentado em Situación y Perspectivas para el Desarrollo de la Geotermia en América Latina y el Caribe: El Caso de Perú, Dezembro. www.cepal.org/drni/noticias/noticias/0/34940/Jorge_Diaz.pdf.
ASADES, Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente. ASADES, Página Web. www.asades.org.ar
Asal, Shafik, e Rémi Marcus. 2005. Biomass Energy Potential in Argentina. Novembro.
Asocaña, Asociación de Cultivadores de Caña de Azúcar de Colombia. 2010. *Informe Anual 2009-2010*. http://www.asocana.org/.
ASOCARS, Asociacion de Corporaciones Autónomas Regionales y de Desarrollo Sostenible. [s.d.]. ASOCARS - Página Web. http://www.asocars.org.co/.
ASOCODIS, Asociación Colombiana de distribuidores de Energía Eléctrica. [s.d.]. ASOCODIS -

Página Web. www.asocodis.org.co.
AVEOL, Asociacion Venezolana de Energia Eolica. 2010. AVEOL-Página web. http://www.aveol.org.ve/Como_contribuir.html.
Barroso, Luiz A., Bernardo Bezerra, e Bruno Flach. 2009. Mecanismos de mercado para viabilizar a suficiência e eficiência na expansão da oferta e garantir o suprimento de eletricidade na segunda "onda" de reformas nos mercados elétricos da América Latina. Setembro 24. http://www.psr-inc.com/psr/download/saveas.php?downfile=papers/livrocigrecapx(luizbarroso)24.09.09.pdf.
Bastidas, Édgar A. Nuñez. 2010. Colombia podrìa generar posible energía geotérmica en el 2013. *Portafolio.com.co*, Janeiro 12. http://www.portafolio.com.co/bienestar/cienciaytecnologia/ARTICULO-PRINTER_FRIENDLY-PRINTER_FRIENDLY_PORTAFOL-6936787.html.
BID, Banco Interamericano de Desenvolvimento. 2010. Perfil de Proyecto- Programa de Energia Sostenible-Chile. http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=35022969.
———.2010. Projeto: Energia Sostenible en Chile. http://www.bid.org.uy/projects/project.cfm?id=CH-L1048&lang=pt.
———. 2010. Banco Interamericano de Desenvolvimento - Página Web. http://www.iadb.org/.
———. 2010. O BID e o Brasil. http://www.iadb.org/NEWS/detail.cfm?language=Portuguese&ARTID=2843&id=2843.
———. 2009. Instrumentos del Banco Interamericano de Desarrollo para Impulsar el Financiamiento de Proyectos de Energías Renovables y Biocombustibles apresentado em Congreso de Energías Renovables y Biocombustibles (COBER III), Novembro 14.
BioEn. [s.d.]. BioEn - Página Web. http://www.bioen.com.ar/.
Bionersis. [s.d.]. Bionersis - Página Web. http://www.bionersis.com/.
Bioware. 2010. Bioware - Página Web. http://www.bioware.com.br/secoes.aspx?id=21&pai=9.
BNDES, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. 2010. BNDES-Página Web. http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_renovaveis.html.
BRASELCO. 2010. BRASELCO Serviços -Página Web. http://www.braselco.com.br/index.php?option=com_content&view=article&id=10&Itemid=8&lang=pt.
Brasil Econômico. [s.d.]. EUA e BID criam centro de inovação de energia para América Latina. http://www.brasileconomico.com.br/noticias/eua-e-bid-criam-centro-de-inovacao-de-energia-para-america-latina_80719.html.
Brendstrup, Hugo. ¿Por Qué Todavia no Tenemos Grandes Parques Eólicos? http://www.invap.net/indus/eolica/situacion.html.
BUNCA (2009): "Estructura arancelaria e incentivos a la eficiencia energética en el sector eléctrico de Centroamérica" dentro del Proyecto Regional de Eficiencia Energética en los Sectores Industrial y Comercial (PEER), San José, Costa Rica.
CADEGE, Cámara Argentina de Generadores Eólicos. 2010. Cámara Argentina de Generadores Eólicos – Página Web. www.cadege.org.ar
CADER, Cámara Argentina de Energías Renovables. 2010. CADER - Página Web. http://www.argentinarenovables.org/.
———. 2009. Estado de la Indústria Eólica en Argentina 2009.
CAF, Corporación Andina de Fomento. 2010. CAF - Página Web. http://www.caf.com/view/index.asp?ms=19.
———. 2010. Informe Anual 2009.
CALDEMA. 2010. CALDEMA -Página Web. http://www.caldema.com.br/index_portugues_1024.html.

CAMMESA, Compañia Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [s.d.]. CAMMESA - Página Web. http://portalweb.cammesa.com/default.aspx.
———. 2009a. Datos Relevantes - Mercado Eléctrico Mayorista - Ano 2008.
———. 2009b. Los Procedimientos. portalweb.cammesa.com/Pages/Institucional/Empresa/procedimientos.aspx.
Canal Bioenergia.2010. O jornal da bioenergia-Página Web. http://www.canalbioenergia.com.br/secao.php?idSecao=227.
Canal Energia. 2010. Usina maremotriz deve iniciar produção em outubro no Ceará - Pesquisa Google. Março 31.
Canazio, Alexandre. 2009. BNB reserva R$ 3,5 bilhões para energia em 2010. Outubro 16. http://www.bioenergy.com.br/imprensa/103.pdf.
Capital Lions. [s.d.]. Capital Lions - Página Web. http://www.capitallions.com/.
Carioca, Jose Osvaldo BesrraCarta. 2010. Informativo Cenea. Maio 26.
Casa Civil. 2002. Lei n° 10.438 de 2002. Abril 26. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/2002/L10438.htm.
———. 2004a. Lein° 10.848 de 2004. Março 15. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm.
———. 2004. Decreto n°5.163 de 2004. Julho 30. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm.
Caspary, Georg. 2009. Gauging the future competitiveness of renewable energy in Colombia. *Energy Economics* 31, n. 3 (Maio): 443-449. doi:doi: DOI: 10.1016/j.eneco.2008.12.007.
CBEE, Centro Brasileiro de Energia Eólica. 2010. CBEE-Página Web. http://www.eolica.org.br/index_por.html.
CBSolar, Centro Brasileiro para Desenvolvimento da Energia Solar Fotovoltaica. [s.d.]. CB-Solar-Página Web. http://www.pucrs.br/cbsolar/index.htm.
CDEAM, Centro de Desenvolvimento Energético do Amazonas. [s.d.]. CDEAM-Página Web. http://www.cdeam.ufam.edu.br/index.php?pag=ocedeam&lnk=3.
CDM, Clean Development Mechanism. [s.d.]. CDM - Página Web. http://cdm.unfccc.int/index.html.
———. 2008. Clean Development Mechanism Project Design Document Form - Bionersis Project Peru 1. Novembro 10. cdm.unfccc.int/Projects/DB/TUEV-SUED1234536437.18/view.
———. 2009a. Clean Development Mechanism Project Design Document Form - FEDEPALMA Sectoral CDM Umbrella Project for Methane Capture, Fossil Fuel Displacement and Cogeneration of Renewable Energy.Abril 10. cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1215586512.61/view.
———. 2009b. Clean Development Mechanism Project Design Document Form - Displacement of the Electricity of the National Electric Grid by the Auto-Generation of Renewable Energy in the Cañaveralejo Wastewater Treatment Plant of EMCALI in Cali, Colombia. Julho 30. cdm.unfccc.int/Projects/DB/RINA1226653165.18/view.
———. 2009c. Clean Development Mechanism Project Design Document Form - Doña Juana Lanfill Gas-to-Energy Project. Setembro 8. cdm.unfccc.int/Projects/DB/TUEV-SUED1241446939.84/view.
———. 2010. Clean Development Mechanism Project Design Document Form - Bionersis LFG Project Colombia 2. Maio 6. cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1264777801.97/view.
Ceará, Governo do Estado do. 2010. CTTC será Centro de Excelência para capacitação tecnológica — :: SECITECE - Secretaria da Ciência, Tecnologia e Educação Superior :: http://www.sct.ce.gov.br/noticias/cttc-sera-centro-de-excelencia-para-capacitacao.
———. 2009. Lei Complementar n° 81. Setembro 2. http://www1.al.ce.gov.br/legislativo/tramit2009/lc81.htm.
CEAC (2007): Consejo de Electrificación de América Central “Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación, periodo 2006-2020”.

CECADE, Centro de Capacitación para el Desarrollo. [s.d.]. CECADE - Página Web. http://www.cuscosolar.org/presentacion.html.
CEDECAP, Centro de Demonstración y Capacitación en Tecnologías Apropriadas. [s.d.]. CEDECAP - Página Web. http://www.cedecap.org.pe/.
CELAPEH, Centro Latinoamericano para la Pequeña Hidroeléctrica. [s.d.]. CELAPEH - Página Web. http://celapeh.org/.
CEMEX Colombia. [s.d.]. CEMEX Colombia - Página Web. http://www.cemexcolombia.com/index.asp.
CENBIO. 2010. Centro Nacional de Referência em Biomassa (CENBIO)-Página Web. http://cenbio.iee.usp.br/quemsomos.htm.
CENEH. 2010. Centro Nacional de Referência em Hidrogênio (CENEH)-Página Web. http://www.ifi.unicamp.br/ceneh/objetivos.htm.
CENERGIA, Centro de Conservacion de Energia y Medio Ambiente. [s.d.]. CENERGIA - Página Web. http://www.cenergia.org.pe/.
CENICAÑA, Centro de Investigación de la Caña de Azúcar de Colombia. [s.d.]. CENICAÑA - Página Web. http://www.cenicana.org/.
———Carta. 2010. Comunicação com CENICAÑA - Programas em Energia. Junho 21.
CEPAL, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe. 2008. Situación y Perspectivas para el Desarrollo de la Geotermía em América Latina y el Caribe. In . Lima, Peru, Dezembro. www.cepal.org/drni/noticias/noticias/0/34940/Agenda_Peru.pdf.
CEPAL (2007): Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020:120.
CEPAL (2009). ISTMO CENTROAMERICANO: LAS FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA Y EL CUMPLIMIENTO DE LA ESTRATEGIA 2020: 83.
———. [s.d.]. CEPEL- Página Web. http://www.cepel.br/organizacao/organizacao.shtm.
CER, Centro de Energías Renovables. 2010. CER -Página web. http://www.cer.gov.cl/sobre-el-cer/quienes-somos/.
CER, Centro de Energías Renovables y Uso Racional de la Energía. [s.d.]. CER - Página Web. http://cer.uni.edu.pe/.
CERBIO, Centro Brasileiro de Referência em Bio Combustíveis. 2010. Cerbio- Página Web. http://www.tecpar.br/cerbio/.
CERPCH, Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas. 2010. CERPCH-Página Web. http://www.cerpch.unifei.edu.br/.
CFE. (2010). "Transmisión y distribución " Retrieved 14 de Marzo, 2010, from http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/queEsCFE/estadisticas/Paginas/Transmisionydistribucion.aspx.
CFEE, Consejo Federal de la Energía Eléctrica. [s.d.]. Consejo Federal de la Energía Eléctrica. http://www.cfee.gov.ar/index.php.
CGEE, Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. 2010. Energia solar fotovoltaica no Brasil: subsídios para tomada de decisão. http://www.cgee.org.br/atividades/redirect.php?idProduto=6392.
Chacon, Nelson Libardo Forero. 2009. Presente y Futuro de las Energías Renovables en Colombia.
CIDET, Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico Sector Eléctrico Colombiano. [s.d.]. CIDET - Página Web. http://www.cidet.com.co/.
CIE, Centro de Innovación Energética. 2010. CIE -Página web. http://www.utfsm.cl/innovacion/cie.html.
CIEN, Centro de Innovación en Energía. 2010. CIEN-Página web. http://www.uai.cl/energia/quienes.html.
CM Sudamérica. [s.d.]. CM Sudamérica - Página Web. http://www.cmsudamerica.com.ar/.
CNE, Comisión Nacional de Energía. 2010. CNE. http://www.cne.cl/cnewww/opencms/01_Institucional/Quienes_Somos/quienes_somos.html.

———.2010. Convenio CNE-GTZ. http://www.cne.cl/cnewww/opencms/03_Energias/Renovables_no_Convencionales/convenio_cnegtz.html.
———. 2010. Instrumentos de Fomento- Renovables no Convencionales. http://www.cne.cl/cnewww/opencms/03_Energias/Renovables_no_Convencionales/instrumentos_fomento.html.
———. 2006. Energía para un Desarrollo Sustentable. http://docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:Evqo4GqZNzQJ:www.academia-ciencias.cl/download.php%3Ffile%3Dtalleres/cstierra/energia_p_serra.pdf+Ley+Corta+I+19.940+Chile&hl=pt-BR&gl=br&pid=bl&srcid=ADGEESg2HE50EZBNYF2fWlt2hqLnoTqTHgnAq2u-eAPwaQHNTL9gUIGtcNdVJFy1EoMG5QS3DnxB74B4nld99aoyRvMigBERP-x0Tf7AP1Ki4OwuJJ3vCLiIGXJmyYxJtNXYO5zJW8HM&sig=AHIEtbToE_CiUg3iStGmxsYfrUx-AZ9RwA.
———. 2008. Política Energética: Nuevos Lineamientos-Transformando la crisis energética en una oportunidad. http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12_Utiles/banners/politica_energetica.pdf.
———. 2009a. “Bases de licitación”. Planta de Concentración Solar Termoeléctrica. http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/05_Public_Estudios/Road_Show_Solar/Javier_Garcia_Presentacion_CSP.pdf.
———. 2009b. Gobierno presentó los alcances de las bases de licitación de los concursos solares para el Norte Grande. Dezembro 4. http://www.cne.cl/cnewww/opencms/02_Noticias/10.0.1.1.energia/index/noticia_detalle.jsp?noticia=/02_Noticias/10.0.1.1.energia/10.0.1.1.3.ernc/f_noti_0412009.html&nom=ERNC.
CNE, Comisión Nacional de Energía, e Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH GTZ. 2009. Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. http://www.gtz.de/de/dokumente/sp-ERNC-mercado-electrico-chileno.pdf.
CNEA, Comisión Nacional de Energía Atómica. [s.d.]. CNEA - Página Web. http://www.cnea.gov.ar/xxi/.
CNPMLTA, Centro Nacional de Producción Más Limpia. [s.d.]. CNPMLTA - Página Web. http://www.cnpml.org/html/principal.asp.
Coelho, Jamille. 2010. PE entra no circuito da indústria eólica do País. Maio 13. http://www.folhape.com.br/index.php/noticias-economia-folha-de-pernambuco/566573-pe-entra-no-circuito-da-industria-eolica-do-pais.
COES SINAC, Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. [s.d.]. COES - Página Web. http://www.coes.org.pe/coes/index.asp.
———. 2010a. Estadísticas 2009.
———. 2010b. Procedimientos Técnicos COES-SINAC.
COFIDE, Corporación Financiera de Desarrollo. [s.d.]. COFIDE - Página Web. http://www.cofide.com.pe/.
COGEN, Associação da Indústria de Cogeração de Energia. 2010. COGEN- Página Web. http://www.cogensp.com.br/.
Colbún. 2010. Colbún-Página web. http://www.colbun.cl/quienes_somos/index.html.
COLCIENCIAS, Instituto Colombiano para el Desarrollo de la Ciencia y la Tecnología "Francisco José de Caldas". [s.d.]. COLCIENCIAS - Página Web. http://www.colciencias.gov.co/web/guest/home.
———. 2008. Plan Estratégico Institucional 2007-2010. Janeiro. colciencias.gov.co/c/document_library/get_file?p_l_id=10202&folderId=136516&nam

e=DLFE-3135.pdf.
Coltecnica Ltda. [s.d.]. Coltecnica Ltda - Página Web. http://www.coltecnica.com/.
———Carta. 2010. Comunicação com Coltecnica. Junho 22.
———. 2009. Gobierno presentó los alcances de las bases de licitación de los concursos solares para el Norte Grande. Dezembro 4. http://www.cne.cl/cnewww/opencms/02_Noticias/10.0.1.1.energia/index/noticia_detalle.jsp?noticia=/02_Noticias/10.0.1.1.energia/10.0.1.1.3.ernc/f_noti_0412009.html&nom=ERNC.
COMSA EMTE. [s.d.]. COMSA EMTE - Página Web. http://www.comsaemte.com/wps/portal/.
CONAMA, Comisión Nacional del Medio Ambiente. 2010. CONAMA-Página web. http://www.conama.cl/portal/1301/propertyvalue-15428.html.
CONCYTEC, Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica. [s.d.]. CONCYTEC - Página Web. http://portal.concytec.gob.pe/.
———. 2009a. Plan Nacional de Ciencia, Tecnología y Innovación Tecnológica para el Desarrollo Social y Productivo Sostenible 2009-2013.
———. 2009b. Alternativas Energéticas para el Desarrollo y Competitividad Regional. In .Setembro. http://portal.concytec.gob.pe/index.php/mn-cyt/actividades/2196-seminario-taller-alternativas-energeticas-para-el-desarrollo-y-competitividad-regional.html.
CONFAZ, Conselho Nacional de Política Fazendária. 1997. Convênio ICMS 101/97. Dezembro 12. http://www.fazenda.gov.br/confaz/confaz/convenios/ICMS/1997/CV101_97.htm.
———. 2010. Convênio ICMS 1, de 20 de janeiro de 2010. Janeiro 20. http://www.fazenda.gov.br/confaz/confaz/convenios/ICMS/2010/cv001_10.htm.
CONICET, Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas. [s.d.]. CONICET - Página Web. http://www.conicet.gov.ar/.
CONIF, Corporación Nacional de Investigación y Fomento Forestal. [s.d.]. CONIF - Página Web. http://www.conif.org.co/.
CORFO, Corporación de Fomento de la Producción. 2010. Resoluçãon° 370. Fevereiro 13. http://centralenergia.cl/uploads/2010/02/Reglamento-subsidio-lineas-acceso-a-troncal-proyectos-ERNC-RES-370.pdf.
CORPOELEC, Corporación Eléctrica Nacional. 2009. Situación Actual del Sistema Eléctrico Nacional. http://www.soberania.org/Informes/Informe_Edelca_Corpoelec_25-12-2009.pdf.
CREE, Centro Regional de Energía Eólica. [s.d.]. CREE - Página Web. http://www.eeolica.com.ar/.
CREE, Centro Regional de Energía Eólica, e República Argentina, Ministério de Planificación Federal, Inversión y Servicios Públicos MinPlan. 2006. SIG Eolico. http://www.sigeolico.com.ar/frameset.php.
CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gás. [s.d.]. CREG - Página Web. http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php.
CYTED, Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo. [s.d.]. Programa CYTED - Página Web. http://www.cyted.org/.
Dalkia. [s.d.]. Dalkia Argentina - Página Web. http://www.dalkia.com.ar/.
DAR, Derecho, Ambiente y Recursos Naturales. [s.d.]. DAR - Página Web. http://www.dar.org.pe/.
De Oca, Jaime Guerra Montes. 2009. Comunicado sobre Máxima Generación Eólica en el SEIN. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional COES-SINAC, Novembro 10. www.coes.org.pe/dataweb2/2009/web/informes/D1825.PDF.
Dedini, Indústrias de Base. 2010. Dedini S/A Indústrias de Base-Página Web. http://www.dedini.com.br/pt/energia.html.
Delanta. 2010. Delanta - Página Web. www.delanta.com.ar
DENERTEC. [s.d.]. DENERTEC - Página Web. http://www.denertec.com/.

DGER, República del Perú, Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electrificación Rural. 2008. Estudio del Plan Maestro de Electrificación con Energía Renovable en la República del Perú - Informe Final <Resumen Ejecutivo>. Agosto.
———. 2009. Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) Período 2009-2018. Outubro.
Diario El Patagónico. 2009. Sarmiento Instala Aerogeneradores, Setembro 15. http://www.lu17.com/a/2009/9/15/1bb54c6a-a1ec-11de-bf94-0013203d3072/sarmiento_instala_aerogeneradores_0.
Diário Salta. 2009. Proyectan Construir en Salta la Primera Usina con Energía Solar. Maio 27. www.diariosalta.com/noticias/salta/968-proyectan-construir-en-salta-la-primera-usina-con-energia-solar.
DIPRES. 2010. Informes Financieros de Proyectos de Ley. Acesso em: 09.04.2010. http://www.dipres.cl/574/propertyvalue-15388.html.
DOU, Diário Oficial da União. 2008. Portaria n° 36 de 2008. Novembro 26. http://www.institutoideal.org/docs/Portaria_36.pdf.
DR, Developing Renewables. 2006a. Peruvian Country Study: Part C - Country Maps. Fevereiro 9.
———. 2006b. Renewable Energy Potential - Country Report Peru.Outubro.
Dynamis. 2010. Dynamis- Página Web. http://www.dynamismecanica.com.br/energia.php.
EAPC Wind Energy Services.[s.d.]. EAPC - Página Web. http://eapcwindenergy.com/home.html.
Ecoloquia. 2010. La energía solar benefició a más de 130.000 venezolanos. http://ecoloquia.com/index.php?option=com_content&task=view&id=2098&Itemid=66.
Ecol News, 2010. Página web. Disponível em: http://www.ecolnews.com.br/brasil_eolica_pouco_investimento.htm. Acesso em: 14.07.2010
Econergy. 2006. IDB Financial Instruments for Advancing Clean Energy Investment in Latin America and the Caribbean. Julho.
Ecosistemas.2010. Ecosistemas-Página web. http://www.ecosistemas.cl/1776/propertyvalue-26582.html.
Ecothermia. [s.d.]. Ecothermia - Página Web. http://www.ecothermia.com/.
Ecoversa. [s.d.]. Ecoversa - Página Web. http://www.ecoversa.org/.
EEA.G, Empresas Eléctricas A.G. [s.d.]. Empresas Eléctricas A.G - Página web. http://www.electricas.cl/html/eelectricas.htm.
EI, electricidad interamericana. 2010. Exitoso debate de matriz energética de Chile para próximos 20 años. http://www.revistaei.cl/noticias/index_neo.php?id=17647.
EIA, U. S. Energy Information Administration. 2010. Venezuela Energy Data, Statistics and Analysis - Oil, Gas, Electricity, Coal. http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Venezuela/Background.html.
Elbe Technologies.[s.d.]. EB - Página Web. http://www.elbetechnologies.com/.
Eletrobras. 2010. Luz para Todos. http://www.eletrobras.com/ELB/data/Pages/LUMIS32AB99AAPTBRIE.htm.
———. 2009. Anexo à Portaria n° 60 de2009. Programa Luz para Todos. http://luzparatodos.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/Manual%20de%20Projetos%20Especiais.pdf.
EMGASUD.[s.d.]. EMGASUD - Página Web. http://www.emgasud.com.ar/.
Emprenda. [s.d.]. Emprenda - Página Web. http://www.emprenda.com.ar/.
Empresa de Pesquisa Energética (EPE), e Ministério de Minas e Energia (MME). 2010. Plano Decenal de Expansão de Energia 2019, versão para consulta pública. http://www.epe.gov.br/PDEE/PDE2019_03Maio2010_ConsultaPublica.pdf.
Empretec. [s.d.]. EMPRETEC - Página Web. http://www.empretec.org.ar/index.php.
ENARSA, Energía Argentina S.A. [s.d.]. ENARSA - Página Web. http://www.enarsa.com.ar/.
———. 2009. Licitación Pública Nacional y Internacional ENARSA nº EE 001/2009 - Provisión de

Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables - Pliego de Base y Condiciones. Maio.
———. 2010a. Licitación Pública Nacional y Internacional ENARSA nº EE 01/2010 - Provisión de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes Renovables - Biogás - Pliego de Base y Condiciones. Março.
———. 2010b. Licitación Pública Nacional y Internacional ENARSA nº EE 02/2010 - Provisión de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes Renovables - Resíduos Sólidos Urbanos - Pliego de Base y Condiciones. Março.
———. 2010c. Licitación Pública Nacional y Internacional ENARSA nº EE 03/2010 - Provisión de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes Renovables - Geotérmica - Pliego de Base y Condiciones. Março.
———. 2010d. Licitación Pública Nacional y Internacional ENARSA nº EE 04/2010 - Provisión de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes Renovables - Solar Térmica - Pliego de Base y Condiciones. Março.
ENARSA, Energía Argentina S.A., e República Argentina, Secretaría de Energía SEN. 2010. Programa GENREN - Adjudicación de Contratos de Abastecimiento con Fuentes Renovables de Energía Junho.
ENCAP, Escuela Naval de Cadetes Almirante Padilla. [s.d.]. Escuela Naval de Cadetes Almirante Padilla - Página Web. http://www.escuelanaval.edu.co/.
ENRE, Ente Nacional Regulador de la Electricidad. [s.d.]. ENRE - Página Web. http://www.enre.gov.ar/.
———. [s.d.]. Lista de Reguladores. http://www.enre.gov.ar/web/estad.nsf/(wInstitu)/2e4b68c2602db0b503256c2b0070c63e?OpenDocument.
Eólica Tecnologia. 2010. Eólica Tecnologia-Página Web. http://www.eolica.com.br/home/pt/index.php.
EPE, Empresa de Pesquisa Energética. 2007a. Plano Nacional de Energia 2030- Geração Termelétrica - Biomassa. http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_8.pdf.
———. 2007b. Plano Nacional de Energia 2030. http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/pne_2030/PlanoNacionalDeEnergia2030.pdf.
———. 2007c. Matriz Energética Nacional 2030. http://www.mme.gov.br/spe/galerias/arquivos/Publicacoes/matriz_energetica_nacional_2030/MatrizEnergeticaNacional2030.pdf.
———. 2009a. Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017. http://www.epe.gov.br/PDEE/20090803_1.pdf.
———. 2009b. Balanço Energético Nacional, ano base 2008. https://www.ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2009.pdf.
———. 2010. Balanço Energético Nacional, resultados preliminares. Ano base 2009. https://ben.epe.gov.br/downloads/Resultados_Pre_BEN_2010.pdf.
EPM, Empresas Públicas de Medellín. [s.d.]. EPM - Página Web. http://www.eeppm.com/epm/institucional/energia/conozcanos_presentacion.html.
ESMAP, Energy Sector Management Assistance Program. 2007. *Review of Policy Framework for Increased Reliance on Renewable Energy in Colombia - First Stage*.
ESOV, Energia Solar de Venezuela. S.A. [s.d.]. Energia Solar de Venezuela. S.A. - Página web. http://www.energiasolardevenezuela.com/home.htm.
ESTELA, European Solar Thermal Electricity Association, Greenpeace, e SolarPACES. 2009. Concentrating Solar Power Global Outlook 09- Why Renewable Energy is Hot. http://www.greenpeace.org/international/Global/international/planet-2/report/2009/5/concentrating-solar-power-2009.pdf.
Evonik Industries.[s.d.].Evonik Industries - Página Web. http://corporate.evonik.com/en/Pages/default.aspx.
EVWIND. 2009. Avanza el Parque Eólico de Gastre, de 1.340 MW, en Chubut, Argentina, Julho

10. http://www.evwind.es/noticias.php?id_not=651.
FCS, Fundación Chile Sustentable. [s.d.]. FCS- Página web. http://fchs.cl/espanol/noticias-6.htm.
FEN, Financiera Energética Nacional. [s.d.]. FEN - Página Web. http://www.fen.com.co/.
FFLA, Fundación Futuro Latinoamericano. [s.d.]. FFLA -Página web. http://www.ffla.net/index.php.
FINCyT, Programa de Ciencia y Tecnología. [s.d.]. FINCyT - Página Web. http://www.fincyt.gob.pe/web/.
FONAM, Fondo Nacional del Ambiente - Perú. 2010. Proyecto de Promoción de Oportunidades de Mercado para las Energías Limpias y Eficiencia Energética en el Perú. http://www.fonamperu.org/general/energia/promocion.php.
Fundación Bariloche. [s.d.]. Fundación Bariloche - Página Web. http://www.fundacionbariloche.org.ar/.
Fundación Bariloche, e BRP Ingenieros. 2007. *Consultoría para la Formulación Estratégica del Plan de Uso Racional de Energía y de Fuentes No Convencionales de Energía 2007-2015 - Informe Final*. Junho 15.
Fundación Bariloche, Unión Temporal e Universidad Nacional. 2010. PEN 2010-2030. Informe Final.
Gamarra, Rosario Gómez. 2009. Energías Renovable: Avances, Desafíos Novembro.
Garrad Hassan. 2009. Preliminary Site Selection-Chilean Marine Energy Resources. Maio 15. http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/05_Public_Estudios/descargas/estudios/texto10.pdf.
———. 2009. A Blueprint for Green Energy in the Americas.
Gautier, Vincent. 2010. Excerpt – Latin America Wind Power Markets and Strategies: 2010-2025. emerging energy research, Abril 30. http://www.emerging-energy.com/uploadDocs/SamplePages_LatinAmericaWindPowerMarketsandStrategies.pdf.
GCZ Ingenieros. [s.d.]. GCZ - Página Web. http://www.gczingenieros.com/index1.html.
GEA, Generación de Energías Alternativas. [s.d.]. GEA- Página web. http://www.gea.usm.cl/?page_id=109.
GEA, Grupo de Energias Alternativas. [s.d.]. GEA - Página Web. http://ingenieria.udea.edu.co/investigacion/gea/.
———. 2010. GEA- Página web. http://www.labc.usb.ve/Gea/index.html.
GEDAE, Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas. 2010. GEDAE-Página Web. http://www.ufpa.br/gedae/gedae.htm.
Genair. [s.d.]. Genair - Página Web. http://www.genairsolution.com/home.html.
GENSA, Gestión Energética. [s.d.]. GENSA - Página Web. http://www.gensa.com.co/.
GERSolar, Grupo de Estudios de la Radiación Solar. [s.d.]. GERSolar - Página Web. http://www.gersol.unlu.edu.ar/.
GIE, Gestión Integral Energética. [s.d.]. GIE - Página Web. http://www.gie.com.co/.
Globo.com. 2010. G1 > Economia e Negócios - NOTÍCIAS - Crise de energia na Venezuela faz Chávez decretar emergência. Fevereiro 8. http://g1.globo.com/Noticias/Economia_Negocios/0,,MUL1482274-9356,00.html.
Gómez, José Ramón. 2009. La Experiencia del BID en el Financiamento de Proyectos de Energía Renovable apresentado em WindAR 2009, Novembro.
Greenpeace. 2010. Greenpeace Brasil- Página Web. http://www.greenpeace.org/brasil/pt/quemsomos/.
———. [s.d.]. Greenpeace Chile - Página Web. http://www.greenpeace.org/chile/about.
Greenpeace, e Conselho Europeu de Energia Renovável EREC. 2007. [r]evolução energética – Perspectivas para uma energia global sustentável. http://www.greenpeace.org.br/energia/pdf/cenario_brasileiro.pdf.
Greenpeace, e European Renewable Energy Council (EREC). 2009. Energy [r]evolution- A

Sustainable Chile Energy Outlook.
———. 2009. [R]evolución Energética - Un Futuro Sustentable para la Argentina.
Greenpeace, European Renewable Energy Council EREC, e Greenpeace International. 2009. [R]evolución Energética - Un Futuro Sustentable para la Argentina.
Greenpeace, e European Solar Thermal Industry Association ESTIA. 2003. Energia Solar Termoelétrica 2020- Pasos Firmes Contra el Cambio Climático. http://www.greenpeace.org/raw/content/espana/reports/solar-termoelectrica-2020-pas.pdf.
Greenpeace, Global Wind Energy Council (GWEC), German Aerospace Centre (GAC). 2008. Global Wind Energy Outlook 2008. http://www.greenpeace.org/raw/content/italy/ufficiostampa/rapporti/eolico-2008.pdf.
GrupLAC, Plataforma SCienTI. [s.d.]. Grupo de Investigación en Eficiencia Energética y Energías Alternativas - GEAL. http://201.234.78.173:8080/gruplac/jsp/visualiza/visualizagr.jsp?nro=00000000002980.
———. [s.d.]. Grupo de Investigación en Oceanología (GIO). http://201.234.78.173:8080/gruplac/jsp/visualiza/visualizagr.jsp?nro=00000000000513.
———. [s.d.]. Uso Racional de la Energía y Preservación del Medio Ambiente. http://201.234.78.173:8080/gruplac/jsp/visualiza/visualizagr.jsp?nro=00000000001427.
———. [s.d.]. GIRES: Recursos - Energía - Sostenibilidad. http://201.234.78.173:8080/gruplac/jsp/visualiza/visualizagr.jsp?nro=00000000001047.
Grupo Palmero. [s.d.]. Grupo Palmero - Página Web. http://www.palmero.com/.
GRUPO-PUCP, Grupo de Apoyo al Sector Rural. [s.d.]. PUCP - Página Web. http://www.pucp.edu.pe/grupo/.
GTZ, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit. 2010. GTZ - Página Web. http://www.gtz.de/.
Guascor Wind. 2009. La empresa Vasca Guascor Construirá en Argentina el Mayor Parque Eólico del Mundo, Junho 9. http://www.guascorwind.com/noticias.php.
Guzowski, C., e M. Recalde. 2008. Renewable energy in Argentina: Energy policy analysis and perspectives. *International Journal of Hydrogen Energy* 33, n. 13 (Julho): 3592-3595. doi:doi: DOI: 10.1016/j.ijhydene.2007.11.032.
GVEP, Global Village Energy Partnership. [s.d.]. GVEP - Página Web. http://www.gvepinternational.org/.
———. 2009. IDEAS Energy Innovation Contest: Rural solar energy. http://www.gvepinternational.org/project/129/.
GWEC, Global Wind Energy Council. 2010a. Global wind power boom continues despite economic woes. http://www.gwec.net/fileadmin/documents/PressReleases/PR_2010/Annex%20stats%20PR%202009.pdf.
———. 2010b. Global installed wind power capacity 2008-2009. http://www.gwec.net/fileadmin/documents/PressReleases/PR_2010/Annex%20stats%20PR%202009.pdf.
Hernandez, Alberto Rodríguez. 2009. La Generación Distribuída y su Possible Integración al Sistema Interconectado Nacional Novembro 24.
Hernandéz, Nelson. 2008. Energias Alternativas. http://www.slideshare.net/energia/energias-alternativas-presentation.
Hidramsa. [s.d.]. Hidramsa - Página Web. http://www.hidramsa.com.co/.
Hidrored. [s.d.]. Hidrored - Página Web. http://cedecap.org.pe/hidrored/.

Higuera, José Mauricio. 2010. Ecopetrol le Apuesta Ahora a las Energías Alternativas. *El Tiempo*, Maio 25. www.eltiempo.com/archivo/documento/CMS-7725339.
HMV Ingenieros. [s.d.]. HMV Ingenieros - Página Web. http://www.h-mv.com/.
Horn, Manfred. 2008. Energías Renovables en el Perú apresentado em Seminario "Energía Solar y Responsabilidad Ambiental", Abril.
Hybrytec. [s.d.]. Hybrytec - Página Web. http://www.hybrytec.com/.
IAC, Instituto Agropolos do Ceará. 2010. Energia das marés: produção deverá começar em outubro. Março 30. http://www.institutoagropolos.org.br/blog/editorias/categoria/noticias/energia-das-mares-producao-devera-comecar-em-outubro.
———. 2009. PE-L1061 : Development of a New Sustainable Energy Matrix Program I. http://www.iadb.org/projects/Project.cfm?project=PE-L1061&Language=English.
———. 2010. Anexo Único - El Programa - Apoyo al Programa de Energía Renovable "Centrales Eólicas del Sur".
IAE, Instituto Argentino de la Energía. [s.d.]. IAE - Página Web. http://sitio.iae.org.ar/.
IAEA, International Atomic Energy Agency, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE) -Universidade Federal do Rio de Janeiro UFRJ, Centro Nacional de Referência em Biomassa CENBIO, e United States Department of Economic and Social Affairs USDESA. 2006. Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development. http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub1247_web.pdf.
Iberoperuana Inversiones. [s.d.]. Iberoperuana Inversiones - Página Web. http://www.iberoperuanainversiones.com/.
ICONTEC, Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. [s.d.]. ICONTEC - Página Web. http://www.icontec.org.co/Home.asp?CodIdioma=ESP.
IDEAM, Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. [s.d.]. IDEAM - Página Principal. http://www.ideam.gov.co/.
IEA, International Energy Agency. 2006. World Energy Outlook 2006. http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/weo2006.pdf.
———. 2009. Chile Energy Policy Review 2009.
IFIR, Instituto de Física Rosario. [s.d.]. IFIR - Página Web. http://new.ifir-conicet.gov.ar/.
IJFS, Industrias Juan F. Secco. [s.d.]. Isolux - Página Web. www.jfs.com.ar/
IMPSA. [s.d.]. IMPSA - Página Web. http://www.impsa.com.ar/.
———. [s.d.]. IMPSA-Página Web. http://www.impsa.com.ar/home.php?idioma=5.
INCAUCA. [s.d.]. INCAUCA - Página Web. http://www.incauca.com/.
INDENE, Universidad Simón Bolívar- Instituto de Energía. 2010. INDENE-Página web. http://www.usb.ve/conocer/institutos.html.
INENCO, Instituto de Investigación en Energías No Convencionales. [s.d.]. INENCO - Página Web. http://www.inenco.net/.
INGEMMET, Instituto Geológico Minero y Metalúrgico. [s.d.]. INGEMMET - Página Web. http://www.ingemmet.gob.pe/.
———. 2008. Resumen del Proyecto - GA-214 Evaluación del Potencial Geotérmico en Perú. Setembro 25. www.ingemmet.gob.pe/Documentos/Investigacion/SGC-F-036_2009_GA21.pdf.
Ingenio Providencia. 2009. Providencia Crece en el Negocio de Cogeneración. *Intranet Ingenio Providencia*, Novembro. http://www.ingprovidencia.com/xapps/newsService/bin/newsDetail.php?PHPSESSID=3322900da1b437a9e68c32fc997cec09&id=2120&fromMy=2.
INGEOMINAS, Instituto Colombiano de Geología y Minería. [s.d.]. INGEOMINAS - Página Web. http://www.ingeominas.gov.co/.
INGETEC. [s.d.]. INGETEC S.A. - Página Web. http://www.ingetec.com.co/.
INH, Instituto Nacional de Hidráulica de Chile. 2010. INH-Página web. http://www.inh.cl/cms/.

Integralandina, Energía. [s.d.]. Energia Integral Andina S.A - Página Web. http://www.energiaintegralandina.com/.
InterAmerican Eólica. [s.d.]. InterAmerican Eólica - Página Web. http://www.energiainnovadora.com/.
INTI, Instituto Nacional de Tecnología Industrial. [s.d.]. INTI - Página Web. http://www.inti.gov.ar/.
INVAP. [s.d.]. INVAP - Página Web. www.invap.net.
IPSE, República de Colombia, Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas. [s.d.]. IPSE - Página Web. www.ipse.gov.co.
———. 2009a. Construcción, Montaje y Puesta en Operación de Dos Aerogeneradores de 100 kW en la Alta Guajira de Colombia Setembro 29.
———. 2009b. Construcción y Puesta en Operación de 125 kW de Energía Solar Fotovoltaica para Diferentes Localidades de las Zonas No Interconectadas Setembro 29.
IRAM, Instituto Argentino de Normalización y Certificación. [s.d.]. IRAM - Página Web. http://www.iram.org.ar/.
IRE, International Renewables Energy. 2010. Estado de São Paulo faz mapa da energia limpa. http://www.internationalrenewablesenergy.com/index.php?pag=conteudo&id_conteudo=2867&idmenu=196&estado-de-sao-paulo-faz-mapa-da-energia-limpa.
ISAGEN.[s.d.]. ISAGEN - Página Web. http://www.isagen.com.co/.
———. 2010. Parque Eólico Jouktai.
ISES. [s.d.]. ISES do Brasil-Página Web. http://www.fotovoltaica.ufsc.br/ises/?estatuto.
Isolux Corsán. [s.d.]. Isolux - Página Web. http://www.isolux.es/.
ITDG, Soluciones Prácticas. [s.d.]. ITDG - Página Web. http://www.solucionespracticas.org.pe/.
Jaime Z. 2007. Avances en ENRC. Agosto 21. http://www.ccyd.cl/nuestra-empresa/informaciontaller/jaimezuazagoia.pdf.
Jannuzzi, Gilberto De Martino, Paulo Henrique de Mello Sant Ana, e Rodolfo Dourado Maia Gomes. 2009. Considerações sobre o Estágio do Conhecimento Nacional de Tecnologias de Energia e Oportunidades de Transferência de Tecnologia: contribuições para a COP-15.
Jannuzzi, Gilberto De Martino, Paulo Henrique de Mello Sant'Ana, Rodolfo Gomes, e José Angelo Paccola. 2008. Energias do Futuro.
Jannuzzi, Gilberto de Martino, Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella, e Rodolfo Dourado Maia Gomes. 2009. Avaliação dos Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes - SIGFI's.
JBIC, Japan Bank For International Cooperation. [s.d.]. JBIC - Página Web. http://www.jbic.org.br/.
Júnior, Roberto MeiraCarta. 2010. Desdobramentos do GT-GDSF. Março 25.
Kratex. [s.d.]. Kratex - Página Web. www.kratex.com.pe.
Latin Renewables.[s.d.].Latin Renewables. http://www.latinrenewables.com/.
LAWEA, Associación Latinoamericana de Energía Eólica. [s.d.]. LAWEA-Página Web. http://www.lawea.org/.
LAWEA, Wind Energy Association Latin America. 2009. Reporte Anual LAWEA 2009. http://www.lawea.org/documentos/Reporte%20Anual%20LAWEA%202009.pdf.
LER, Laboratorio de Energías Renovables. [s.d.]. LER - Página Web. http://www.lamolina.edu.pe/FACULTAD/AGRICOLA/ler/servicios.htm.
LTS, Laboratório de Tecnologia Submarina. [s.d.].LTS. http://www.lts.coppe.ufrj.br/index_br/index.php.
Magma Energy Corp. 2010. Magma Energy Corp - Página Web. http://www.magmaenergycorp.com/s/Home.asp.
MAN. [s.d.]. Man - Página Web. http://www.man.eu/MAN/en/.
Maple Energy. [s.d.]. Maple - Página Web. http://www.maple-energy.com/.

Márquez, Vicente Durán. 2009. Aprovechamiento de las Energías Renovables para la Preservación del Ambiente. Março 17. http://postgrado.unet.edu.ve/aniversario/ambiente/v_duran.pdf.
Marticorena, Manuel. 2009. Vientos Eléctricos. *El Comercio*, Novembro 2. elcomercio.pe/impresa/notas/vientos-electricos/20091102/363070.
Martins, Juliana Marinho Cavalcanti. 2010. Estudo dos principais mecanismos de incentivo às fontes renováveis alternativas de energia no setor elétrico. Universidade Estadual de Campinas.
mch, Minería Chilena. 2010a. Nuevas centrales geotérmicas inyectarían energía hacia 2014. http://www.mch.cl/noticias/index_neo.php?id=22692.
———. 2009. Grupo Español Instalará Primera Planta Solar en Chile. Agosto 14. http://www.mch.cl/noticias/index_neo.php?id=19495.
———. 2010b. Primera planta solar de Chile negocia con fondos de inversión. Abril 8. http://www.mch.cl/noticias/index_neo.php?id=23797.
McKinsey & Company. [s.d.]. McKinsey - Página Web. http://www.mckinsey.com/.
ME, Ministerio de Energía. 2010. Ministerio de Energía-Página web. http://www.minenergia.cl/minwww/opencms/01_Institucional/Quienes_Somos/quienes_somos.html.
Medeiros, Carolina. 2010a. | CanalEnergia | Matéria: Proinfa: resultados que incentivam|. Abril 1. http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/imprimir.asp?id=76902.
———. 2010b. Indústria de energias renováveis no Brasil deverá crescer mais que no mundo, mostra estudo. Abril 5. http://www.apmpe.com.br/zpublisher/materias/Noticias.asp?id=18071.
MEFR, Ministerio de Economia, Fomento y Reconstruccion. 2005. Ley n° 20.018 (Ley Corta II). Maio 19. http://centralenergia.cl/uploads/2009/12/Ley_corta_II_LEY-20018.pdf.
———. 2006. Decreto n° 244. Janeiro 17. http://centralenergia.cl/uploads/2009/12/Reglamento_medios_generacion_no_convencionales_Decreto-244.pdf.
———. 2008. Decreto n° 4. Abril 28. http://centralenergia.cl/uploads/2009/12/Reglamento_licitaciones_suministro_energia_Decreto-4.pdf.
MEM, República del Perú, Ministerio de Energía y Minas. [s.d.]. Atlas Eólico. http://dger.minem.gob.pe/AtlasEolico/PeruViento.html.
———. [s.d.]. Proyectos de Generación con Recursos Energéticos Renovelables (RER) - Adjudicados en la Primera Subasta RER (2010-02-12).
———. [s.d.]. MEM - Página Web. http://www.minem.gob.pe/.
———. 1979. Evaluación del Potencial Hidroeléctrico Nacional.
———. 2003. Atlas de Energía Solar del Peru. http://dger.minem.gob.pe/atlassolar/.
———. 2008. Portafolio de Proyectos de Generación y Transmisión en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Setembro.
———. 2009a. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.
———. 2009b. Concesiones Temporales en Etapa de Estudio. Novembro 6.
———. 2010a. Invitación de Expresión de Interés para Servicio de Consultoría - Convenio MEM - MEF. Abril 21. www.minem.gob.pe/descripcion.php?idSector=6&idTitular=2295.
———. 2010b. Concesiones Definitivas de Generación. Abril 30.
———. 2010c. Propuesta de Política Energética de Estado - Perú 2010-2040. Maio 31.
———. 2010d.Concesiones Temporales en Etapa de Estudio.
Mendonça, Elisângela. 2010. Revista Brasil Energia :: Adeus, Proinfa 2. Fevereiro 2. http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:l37kRkhAS-sJ:www.energiahoje.com/brasilenergia/noticiario/2010/02/02/403330/adeus-proinfa-2.html+%22Adeus,+Proinfa+2%22&cd=1&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br&client=firefox-a.
MENPET, Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. 2007. Resolución n° 77. Maio

15.
http://www.cpzulia.org/ARCHIVOS/MENPET_resol_077_reg_energ_renov_gac_15_05_07.pdf.
MH, Ministerio de Hacienda. 2009. Proyecto de Ley que Introduce Modificaciones a la Ley n° 19.657, sobre concesiones de energia geotermica. http://www.dipres.cl/574/articles-45164_doc_pdf.pdf
Millán, Idi Amin Isaac. 2009. La Energía Eólica en Colombia: Implicaciones para la Transmisión y la Operación apresentado em Foro de Energía Eólica, Julho 7.
Ministerio de Minería. 2009. Licitación-Concesiones de Exploración de Energía Geotérmica. http://www.minmineria.cl/574/articles-6483_recurso_2.pdf.
Ministério da Fazenda, 2009. Novas Medidas deEstímulo aoDesenvolvimento. http://www.fazenda.gov.br/portugues/documentos/2009/Novas%20Medidas%20Dezembro%202009.pdf
Mitsubishi.2010. Mitsubishi Chile Ltda. - Página web. http://www.mitsubishicorp.com/cl/es/bg/.
MME, República de Colombia, Ministerio de Minas y Energía. 2010. *Plan de Acción Indicativo PROURE 2010-2015*. Junho 1.
Mocarquer, Sebastian. 2009. Energías Renovables No Convencionales en Chile: Caso Eólico. Novembro 17. http://www.systep.cl/documents/Sebastian%20Mocarquer%20WindAr%202009.pdf.
MOURA, Acumuladores. 2010. Acumuladores MOURA- Página Web. http://www.moura.com.br/.
MP, Máquinas Piratininga. 2010. Máquinas Piratininga-Página Web. http://www.mpn.com.br/empresa/historia.html.
MPX. 2010. MPX : Soluções Integradas de Energia- Página Web. http://www.mpx.com.br/cgi/cgilua.exe/sys/start.htm?sid=3&lng=br.
MR Consultores. [s.d.]. MR Consultores - Página Web. http://www.mrconsultores.com.ar/.
MRP, Mainstream Renewable Power. 2010. Mainstream Renewable Power -Página web. http://www.mainstreamrp.com/pages/Chile.html.
Nakao, Makoto. 2008. Situación y Perspectivas para el Desarrollo de la Geotermia en América Latina y el Caribe: El Caso de Perú apresentado em Situación y Perspectivas para el Desarrollo de la Geotermia en América Latina y el Caribe: El Caso de Perú, Dezembro 5. www.cepal.org/drni/noticias/noticias/0/34940/Makoto_Nakao.pdf.
Neuquén, Governo da Província de. 2010. Se Pone En Marcha el Proyecto para Generar Energía Geotérmica.
Nogueira, Luiz A. Horta. 2005. Perspectivas de sostenibilidad energética en los países de la Comunidad Andina. http://www.eclac.org/publicaciones/xml/2/21212/lcl2240e.pdf.
Nogueira, Luiz Horta A. 2010. *Perpectivas de Sostenibilidad Energética en los Países de la Comunidad Andina*. Recursos Naturales e Infraestrutura. CEPAL, Março.
NRG Patagonia. [s.d.]. NRG Patagonia - Página Web. http://www.nrgpatagonia.com/.
OBSCE, Observatorio Colombiano de Energía. [s.d.]. OBSCE - Página Web. http://www.cid.unal.edu.co/cidnews/index.php/investigacion/grupos-de-investigacion.html.
———. 2007. Boletín del Observatorio Colombiano de Energía - nº 26.
Oceanicos, Universidad Nacional de Colombia, Grupo de Oceanografía e Ingeniería Costera. [s.d.]. Oceanicos - Página Web. http://oceanicos.unalmed.edu.co/.
OCyT, Observatorio Colombiano de Ciencia y Tecnología. 2009. Indicadores de Ciencia y Tecnología 2009.
OEFA, Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental. [s.d.]. OEFA - Página Web. http://www.oefa.gob.pe/.
OESP, O Estado de São Paulo. 2010. BID pretende financiar mais projetos de energias renováveis - planeta. Março 19. http://www.estadao.com.br/noticias/vidae,bid-

pretende-financiar-mais-projetos-de-energias-renovaveis,526638,0.htm.
Oliva, Jaime Bravo. 2010.Marco para el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en Chile. http://www.inacap.cl/tportal/portales/tpde7b8d91az109/uploadImg/File/presentaciones/JaimeBravo.pdf.
———. 2008. Energías Renovables No Convencionales- Marco General de Desarrollo. https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2008/1/IN75F/1/material_docente/objeto/176980.
OPSIS, Oficina de Operación de Sistemas Interconectados Venezuela. 2010. Energía Generada, Intercambiada y Consumida. Demanda Máxima, Factor de Carga y Factor de Coincidencia de las Empresas del S.I.N.em 2009. http://www.opsis.org.ve/parte_mes_acumulado/frame_energia_y_distribuida.html.
OSINERGMIN, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. [s.d.]. OSINERGMIN - Página Web. www.osinerg.gob.pe.
———. [s.d.]. Sistema de Información de Energías Renovables. www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html.
———. 2009. Bases para la Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables.
———. 2010a. Bases para la Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (Segunda Convocatoria).
———. 2010b. Acta Notarial de Adjudicación - Subasta de Suministros de Electricidad con Recursos Energético Renovables. Fevereiro 12.
Pampa Energía. [s.d.]. Pampa Energía - Página Web. http://www.pampaenergia.com/sp/Home.asp.
Panomarenko, Silvia. 2009. Alemanes Interesados en Generar Energía Eólica en Río Negro. *LU17.com*, Agosto 11. http://www.lu17.com/a/2009/8/11/f41e0b12-86af-11de-bb2e-0013203d3072/alemanes_interesados_en_generar_energ__a__1250076467.
Paraíba, Governo da. 2010. Instalação de 18 novas empresas na Paraíba gera 1.716 empregos. http://www.ew3.com.br/cinep/artigo.php?id=20100317030835.
Paramonga, Agro Industrial. [s.d.]. Paramonga - Página Web. http://www.agroparamonga.com/.
Parra, Rafael Ricardo Torres. 2003. Estudio del Potencial en Colombia para el Aprovechamiento de la Energía No Convencional de los Oceános.
Pastor, Viviana. 2009. San Juan: La Planta Solar Ocupará 15 Has. y Estará en Ullum. *Diário de Cuyo*, Julho 2. http://www.diariodecuyo.com.ar/home/new_noticia.php?noticia_id=350395.
Pernambuco, Governo do Estado de. 2010. SUAPE// RM Eólica inaugura fábrica amanhã. Maio 11. http://www.sje.pe.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=4120:suape-rm-eolica-inaugura-fabrica-amanha&catid=1:latest-news&Itemid=50.
PERUINCUBA, Asociación Peruana de Incubadoras de Empresas. [s.d.]. PERUINCUBA - Página Web. http://www.peruincuba.net/portal/.
Petromont, Petrolera Monterrico. [s.d.]. Petromont - Página Web. http://www.petroleramonterrico.com/.
Planta Experimental de Hidrógeno. [s.d.]. Planta Experimental de Hidrógeno - Página Web. http://www.h2truncado.com.ar/.
Plataforma Escenarios. 2010. Plataforma Escenarios Energeticos Chile 2030. http://www.escenariosenergeticos.cl/wp/nuevos-escenarios-resultados/.
PMA, Portal do Meio Ambiente. [s.d.]. Portal do Meio Ambiente-Página Web. http://www.portaldomeioambiente.org.br/index.php?option=com_content&view=article&id=1504:energias-alternativas&catid=947:agenda-socioambiental&Itemid=734.
Portal Energía. 2009. Grupo coreano desembarca en Chile con ambicioso proyecto solar.

Janeiro 13. http://www.portalenergia.cl/int_noticia.php?edicion=82&noticia=1715.
Portal Energia Hoje. 2005. Ceará investe em energia eólica. Novembro 23. http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:YfaBbx919FgJ:www.energiahoje.com/index.php%3Fver%3Dmat%26mid%3D9287+rograma+de+Desenvolvimento+da+Cadeia+Produtiva+Geradora+de+Energia+E%C3%B3lica-PROE%C3%93LICA&cd=3&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br&client=firefox-a.
Portal PCH, 2010. Página web. Disponível em: http://www.portalpch.com.br/index.php?option=com_content&view=article&id=4000:30082010-resultado-dos-leiloes-de-fontes-alternativas-frustra-empreendedores-de-pchs-e-de-biomassa&catid=1:ultimas-noticias&Itemid=98. Acesso em: 14.07.2010
Porto, Laura. 2006. Proinfa: Política Pública de Energia Renovável. Agosto 18. http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/politica_publica.pdf.
PRAINSA. 2007. Torres Prefabricadas de Hormigón - Catálogo.
PRIEN, Programa de Estudios e Investigaciones en Energía. [s.d.]. PRIEN-Página web. http://www.prien.cl/quienes_somos_1.htm.
QMAX. [s.d.]. QMAX - Página Web. http://www.qmax.com.ar/.
Ramírez, Riquel Mitma. 2009. Foro IX: Análise de la Promoción y Avances de las Energías Renovables y la Bioenergía en el Perú Novembro 14.
RANAV, Radio Nacional de Venezuela. 2009. Gobierno invertirá $ 20 mil millones en desarrollo del sector eléctrico. Maio 29. http://www.rnv.gov.ve/noticias/index.php?act=ST&f=4&t=98528.
Ravelo, Oswaldo, e Miguel Sepúlveda. 2009. Energía Eólica en Venezuela. http://www.vitalis.net/PONENCIAS%20V%20Seminario%20Ecoeficiencia/3.%20Ponencia%20La%20energ%C3%ACa%20eolica%20en%20Venezuela.%20Miguel%20Sepulveda.pdf.
RBV, República Bolivariana de Venezuela. 2007. Líneas Generales del Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013. http://portaleducativo.edu.ve/Politicas_edu/planes/documentos/Lineas_Generales_2007_2013.pdf.
REA, Red Energía Alternativa. [s.d.]. Red Energía Alternativa - Página Web. http://redenergiaalternativa.org/.
Recordon, Eduardo. 2009. Siemens Energías Renovables.
REEEP, Renewable Energy & Energy Efficiency Partnership. 2009. Policy DB Details: Peru (2009). http://www.reeep.org/index.php?id=9353&text=policy&special=viewitem&cid=28.
REVE. 2009. Hasta 640 MW de Generación Eólica Podrían Conectarse al Sistema. *Perú por la Energia Limpia*, Outubro 9. energiaslimpias.wordpress.com/2009/10/21/hasta-640-mw-de-generacion-eolica-podrian-conectarse-al-sistema-coes/.
Rincón, Andrea Díaz. 2007. Identificación y evaluación de un conjunto de medidas para incentivar la penetración de energía renovable en la generación de electricidad en Colombia. Universidad de los Andes. biblioteca.uniandes.edu.co/Tesis_2007_segundo_semestre/00003329.pdf.
RM, Soluções em Infraestrutura. 2010. BNDES projeta investimentos de R$ 98 bilhões em energia elétrica entre 2010 e 2013. Maio 25. http://www.rminfraestrutura.com.br/index.php/en/news/296-bndes-projeta-investimentos-de-r-98-bilhoes-em-energia-eletrica-entre-2010-e-2013.
Royce, Karl. 2002. Electricidad Andina, SIIF to develop 65MW hydro projects. *Business News America*, Dezembro 10. http://www.bnamericas.com/news/electricpower/Electricidad_Andina,_SIIF_to_develop_65MW_hydro_projects.
Ruiz, B.J., e V. Rodríguez-Padilla. 2006. Renewable energy sources in the Colombian energy

policy, analysis and perspectives. *Energy Policy* 34, n. 18 (Dezembro): 3684-3690. doi:doi: DOI: 10.1016/j.enpol.2005.08.007.
S.A.W.E, South America Wind Energy.2010.S.A.W.E- Página Web. http://www.sawe.com.br/index.php?option=com_content&task=view&id=12&Itemid=26.
SADS, República Argentina, Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. Página Web. www.ambiente.gov.ar
SAG, Servicios Ambientales y Geográficos. [s.d.].SAG - Página Web. http://www.sag-sa.com/.
Salamoni, Isabel Tourinho. 2009. Um programa residencial de telhados solares para o Brasil: diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica. Universidade Federal de Santa Catarina.
SANet, Sustainable Alternatives Network. [s.d.].SANet Peru - Página Web. http://www.sustainablealternatives.net/pe/.
San Juan, Governo da Província de. 2009. El EPSE y Geotermia Andina Buscarán Nuevos Recursos para Conseguir Energía.
Schaeffer, Roberto, Jeffrey Logan, Alexandre Salem Szklo, William Chandler, e João Carlos de Souza Marques. 2000. Developing Countries & Global Climate Change. Electric Power Options in Brazil. http://www.pewclimate.org/docUploads/pol_brazil.pdf.
SEC, Superintendencia de Electricidad y Combustibles. [s.d.]. SEC-Página web. http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,3395528&_dad=portal&_schema=PORTAL.
SEN, República Argentina, Secretaría de Energía de la Nación. [s.d.]. Secretaría de Energía - Página Web. http://energia3.mecon.gov.ar/home/.
———. 2004. Descripción, Desarrollo y Perspectivas de las Energías Renovables en la Argentina y en el Mundo. Maio.
———. 2005. Plan Estratégico Nacional de Energía Eólica - Primera Etapa.
———. 2008. *Energías Renovables 2008 - Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos*.
———. 2010a. Adjudicación de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes Renovables.
———. 2010b. Licitación Internacional - Provisión e Instalación de Equipos Fotovoltaicos e Instalación Interna en Viviendas Rurales de Diversas Provincias - Etapa 1 - PERMER- FA-LPI B-CC 1. Janeiro.
———. 2010c. Licitación Internacional - Provisión e Instalación de Equipos Fotovoltaicos e Instalación Interna en Viviendas Rurales de Diversas Provincias - Etapa 2 - PERMER- FA-LPI B-CC 2. Janeiro.
SEN, República Argentina, Secretaría de Energía, Fundación Bariloche, e Renewable Energy & Energy Efficiency Partnership REEEP. 2009. Energías Renovales - Diagnósticos, Barreras e Propuestas. Junho.
SENER (2009). Prospectiva del Sector Eléctrico 2009-2024. Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico. México: 202.
Sensstech. [s.d.]. Sensstech Soluciones - Página Web. http://colombia.sensstech.com/.
———. 2010. Catálogo Xantia-Samuels Wise Energy Systems.
Sermatec. 2010. Sermatec-Página Web. http://www.sermatec.com.br/por/empresa.php?pag=ZW1wcmVzYQ==.
Servimet. 2010. Servimet - Calderas Industriales Ltda. :::Página web. http://www.servimet.cl/calderas_biomasa.html.
Siemens. 2010. Siemens Región Andina - Página Web. http://www.siemens.com/entry/co/es/.
Sil, Antonio Calos. 2010a. Conversor solar nacional. Abril 16. http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:SgJSYFLJqoUJ:www.energiahoje.com/online/eletrica/eolica-e-solar/2010/04/16/408588/conversor-solar-nacional.html+Conversor+solar+nacional&cd=1&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br&client=firefox-a.

Sil, Antonio Carlos. 2010b. Lá vem o sol. Junho 2. http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:UE8zpaTQTLkJ:www.energiahoje.com/brasilenergia/energias-para-o-futuro/2010/06/02/411712/la-vem-o-sol.html+instala%C3%A7%C3%A3o+gera%C3%A7%C3%A3o+solar+t%C3%A9rmica+para%C3%ADba&cd=1&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br&client=firefox-a.
SIMA, Ingeniería. [s.d.]. SIMA - Página Web. http://www.sima.com.ar/.
SNI, Sociedad Nacional de Industrias. [s.d.]. SNI - Página Web. http://www.sni.org.pe/.
SNMPE, Sociedad Nacional de Minería Petróleo y Energía. [s.d.]. SNMPE - Página Web. http://www.snmpe.org.pe/0/home.aspx.
Sogesic. [s.d.]. Sogesic - Página Principal. http://www.sogesic.com.ar/.
Solarpack. 2010. Solarpack - Página Web. http://www.solarpack.es/.
SolEol. [s.d.]. SOLEOL - Página Web. http://www.soleol.com/.
Souza, Sérgio de. 2010. Diário do Nordeste- Negócios - Obras da usina solar neste mês. Março 1. http://diariodonordeste.globo.com/materia.asp?codigo=743629.
SoWiTec. 2010. SoWiTec - Página Web. http://www.sowitec.com/.
SPDA, Sociedad Peruana de Derecho Ambiental. [s.d.]. SPDA - Página Web. http://www.spda.org.pe/portal/.
ST, Sdem Tega. [s.d.]. Sdem Tega - Página Web. http://www.stredes.com/.
Systep. 2010. Systep | Ingeniería y Diseños-Página web. http://www.systep.cl/q_somos.php.
TAYEA, Universidad Nacional de Colombia, Termodinámica Aplicada y Energías Alternativas. [s.d.]. IE - TAYEA - Página Web. http://www2.unalmed.edu.co/~pruebasminas/institutos/energia/index.php?option=com_content&task=view&id=4&Itemid=15.
———. [s.d.]. TAYEA - Página Web. http://www.tayea.unal.edu.co/.
TECNOLOG. [s.d.]. TECNOLOG - Página Web. http://www.tecnologperu.com/.
Teyma Abengoa. [s.d.]. Teyma Abengoa - Página Web. http://www.teyma-abengoa.com.ar/.
TGM. 2010. TGM Turbinas -Página Web. http://www.tgmturbinas.com.br/?a=conteudo&s=104.
Topel, BrunoCarta. 2010. atividades da empresa. Maio 13.
Toro, Rosario Uría. 2008. Temas a Impulsar por el Organismo Peruano de Normalización - Desafios.
T-Solar. [s.d.]. T-Solar - Página Web. www.tsolar.com.
Tudor, Baterias. 2010. Baterias Tudor-Página Web. http://www.tudor.com.br/.
TW, Taim Weser. 2010. Taim Weser – Página Web. www.taimweser.com
UDIN, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Facultad de Ingeniería. [s.d.]. UDIN - Página Web. http://ingenieria.udistrital.edu.co/moodle/mod/resource/view.php?id=3814.
UNICA, União da Indústria de Cana-de-açúcar. 2010. UNICA -Página Web. http://www.unica.com.br/quemSomos/texto/show.asp?txtCode={A888C6A1-9315-4050-B6B9-FC40D6320DF1}.
———. 2010. Proinfa: resultados que incentivam. Abril 1. http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:-4NpEE6Jmi8J:www.unica.com.br/clipping/show.asp%3FcppCode%3DC36F76E8-BEAD-48F6-B3AB-879DD862E6EE+Proinfa:+resultados+que+incentivam&cd=2&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br&client=firefox-a.
UNIDO, United Nations Industrial Development Organization. [s.d.]. UNIDO - Página Web. http://www.unido.org/.
———. [s.d.].Observatory for Renewable Energy in Latin America and the Caribbean. http://www.renenergyobservatory.org/.
Universia. 2007. Energia tem cenário incerto no Chile em 2008. Novembro 28. http://www.wharton.universia.net/index.cfm?fa=viewArticle&id=1443&language=portuguese.

Universidad de Chile, Programa de Estudios e Investigaciones en Energía del Instituto de Asuntos Públicos, e Núcleo Milenio de Electrónica Industrial y Mecatrónica, Centro de Innovación en Energía de la Universidad Técnica Federico Santa María UTFSM. 2008. Aporte Potencial de Energías Renovables No Convencionales y Eficiencia Energética a la Matriz Eléctrica, 2008 - 2025. http://www.eula.cl/doc/chile_new_renewables.pdf.

UNSL, Universidad Nacional de San Luis. [s.d.]. UNSL - Página Web. http://www.unsl.edu.ar/.

UPME, República de Colombia, Unidad de Planeación Minero Energética. [s.d.]. Anexo C - Mapa de Potencial de Geotermia.

———. [s.d.]. Sistema de Información de Eficiencia Energéctica y Energías Alternativas. http://www.si3ea.gov.co/.

———. [s.d.]. UPME - Página Web. http://www1.upme.gov.co/.

———. 2003. *Potencialidades de los Cultivos Energéticos y Resíduos Agrícolas en Colombia*.

———. 2005a. *Atlas de Radiación Solar de Colombia*. www.upme.gov.co/Atlas_Radiacion.htm.

———. 2005b. *Costos Indicativos de Generación Eléctrica en Colombia*.

———. 2006. Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia.

———. 2007a. *Plan de Expansión de Referencia - Generación-Transmisión 2008-2022*.

———. 2007b. *Plan Energético Nacional - Contexto y Estrategias 2006-2025*.

———. 2008. Escenarios de Generación con Energía Eólica.

———. 2009a. *Plan de Expansión de Referencia - Generación-Transmisión 2010-2024 - Preliminar*.

———. 2009b. *Plan de Expansión de Referencia - Generación-Transmisión 2009-2023*.

———. 2010. Formulación de un Plan de Desarrollo para las Fuentes No Convencionales de Energía en Colombia (PDFNCE) - Términos de Referencia.

USB, Universidad Simón Bolívar. 2010. Cuatro parques eólicos tendrá Venezuela en 2013. http://elpapeldelabolivar.dsm.usb.ve/index.php?id=4771.

Usinagem Brasil. 2010. Usinagem Brasil-Página Web. http://www.usinagem-brasil.com.br/materias.asp?c=27/2/2010%2018:36:02.

UTFSM, Universidad Técnica Federico Santa María. 2008a. Estudio de contribución de las ERNC al SIC al 2025- Potencial de Biomasa en Chile. http://www.neim.utfsm.cl/arch/20080808-02-Biomasa.pdf.

———. 2008b. Estudio de contribución de ERNC al SIC al 2025. ERNC-Tecnologías Nuevas y Emergentes en Chile. http://www.neim.utfsm.cl/arch/20080808-08-Solar.pdf.

Valente, Marcela. 2010. Latin America: Moving Towards Renewables. *Inter Press Service*, Março 17. http://www.alertnet.org/thenews/newsdesk/ips/e27501dd4ad7b221cbf353c15a29e772.htm.

Varella, Fabiana Karla de Oliveira Martins. 2009. Estimativa do indice de nacionalização dos sistemas fotovoltaicos no Brasil. Universidade Estadual de Campinas. http://libdigi.unicamp.br/document/?code=000438118.

Velazco, Cesar. 2008. Proyecto Geotermal Aguas Calientes - Tacna - Perú apresentado em Situación y Perspectivas para el Desarrollo de la Geotermia en América Latina y el Caribe: El Caso de Perú, Dezembro.

Venezuela, Diário Crítico de. 2010. 60 días más durará el decreto de emergencia eléctrica. Abril 9. http://www.diariocritico.com/venezuela/2010/Abril/noticias/202368/60-dia-mas-durara-decreta-emergencia-electrica.html.

Vestas. 2006. Local Press Release from Vestas Mediterranean A/S -n°13/2006. Outubro 31. http://www.vestas.com/files//Filer/EN/Press_releases/Local/2006/061031LPMUK13Chile.pdf.

Vibhava. 2010. Vibhava. http://www.vibhava.com.br/downloadfiles/gvep/bcodados.html#Fundo_Nacional_de_Desenvolvimento_%E2%80%93_FND.

Walter, Arnaldo, e Adriano Ensinas. 2010. Produção de eletricidade a partir da

biomassa da cana de açúcar. http://www.feagri.unicamp.br/energia/ABIMAQ/cogeracao.pdf. Acesso em: 24.10.2010

Wartsilla. 2010. Wartsilla – Página Web. www.wartsila.com

WB, World Bank. [s.d.].The World Bank - Página Web. http://www.worldbank.org/.

———. 2010. PE Huaycoloro Landfill Gas Recovery. Abril 4. http://web.worldbank.org/external/projects/main?projid=P094739&theSitePK=40941&piPK=51351143&pagePK=51351001&menuPK=51351213&Type=Overview,%202010.

WOBBEN. 2010. WOBBEN WINDPOWER- Página Web. http://www.wobben.com.br/.

WWF Brasil. 2010. WWF Brasil -Página Web. http://www.wwf.org.br/.

XM, Compañía de Expertos en Mercados. [s.d.]. XM Compañía - Página Web. http://www.xm.com.co/Pages/default.aspx.

———. 2007. El Mercado de Energía Mayorista y su Administración Janeiro 22.

Zilles, Roberto. 2010. Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR). http://www.ufpa.br/inct-ereea/ZillesCYTED.pdf.

5 Anexo

5.1 Descrição da análise multicritério

O objetivo desta seção é apresentar uma metodologia de análise multicritério ou Apoio Multicritério à Decisão (AMD) para seleção de tecnologias em países da América Latina preferíveis sob o ponto de vista do ICA para auxiliar na montagem de seu plano de investimentos para os próximos cinco anos. Para ilustrar a metodologia proposta, apresenta-se um exercício de seu uso.

A análise multicritério é uma ferramenta que pode ter grande utilidade nos processos decisórios, seja na esfera pública ou privada, em situação em que as decisões precisam se pautar por critérios técnicos objetivos transparentes e também por incorporar os juízos de natureza política e subjetiva dos gestores públicos ou privados envolvidos.

As técnicas de análise multicritério estão sendo bastante utilizadas para auxiliar o processo de tomada de decisão na área energética e ambiental que envolve problemas com objetivos múltiplos e muitas vezes conflitantes (Pohekar & Ramachandran, 2004). Freqüentemente também os problemas considerados incluem a necessidade de avaliações com fortes componentes subjetivos ou qualitativos que devem ser incorporadas ao processo de decisão.

Diferentemente das técnicas de otimização, que procuram a solução ótima para um objetivo específico, a análise multicritério busca uma solução de compromisso, negociada frente aos vários objetivos que deve atender. Busca, pois, não a solução estritamente ótima, mas a solução de consenso (JANNUZZI et al., 2009).

Esta seção divide-se em duas partes: apresentação do método e sua aplicação baseando-se nos resultados do trabalho.

5.1.1 MÉTODO E ETAPAS

O método

Para o presente trabalho optou-se por utilizar uma das técnicas mais conhecidas de "ranqueamento" (ou priorização) de soluções conhecida por PROMÉTHÉE[55], implementado através de um aplicativo de domínio público PRADIN 3.0 – Programa para Apoio à Tomada de Decisão Baseada em Indicadores (Associação Nacional das Instituições de Planejamento, Pesquisa e Estatística - ANDIPES, 2007). O aspecto de maior relevância para adoção do método é o fato de considerar a subjetividade, a partir do conjunto de valores/interesses de cada decisor, e tem como propósito a ordenação das alternativas.

O método Prométhée II, utilizado pelo aplicativo PRADIN 3.0 consiste em realizar uma ordenação das alternativas avaliadas segundo um sistema de preferência. Esse método consiste, ainda, em confrontar o desempenho das alternativas critério a critério (no caso os

[55] O método Prométhée designa uma das famílias dos métodos da escola francesa de Apoio Multicritério à Decisão (AMD). Foi desenvolvido para tratar de problemas multicritério discretos, ou seja, quando o conjunto de alternativas possíveis é finito.

critérios referem-se aos fatores de decisão, V. seção “Seleção dos critérios, seus pesos e funções de preferência”), a partir de comparações binárias e utiliza o conceito do pseudocritério associando a eles limites de indiferença (q) e limites de preferência relativa (p). A partir de comparações do desempenho das alternativas critério a critério, segundo uma dada função de preferência, o Prométhée II busca examinar a afirmação de que a alternativa x_i é estritamente preferível à alternativa x_k.

O método usa uma função preferência $P_j(a,b)$ que é função da diferença d_j entre duas alternativas para o critério $_j$, ou seja d_j= f(a,j) - f(b,j), onde f(a,j) e f(b,j) são os valores de duas alternativas a e b para o critério j.

Os limites dos valores aceitos para se preferir uma alternativa à outra, ou de mostrar indiferença *q'* ou *p'* são definidas dependendo da função critério. Duas alternativas são indiferentes pelo critério *j* se d_j nao excede o limite de indiferença *q'*. Se d_j é maior que *p'*, então dizemos que existe uma preferência estrita pela alternativa *a*. É construído um índice π de preferência multicritério para as alternativas a e b:

$$\pi(\mathrm{a,b})=\frac{\sum_{j=1}^{J} Pw_j P_j(\mathrm{a,b})}{\sum_{j=1}^{J} w_j}$$

$$\emptyset^{+}(a)=\sum_{A}\pi(a,b)$$

$$\emptyset^{-}(a)=\sum_{A}\pi(b,a)$$

$$\emptyset(a)=\emptyset^{+}(a)-\emptyset^{-}(a)$$

Onde w_j é o peso dado ao critério *j*, $\emptyset^{+}(a)$e $\emptyset^{-}(a)$ são os fluxos de superação positivo e negativo relativos à alternativa a. O fluxo de superação positivo expressa como a alternativa a supera as demais. E o negativo expressa como a alternativa a é superada pelas demais. A alternativa *a* é preferida à alternativa *b* se $\emptyset(a) > \emptyset(b)$. Se $\emptyset(a) = \emptyset(b)$,elas são indiferentes.

Etapas[56]

O processo decisório baseado em métodos multicritério envolve uma série de etapas, na qual a definição clara e objetiva da situação-problema a ser resolvida é um aspecto crucial. Esta etapa é eminentemente qualitativa, para a qual diferentes técnicas de envolvimento de participantes, como discussão em grupos, painel Delphi, busca bibliográfica de estudos anteriores, podem trazer contribuições para se chegar a definições básicas acerca do problema a tratar, das diferentes alternativas de solução, dos diferentes critérios de julgamento, de outros agentes de decisão que devem participar do processo etc.

Assim, a aplicação do AMD em qualquer dos problemas típicos enfrentados pelo gestor público[57] ou privado[58] requer:

[56]Esta seção baseou-se fundamentalmente em Jannuzzi et al. (2009).

[57] Como escolher um dentre vários projetos de intervenção urbana, selecionar uma dentre várias propostas de serviços em uma licitação pública, avaliar concessionárias de serviços públicos com respeito a desempenho operacional, identificar bolsões de vulnerabilidade social no território para receber investimentos públicos ou programas sociais.

Especificar claramente a questão a resolver – escolher o melhor investimento, selecionar a melhor estratégia ou programas, identificar os principais gargalos e áreas geográficas mais interessantes para investimentos;

Identificar as alternativas válidas para solucionar ou responder ao problema – os projetos submetidos, os diferentes programas em consideração, as diversas localidades e/ou infra-estrutura que podem ser objeto de atuação;

Elencar os diferentes agentes decisores e seus respectivos graus de influência (ou poder/cacife político) que poderão ter interesse ou relevância no processo de escolha técnico-política – acionistas, gestores de diferentes departamentos ou diretorias, técnicos do setor envolvido, consumidores ou seus representantes institucionais na avaliação das concessionárias, técnicos, especialistas e agentes com experiência na implementação de projetos e programas;

Definir, junto com cada decisor, os critérios ou indicadores de avaliação das alternativas, assim como a importância relativa de cada um (peso) – custo, impacto econômico, social e ambiental, complexidade operacional; valor, capacidade técnica do prestador de serviços, qualidade potencial dos serviços; nível de endividamento, duração dos benefícios, qualidade e regularidade dos serviços prestados aos consumidores;

Atribuir o valor alcançado ou buscar o indicador referido a cada critério de avaliação para cada alternativa identificada.

Com o problema claramente definido, levantadas as alternativas para sua solução, o conjunto de decisores identificados e especificados os critérios de avaliação das alternativas, passa-se, então, à aplicação do procedimento quantitativo de análise multicritério.

A Figura 25 apresenta esquematicamente estas etapas para aplicação do método.

[58]Escolha do(s) melhor(es) investimento(s) entre diversas alternativas, selecionar a melhor estratégia de desenvolvimento do produto ou serviço, identificar os gargalos de produção ou serviço para receber investimentos ou ações, identificar áreas geográficas prioritárias para investimentos em expansão ou reforço da infra-estrutura.

Figura 25: Etapas para realização da análise multicritério

5.1.2 EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO MÉTODO

Apresenta-se nesta seção uma ilustração de aplicação da análise multicritério para "ranqueamento" de mercados mais atrativos relacionados ao uso de cobre em tecnologias de fontes renováveis de energia na América Latina. É importante destacar que este exemplo é meramente ilustrativo e que seus resultados não condizem com a realidade, pois se assumiram valores para pesos e escalas que cabem ao(s) decisor(es).

A seguir, cada uma das etapas apresentadas na Figura 25 é realizada com foco nos objetivos do presente trabalho. Ressalta-se a importância de cumprir bem cada etapa, pois quanto melhor definido o escopo, as fronteiras e os dados de entrada do problema no qual se pretende trabalhar, mais efetiva será a ferramenta no auxílio para a tomada de decisão.

Especificação do problema, definição dos objetivos e identificação dos atores

O ICA precisa definir seu plano de investimentos para os próximos cinco anos na América Latina na área de fontes renováveis de energia para geração de eletricidade. O uso de cobre é o principal balizador.

O objetivo é, portanto, escolher, dentro de um conjunto de mercados potenciais, aqueles nos quais o potencial do uso de cobre seja maior e ao mesmo tempo mais efetivo dentro do ponto de vista do ICA.

Os atores envolvidos são as instâncias de decisão do ICA. Também poderiam ser incluídos outros atores, como seus associados, por exemplo.

Tabela 74: Especificação do problema, objetivos definidos e atores identificados

Especificação do problema	Definir plano de investimentos para os próximos cinco anos na América Latina na área de fontes renováveis de energia para geração de eletricidade. O uso de cobre é o principal balizador.
Objetivos	Escolher, dentro de um conjunto de mercados potenciais, aqueles nos quais o potencial do uso de cobre seja maior e ao mesmo tempo mais efetivo.
Decisores	Instâncias de decisão do ICA LA.

Alternativas consideradas

A Tabela 9 apresenta as tecnologias elencadas pelo ICA e os países em foco. Elas são as unidades-objeto de decisão. São sete tecnologias e sete países e uma região agregada (América Central e Caribe). Portanto, são56 alternativas (pares país-tecnologia) que deverão ser avaliadas, cada uma, representada por um par de siglas. Por exemplo, BR_eo representa a energia eólica no Brasil, CO_g a energia geotérmica na Colômbia e assim sucessivamente.

Tabela 75: Tecnologias e países em estudo

País	Sigla	Fonte da Tecnologia	Sigla
Brasil	BR	Energia eólica	eo
Argentina	AR	Hidráulica: PCH	pch
Chile	CH	Energia da Biomassa	bio
Peru	PE	Energia geotérmica	g
Colômbia	CO	Energia solar FV	fv
Venezuela	VE	Energia dos oceanos (marés e correntes)	oc
México	MX	CSP	csp
América Central e Caribe	AC		

Seleção dos critérios, seus pesos e funções de preferência

Para escolher algumas das alternativas do conjunto de escolha, no caso, pares de país e fonte, o decisor possui vários eixos de avaliação – quantidade de cobre, por exemplo. Esses eixos de avaliação são os elementos que direcionam a análise e devem representar as dimensões relevantes do problema. A partir de tais eixos, é possível fazer comparações entre as alternativas. A valoração desses eixos de avaliação pode ser quantitativa (quantidade em toneladas, receita em reais) ou qualitativa (quantidade de cobre muito alta, muito baixa, alta, baixa).

São três os eixos de avaliação ou critérios utilizados aqui: mercado, regulação e atores. O critério de mercado representa a quantidade de cobre estimada baseada na capacidade instalada adicional projetada no horizonte de estudo em toneladas, ou seja, é um critério quantitativo. Já os outros dois critérios são qualitativos e representam, respectivamente, o grau de desenvolvimento e importância do arcabouço legal e dos atores existentes.

Para o decisor, em geral e em razão de suas preferências, alguns critérios terão mais importância do que outros. A medida da importância **relativa** (maior ou menor) dos critérios para o decisor denomina-se peso ou ponderação. Por exemplo, o critério custo do produto para uma empresa pode ser mais importante do que o critério investimento em pesquisa e desenvolvimento numa época de crise, ou seja, o custo do produto terá um peso maior do que

o investimento em pesquisa no momento de se ponderar as diversas alternativas em relação a esses critérios.

Na comparação entre alternativas, as preferências do decisor para cada critério podem possuir regras, sendo essas regras representadas pelo que se chama de funções de preferência relativa. Por exemplo, pode ser indiferente ao decisor se a diferença entre o custo de duas alternativas for menor do que 10%, ou seja, em relação a esse critério custo, as alternativas são indiferentes quando a diferença for igual ou menor do que 10%. Da mesma maneira, se a diferença for maior do que, por exemplo, 20%, a alternativa A é estritamente preferível à alternativa B. Diz-se, portanto, que o limite de indiferença é de 10% e o limite de preferência é 20%. Chama-se essa região entre esse intervalo de região de preferência fraca.

Como mencionado acima, a valoração dos pares, país-tecnologia do presente Roadmap é feita através de indicadores ou critérios quantitativos e qualitativos. Os indicadores quantitativos são dados relacionados às projeções das capacidades instaladas (MW) das diversas fontes analisadas, preponderantemente retirados da literatura. Quanto mais próximos forem os dados da realidade, melhores serão os resultados da análise multicritério.

Para os critérios qualitativos, busca-se a reação do entrevistado de acordo com uma escala cuja função é traduzir uma informação qualitativa em um valor, como, por exemplo, na escala apresentada na Tabela 76. A correspondência numérica é aquela utilizada para a análise multicritério.

Tabela 76: Escala de avaliação do nível do critério quantitativo

1	2	3	4	5
Muito pouco	Pouco	Muito	Bastante	Extremamente

A Tabela 77 apresenta os critérios utilizados, as respectivas escalas e pesos assumidos. Cabe destacar que esses critérios e respectivas definições não são exaustivos. O(s) decisor (es) deve propor seus próprios critérios e suas próprias definições de acordo com sua própria perspectiva.

Para o presente exercício, considerou-se que os valores de preferência e indiferença são nulos, ou seja, é o que se chama de uma função de preferência de um verdadeiro critério ou critério usual.

Tabela 77: Critérios propostos e respectivos pesos e escalas

Critérios (abreviação)	Escala			
Mercado	Quantitativa (toneladas de cobre)			
Regulação	1	2	3	4
	+ avançado			-avançado
Atores	0	1	3	5
	Inexistente	Insuficiente	Regular	Bom

A Tabela 78 apresenta a quantidade mínima e máxima de cobre conforme a projeção estimada adicional da capacidade instaladapara cada fonte (vide seção 3.4). A análise será feita para o limite inferior e superior destas quantidades de cobre.

Tabela 78: Quantidade mínima e máxima de cobre adicional projetada para 2020 (em toneladas)

	Brasil (2019)	Argentina (2020)	Chile (2020)	Peru (2020)	Colômbia (2020)	Venezuela (2013)	México (2020)	América Central (2015)	Total (min-max)
Energia eólica	15000-19500	500-20000	2500-15310	0-1010	20-250	430	4310	290	23050-61100
PCH	13930	2010	1230-1350	0-1020	1020-1200	0	930	0	19120-20440
Biomassa	10230	360-1200	460-2090	120	220	0	120	130	11640-14110
Energia geotérmica	0	0-800	0-1950	500-1600	220	0	500	100	1320-5170
Solar fotovoltaica	0	0-4400	40	700	0	0	0	0	740-5140
Oceanos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CSP	780	1200	0-3880	0	0	0	0	0	1980-5860
Total	39940 – 44440	4070 – 29610	4230-24620	1320-4450	1480-1890	430	5860	520	57850-111820

A valoração da legislação dos países para fontes renováveis de energia é apresentada na Tabela 79. Os aspectos de avaliação da legislação são divididos em tipo de mecanismo legal (legislação e regulação) e tipo de ação (de incentivo econômico e de criação de mercado).

Para cada um desses aspectos, é atribuído um peso. Os pesos da Tabela 80 foram dados por representantes do ICA em workshop. A nota final para cada par país-tecnologia é dada pela soma das colunas mais a nota Legislação Geral. Há legislações de caráter geral, nãs específicas para determinada fonte. Um país pode ter uma legislação de natureza geral independente da fonte renovável de energia e nenhuma específica para uma dada fonte.

Por exemplo, para o caso do Brasil e energia eólica. Cada valor da Tabela 79 é multiplicado pelo respectivo peso. Logo, para a legislação cujo valor atribuído é quatro, multiplicando-o pelo peso correspondente (3), resulta o valor igual a 12 (3 x 4). O mesmo procedimento é para a categoria Geral. O resultado final é a soma desse valor geral com a soma das valorações da fonte em si: 16 (Geral: 6+6+2+2) mais 24 (12+12+0+0), totalizando 40.

Tabela 79: Valoração da legislação para os países do estudo conforme escala

		Mecanismos Regulatórios		Incentivos Econômicos	Criação de Mercado
		Legislação	Regulação		
Argentina	Geral	2	3	3	1
	Eólica	2	2	2	
	PCH				
	Biomassa				
	Geotérmica				
	Solar FV	2	2	2	
	Oceanos				
	CSP	2	2	2	
Brasil	Geral	2	2	2	2
	Eólica	4	4		
	PCH	4	4		
	Biomassa	4	4		
	Geotérmica				
	Solar FV				
	Oceanos				
	CSP				
Chile	Geral	4	4	3	2
	Eólica				
	PCH				
	Biomassa				
	Geotérmica				
	Solar FV				
	Oceanos				
	CSP				
Peru	Geral	3	3	2	2
	Eólica		1		
	PCH				
	Biomassa	2	2		
	Geotérmica	4	4		
	Solar FV				
	Oceanos				
	CSP				
Colômbia	Geral	1	1	1	
	Eólica				
	PCH				
	Biomassa	2	2		
	Geotérmica				
	Solar FV	2	2		
	Oceanos				
	CSP				
Venezuela	Geral		1		
	Eólica				
	PCH				
	Biomassa				
	Geotérmica				
	Solar FV				
	Oceanos				
	CSP				
México	Geral	1	3	2	
	Eólica		3		
	PCH				
	Biomassa				
	Geotérmica				
	Solar FV		3		
	Oceanos				
	CSP				
América Central	Geral	2		3	
	Eólica				
	PCH	1			
	Biomassa				
	Geotérmica				
	Solar FV				2
	Oceanos				
	CSP				

Tabela 80: Valoração da legislação para os países do estudo a partir dos pesos dados por tipo de instrumento regulatório

			Mecanismos Regulatórios		Incentivos Econômicos	Criação de Mercado
		Pesos	3	3	1	1
		Nota final	Legislação	Regulação		
Argentina	Geral	19	6	9	3	1
	Eólica	33	6	6	2	0
	PCH	19	0	0	0	0
	Biomassa	19	0	0	0	0
	Geotérmica	19	0	0	0	0
	Solar FV	33	6	6	2	0
	Oceanos	19	0	0	0	0
	CSP	33	6	6	2	0
Brasil	Geral	16	6	6	2	2
	Eólica	40	12	12	0	0
	PCH	40	12	12	0	0
	Biomassa	40	12	12	0	0
	Geotérmica	0	0	0	0	0
	Solar FV	16	0	0	0	0
	Oceanos	0	0	0	0	0
	CSP	16	0	0	0	0
Chile	Geral	29	12	12	3	2
	Eólica	29	0	0	0	0
	PCH	29	0	0	0	0
	Biomassa	29	0	0	0	0
	Geotérmica	29	0	0	0	0
	Solar FV	29	0	0	0	0
	Oceanos	29	0	0	0	0
	CSP	29	0	0	0	0
Peru	Geral	22	9	9	2	2
	Eólica	25	0	3	0	0
	PCH	22	0	0	0	0
	Biomassa	34	6	6	0	0
	Geotérmica	46	12	12	0	0
	Solar FV	22	0	0	0	0
	Oceanos	22	0	0	0	0
	CSP	22	0	0	0	0
Colômbia	Geral	7	3	3	1	0
	Eólica	7	0	0	0	0
	PCH	7	0	0	0	0
	Biomassa	19	6	6	0	0
	Geotérmica	7	0	0	0	0
	Solar FV	19	6	6	0	0
	Oceanos	7	0	0	0	0
	CSP	7	0	0	0	0
Venezuela	Geral	3	0	3	0	0
	Eólica	3	0	0	0	0
	PCH	3	0	0	0	0
	Biomassa	3	0	0	0	0
	Geotérmica	3	0	0	0	0
	Solar FV	3	0	0	0	0
	Oceanos	3	0	0	0	0
	CSP	3	0	0	0	0
México	Geral	14	3	9	2	0
	Eólica	23	0	9	0	0
	PCH	14	0	0	0	0
	Biomassa	14	0	0	0	0
	Geotérmica	14	0	0	0	0
	Solar FV	23	0	9	0	0
	Oceanos	14	0	0	0	0
	CSP	14	0	0	0	0
América Central	Geral	9	6	0	3	0
	Eólica	9	0	0	0	0
	PCH	12	3	0	0	0
	Biomassa	9	0	0	0	0
	Geotérmica	9	0	0	0	0
	Solar FV	11	0	0	0	2
	Oceanos	9	0	0	0	0
	CSP	9	0	0	0	0

Tabela 81: Valoração consolidada da legislação para os países do estudo

	Brasil	Argentina	Chile	Peru	Colômbia	Venezuela	México	América Central
Energia eólica	40	33	29	25	7	3	23	9
PCH (≤ 20 MW)	40	19	29	22	7	3	14	12
Biomassa	40	19	29	34	19	3	14	9
Energia geotérmica	0	19	29	46	7	3	14	9
Solar fotovoltaica	16	33	29	22	19	3	23	11
Energia dos oceanos (ondas e marés)	0	19	29	22	7	3	14	9
CSP	16	33	29	22	7	3	14	9

Devido ao grande número de tipos diferentes de atores, para cada um deles foi estabelecida uma valororação baseada na Tabela 77, cujo resultado encontra-se na Tabela 82. Para cada ator foi atribuído também um peso escolhido pelo ICA em workshop (Tabela 83). A soma das escalas atribuídas aos atores para cada país é o valor utilizado pelo multicritério. A Tabela 82 apresenta os pesos atribuídos e a consolidação desses valores.

Tabela 82: Valoração dos atores para as tecnologias por países analisados

		Parceiros Locais/ Governo	Fabricantes	Associações de Classe	Instalação e Manutenção	Agências Ambientais	ONGs	Pesquisa	Consultoria e Engenharia	Financiadores
Argentina	Solar FV	1	0	3	3	5	3	1	3	5
	CSP	1	0	1	1	5	3	3	1	1
	Biomassa	5	3	5	3	5	3	3	5	5
	PCH	5	5	3	5	5	3	5	5	5
	Geotérmica	3	0	1	3	5	3	1	3	3
	Oceano	0	0	1		5	3	0	0	1
	Eólica	5	5	5	5	5	3	5	5	5
Brasil	Solar FV	1	1	5	5	5	5	5	1	1
	CSP	1	1	5	5	5	5	1		1
	Biomassa	5	5	5	5	5	5	5	5	1
	PCH	5	5	1	5	5	5	5	5	1
	Geotérmica	0	0	1	0	5	5	0	0	1
	Oceano	0		1		5	5	5		1
	Eólica	5	5	5	5	5	5	5	5	3
Chile	Solar FV	3	1	5	1	5	5	1	1	3
	CSP	3	0	5	1	5	5	1	1	1
	Biomassa	3	1	3	1	5	5	1	1	1
	PCH	3	0	5	3	5	5	3	1	1
	Geotérmica	3	0	3	1	5	5	1	1	1
	Oceano	3	0	3	1	5	5	1	1	1
	Eólica	3	0	3	3	5	5	1	1	1
Peru	Solar FV	5	0	5	3	5	5	3	3	5
	CSP	0	0	1	0	5	0	0		1
	Biomassa	1	1	1	3	5	3	1	1	3
	PCH	5	1	1	3	5	5	3	3	5
	Geotérmica	5		1	1	5	0	1	5	5
	Oceano	0		1		5	0	0	0	1
	Eólica	3	1	3	3	5	5	3	5	5
Colômbia	Solar FV	1	1	1	5	3	1	3	1	1
	CSP	0	0	1		3	1	3		1
	Biomassa	1	1	3	1	3	3	5	3	5
	PCH	5	1	1	1	3	1	3	5	5
	Geotérmica	3	0	1	0	3	1	3	1	3
	Oceano	0		1		3	1	1	0	1
	Eólica	1	0	1	1	3	1	1	1	1
Venezuela	Solar FV	3	0	0	1	0	0	1	1	1
	CSP	1	0	0	1	0	0	1	1	1
	Biomassa	1	0	0	1	0	0	1	1	1
	PCH	1	0	0	1	0	0	1	1	1
	Geotérmica	1	0	0	1	0	0	1	1	1
	Oceano	1	0	0	1	0	0	1	1	1
	Eólica	3	1	1	1	0	0	1	1	1
México	Solar FV	3	1	3	3	1	3	3	1	1
	CSP	1	0	1	0	3	0	3	1	1
	Biomassa	3	1	1	1	3	3	3	1	3
	PCH	3	1	0	1	1	0	1	1	3
	Geotérmica	5	0	0	1	1	0	3	1	1
	Oceano	1	0	0	0	1	0	1	0	0
	Eólica	5	3	3	5	3	0	3	3	3
América Central	Solar FV	3	0	1	3	3	3	1	1	3
	CSP	1	0	1	0	0	0	0	0	0
	Biomassa	3	0	3	1	3	3	1	1	3
	PCH	3	0	1	1	1	0	0	0	3
	Geotérmica	5	0	0	0	1	3	0	0	1
	Oceano	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	Eólica	5	0	3	0	3	3	0	0	3

Tabela 83: Valoração dos atores para as tecnologias por países analisados para diferentes pesos

		Pesos	3	3	3	2	1	2	2	2	1
		Total	Parceiros Locais/ Governo	Fabricantes	Associações de Classe	Instalação e Manutenção	Agências Ambientais	ONGs	Pesquisa	Consultoria e Engenharia	Financiadores
Argentina	Solar FV	**42**	3	0	9	6	5	6	2	6	5
	CSP	**28**	3	0	3	2	5	6	6	2	1
	Biomassa	**77**	15	9	15	6	5	6	6	10	5
	PCH	**85**	15	15	9	10	5	6	10	10	5
	Geotérmica	**40**	9	0	3	6	5	6	2	6	3
	Oceano	**15**	0	0	3	0	5	6	0	0	1
	Eólica	**91**	15	15	15	10	5	6	10	10	5
Brasil	Solar FV	**59**	3	3	15	10	5	10	10	2	1
	CSP	**49**	3	3	15	10	5	10	2	0	1
	Biomassa	**91**	15	15	15	10	5	10	10	10	1
	PCH	**79**	15	15	3	10	5	10	10	10	1
	Geotérmica	**19**	0	0	3	0	5	10	0	0	1
	Oceano	**29**	0	0	3	0	5	10	10	0	1
	Eólica	**93**	15	15	15	10	5	10	10	10	3
Chile	Solar FV	**51**	9	3	15	2	5	10	2	2	3
	CSP	**46**	9	0	15	2	5	10	2	2	1
	Biomassa	**43**	9	3	9	2	5	10	2	2	1
	PCH	**54**	9	0	15	6	5	10	6	2	1
	Geotérmica	**40**	9	0	9	2	5	10	2	2	1
	Oceano	**40**	9	0	9	2	5	10	2	2	1
	Eólica	**44**	9	0	9	6	5	10	2	2	1
Peru	Solar FV	**68**	15	0	15	6	5	10	6	6	5
	CSP	**9**	0	0	3	0	5	0	0	0	1
	Biomassa	**33**	3	3	3	6	5	6	2	2	3
	PCH	**59**	15	3	3	6	5	10	6	6	5
	Geotérmica	**42**	15	0	3	2	5	0	2	10	5
	Oceano	**9**	0	0	3	0	5	0	0	0	1
	Eólica	**63**	9	3	9	6	5	10	6	10	5
Colômbia	Solar FV	**33**	3	3	3	10	3	2	6	2	1
	CSP	**15**	0	0	3	0	3	2	6	0	1
	Biomassa	**47**	3	3	9	2	3	6	10	6	5
	PCH	**49**	15	3	3	2	3	2	6	10	5
	Geotérmica	**28**	9	0	3	0	3	2	6	2	3
	Oceano	**11**	0	0	3	0	3	2	2	0	1
	Eólica	**18**	3	0	3	2	3	2	2	2	1
Venezuela	Solar FV	**16**	9	0	0	2	0	0	2	2	1
	CSP	**10**	3	0	0	2	0	0	2	2	1
	Biomassa	**10**	3	0	0	2	0	0	2	2	1
	PCH	**10**	3	0	0	2	0	0	2	2	1
	Geotérmica	**10**	3	0	0	2	0	0	2	2	1
	Oceano	**10**	3	0	0	2	0	0	2	2	1
	Eólica	**22**	9	3	3	2	0	0	2	2	1
México	Solar FV	**43**	9	3	9	6	1	6	6	2	1
	CSP	**18**	3	0	3	0	3	0	6	2	1
	Biomassa	**37**	9	3	3	2	3	6	6	2	3
	PCH	**22**	9	3	0	2	1	0	2	2	3
	Geotérmica	**27**	15	0	0	2	1	0	6	2	1
	Oceano	**6**	3	0	0	0	1	0	2	0	0
	Eólica	**61**	15	9	9	10	3	0	6	6	3
América Central	Solar FV	**34**	9	0	3	6	3	6	2	2	3
	CSP	**6**	3	0	3	0	0	0	0	0	0
	Biomassa	**36**	9	0	9	2	3	6	2	2	3
	PCH	**18**	9	0	3	2	1	0	0	0	3
	Geotérmica	**23**	15	0	0	0	1	6	0	0	1
	Oceano	**3**	3	0	0	0	0	0	0	0	0
	Eólica	**36**	15	0	9	0	3	6	0	0	3

5.1.3 RESULTADOS

Conforme já apresentado, cada alternativa (país-tecnologia) foi avaliada de acordo com os critérios de decisão para escolha segundo a percepção do decisor (ICA). O indicador multicritério estimado através do aplicativo representaria o grau de interesse por parte do ICA de cada alternativa considerada.

A Tabela 84 apresenta os valores correspondentes dos critérios para cada par país-tecnologia considerado neste exercício: para o limite inferior e superior de quantidade estimada de cobre. Os indicadores quantitativos apresentados provêm da literatura disponível. Quanto mais próximos forem os dados da realidade, melhores serão os resultados da análise multicritério.

A partir das valorações da Tabela 84, foram simulados quatro cenários variando-se os pesos para cada critério:

- Cenário 1: Pesos iguais: cobre = 1; regulação = 1; atores = 1
- Cenário 2: Pesos: cobre = 2; regulação = 1; atores = 1
- Cenário 3: Pesos: cobre = 1; regulação = 2; atores = 1
- Cenário 4: Pesos: cobre = 1; regulação=1; atores=2

As figuras a seguir apresentam o ranqueamento resultante a partir das valorações da Tabela 84 para cada um dos quatro cenários.

Para qualquer um dos cenários, seja ele para o limite superior e inferior de quantidade de cobre estimada para os próximos 10 anos, o Brasil destacou-se em relação aos demais para as modalidades, eólica, biomassa e PCH. A exceção é a Argentina em relação ao aproveitamento da fonte eólica, que também apresentou posição importante no ranqueamento, especialmente quando se considera o limite superior da quantidade projetada de cobre, no qual fica atrás somente do Brasil-eólica em 3 dos 4 cenários.

Os pares, país-tecnologia, mais preferíveis do ponto de vista do ICA, foram considerando o patamar inferior de quantidade projetada de cobre:

1. Brasil_eólica
2. Brasil_biomassa
3. Brasil_PCH
4. Argentina_eólica
5. México_eólica
6. Chile_PCH

Da lista acima, os três primeiros pares destacaram-se em relação aos demais. Os três últimos também mostraram certo destaque, mas seguidos relativamente de perto pelos seguintes.

Já quando se consideram os patamares superiores de quantidade de cobre, tecnologias como solar fotovoltaica ma Argentina e energia eólica no Chile passam a se destacarem. Os pares, país-tecnologia, mais preferíveis do ponto de vista do ICA, foram:

1. Brasil_eólica
2. Argentina_eólica
3. Brasil_biomassa
4. Brasil_PCH
5. Chile_eólica
6. México_eólica e Argentina_fotovoltaico

Tabela 84: Critérios e respectivas valorações para quantidade de cobre mínima (esquerda) e máxima (direita)

Critérios	Mercado	Regulação	Atores	Critérios	Mercado	Regulação	Atores
BR_eo	15000	40	93	BR_eo	19500	40	93
AR_eo	500	33	91	AR_eo	20000	33	91
CH_eo	2500	29	44	CH_eo	15310	29	44
PE_eo	0	25	63	PE_eo	1010	25	63
CO_eo	20	7	18	CO_eo	250	7	18
VE_eo	430	3	22	VE_eo	430	3	22
MX_eo	4310	23	61	MX_eo	4310	23	61
AC_eo	290	9	36	AC_eo	290	9	36
BR_pch	13930	40	79	BR_pch	13930	40	79
AR_pch	2010	19	85	AR_pch	2010	19	85
CH_pch	1230	29	54	CH_pch	1350	29	54
PE_pch	0	22	59	PE_pch	1020	22	59
CO_pch	1020	7	49	CO_pch	1200	7	49
VE_pch	0	3	10	VE_pch	0	3	10
MX_pch	930	14	22	MX_pch	930	14	22
AC_pch	0	12	18	AC_pch	0	12	18
BR_bio	10230	40	91	BR_bio	10230	40	91
AR_bio	360	19	77	AR_bio	1200	19	77
CH_bio	460	29	43	CH_bio	2090	29	43
PE_bio	120	34	33	PE_bio	120	34	33
CO_bio	210	19	47	CO_bio	220	19	47
VE_bio	0	3	10	VE_bio	0	3	10
MX_bio	0	14	37	MX_bio	0	14	37
AC_bio	130	9	36	AC_bio	130	9	36
BR_g	0	0	19	BR_g	0	0	19
AR_g	0	19	40	AR_g	800	19	40
CH_g	0	29	40	CH_g	1950	29	40
PE_g	500	46	42	PE_g	1600	46	42
CO_g	220	7	28	CO_g	220	7	28
VE_g	0	3	10	VE_g	0	3	10
MX_g	500	14	27	MX_g	500	14	27
AC_g	100	9	23	AC_g	110	9	23
BR_fv	0	16	59	BR_fv	0	16	59
AR_fv	0	33	42	AR_fv	4400	33	42
CH_fv	40	29	51	CH_fv	40	29	51
PE_fv	700	22	68	PE_fv	700	22	68
CO_fv	0	19	33	CO_fv	0	19	33
VE_fv	0	3	16	VE_fv	0	3	16
MX_fv	0	23	43	MX_fv	0	23	43
AC_fv	0	11	34	AC_fv	0	11	34
BR_oc	0	0	29	BR_oc	0	0	29
AR_oc	0	19	15	AR_oc	0	19	15
CH_oc	0	29	40	CH_oc	0	29	40
PE_oc	0	22	9	PE_oc	0	22	9
CO_oc	0	7	11	CO_oc	0	7	11
VE_oc	0	3	10	VE_oc	0	3	10
MX_oc	0	14	6	MX_oc	0	14	6
AC_oc	0	9	3	AC_oc	0	9	3
BR_csp	780	16	49	BR_csp	780	16	49
AR_csp	1200	33	28	AR_csp	1200	33	28
CH_csp	0	29	46	CH_csp	3880	29	46
PE_csp	0	22	9	PE_csp	0	22	9
CO_csp	0	7	15	CO_csp	0	7	15
VE_csp	0	3	10	VE_csp	0	3	10
MX_csp	0	14	18	MX_csp	0	14	18
AC_csp	0	9	6	AC_csp	0	9	6

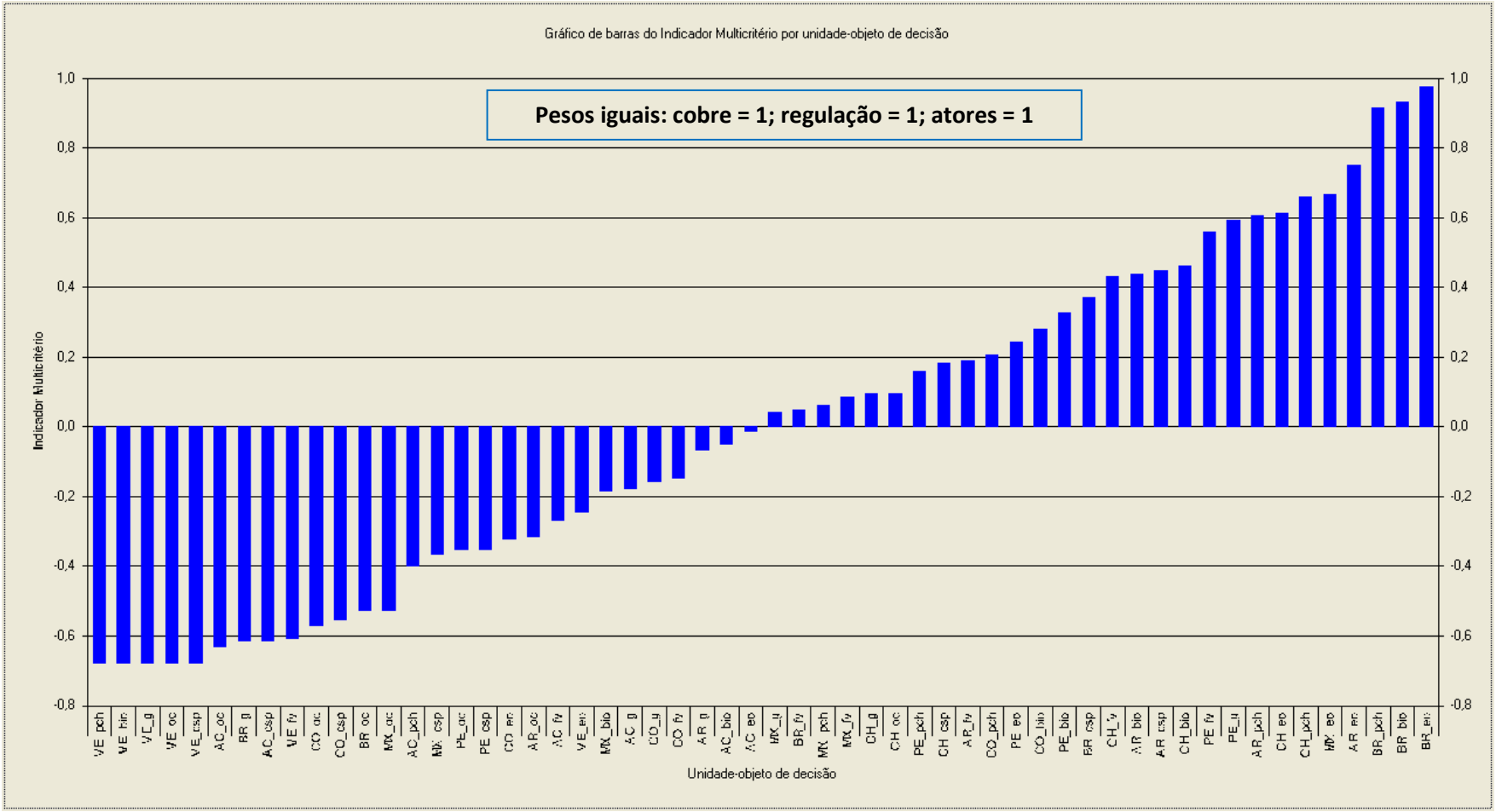


Figura 26: Ranqueamento dos países-tecnologias avaliados – cenário 1: limite inferior da quantidade de cobre adicional

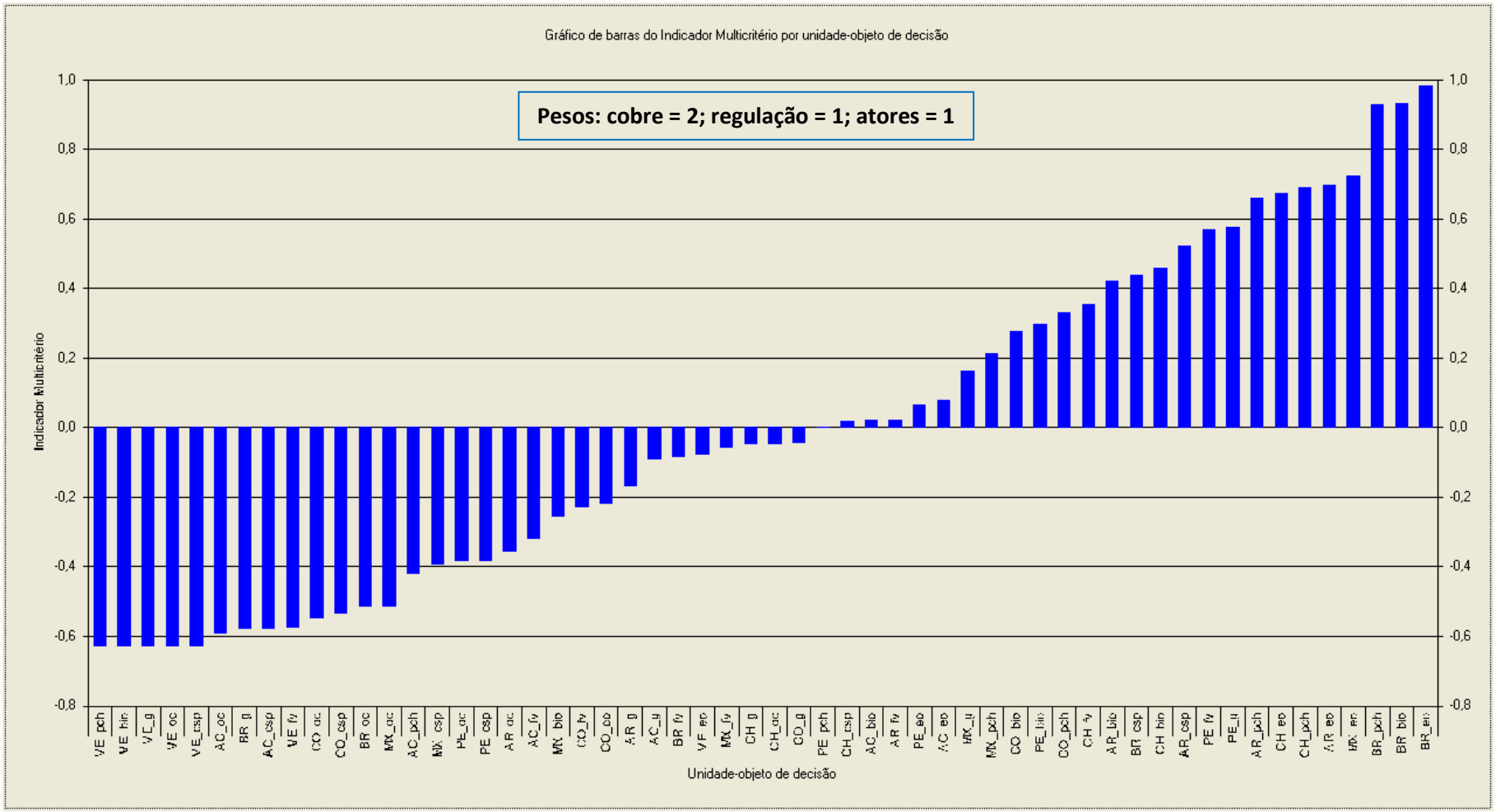


Figura 27: Ranqueamento dos países-tecnologias avaliados – cenário 2: limite inferior da quantidade de cobre adicional

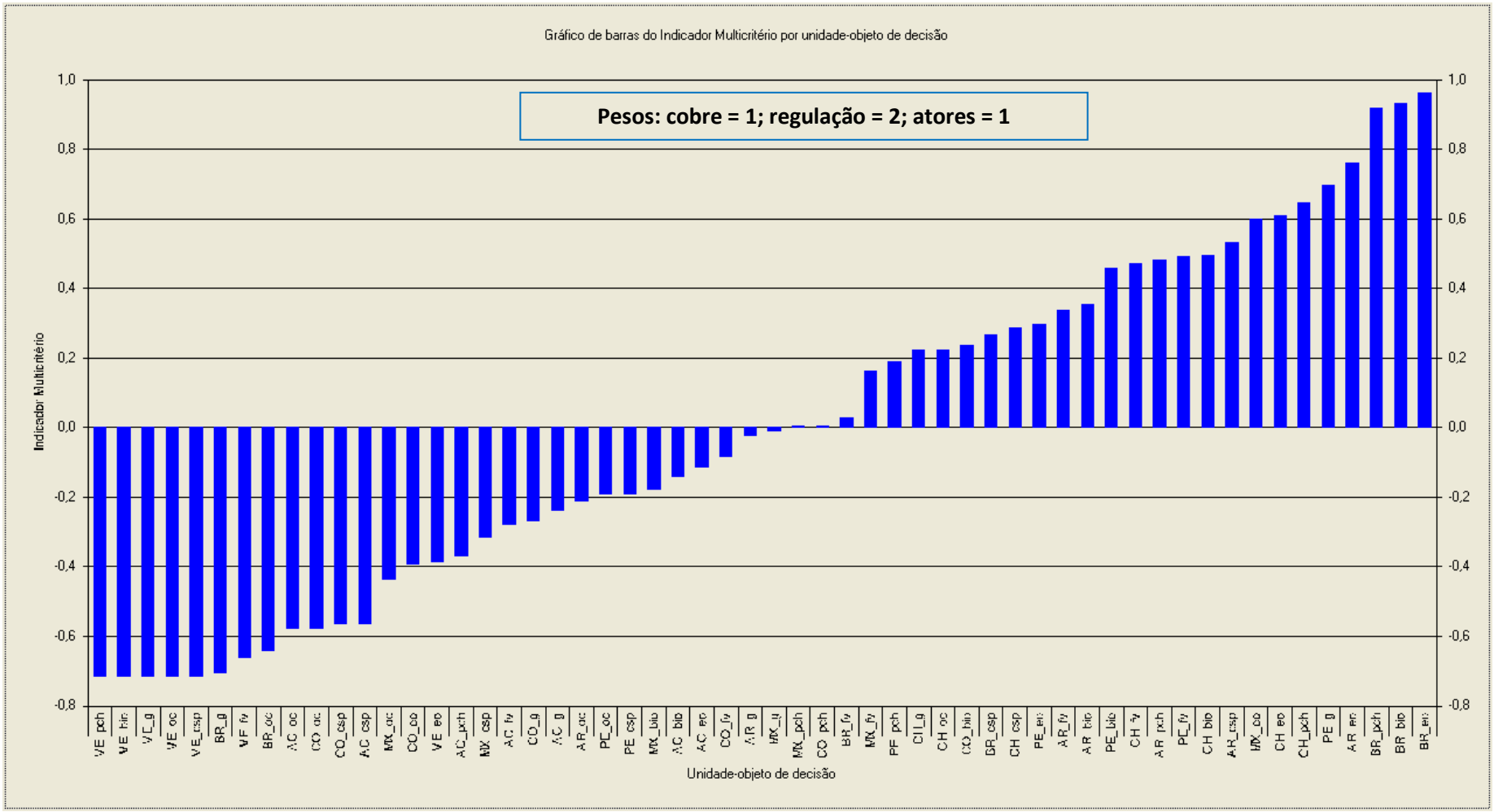


Figura 28: Ranqueamento dos países-tecnologias avaliados – cenário 3: limite inferior da quantidade de cobre adicional

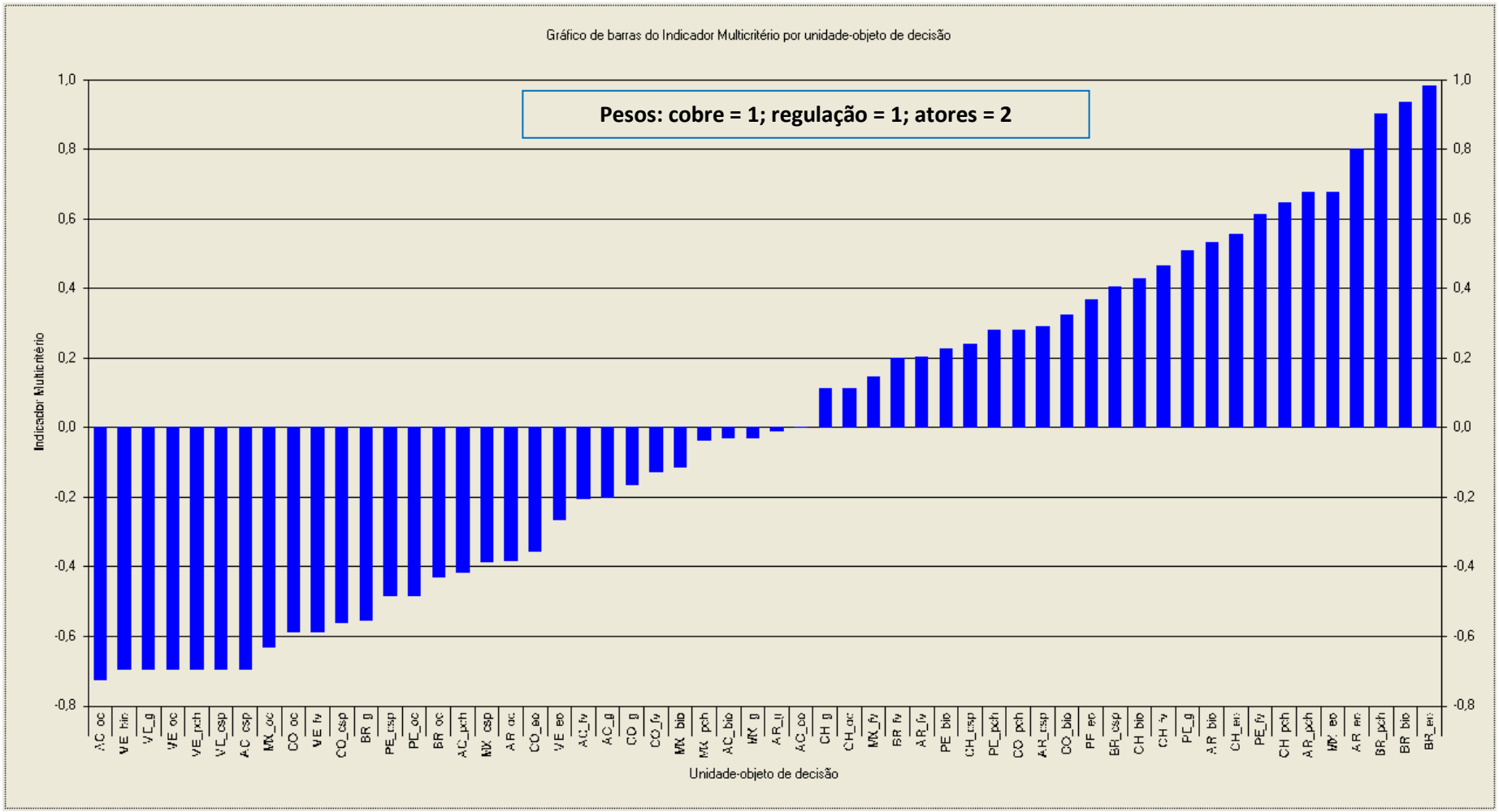


Figura 29: Ranqueamento dos países-tecnologias avaliados – cenário 4: limite inferior da quantidade de cobre adicional

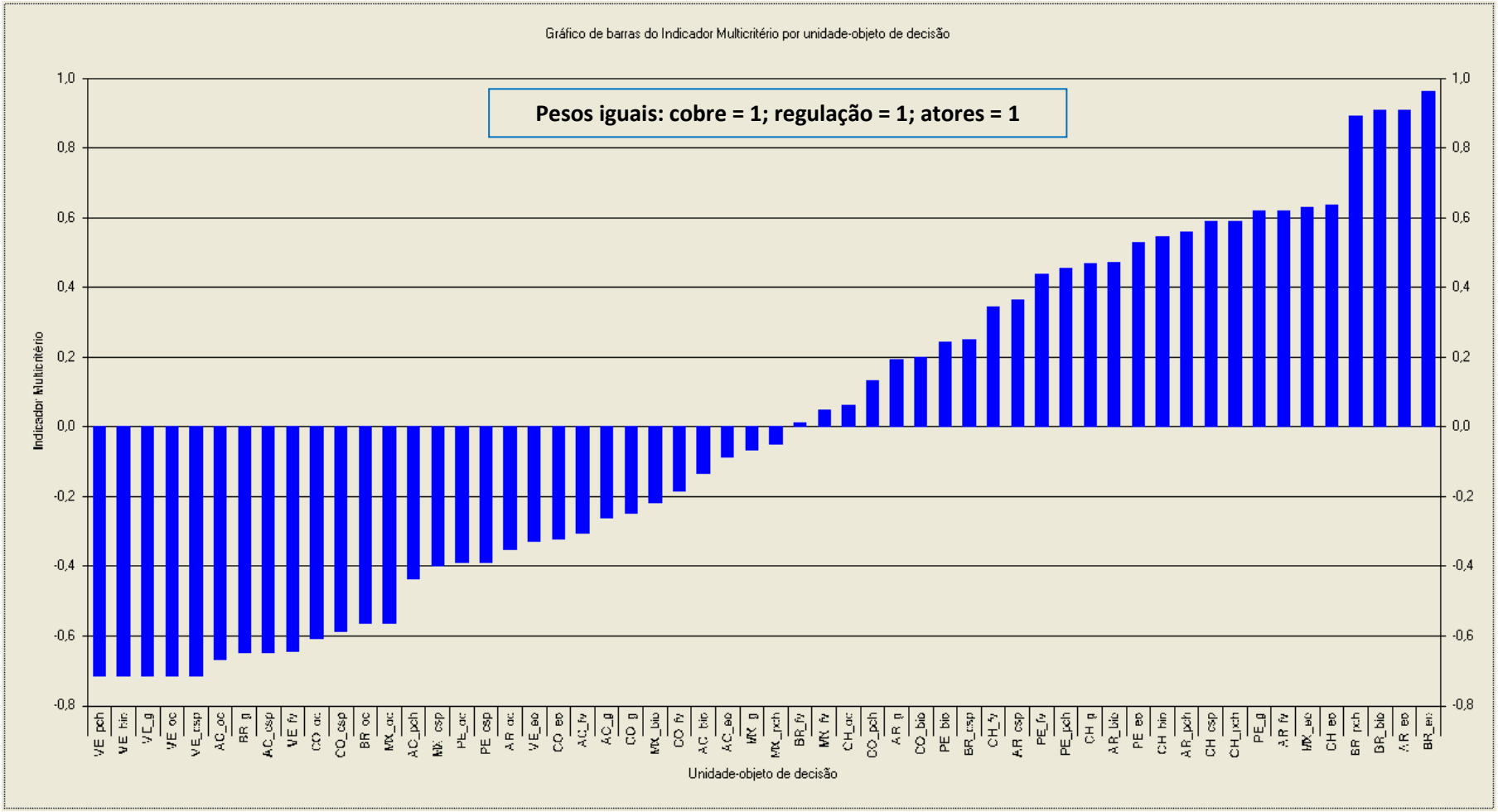


Figura 30: Ranqueamento dos países-tecnologias avaliados – cenário 1: limite superior da quantidade de cobre adicional

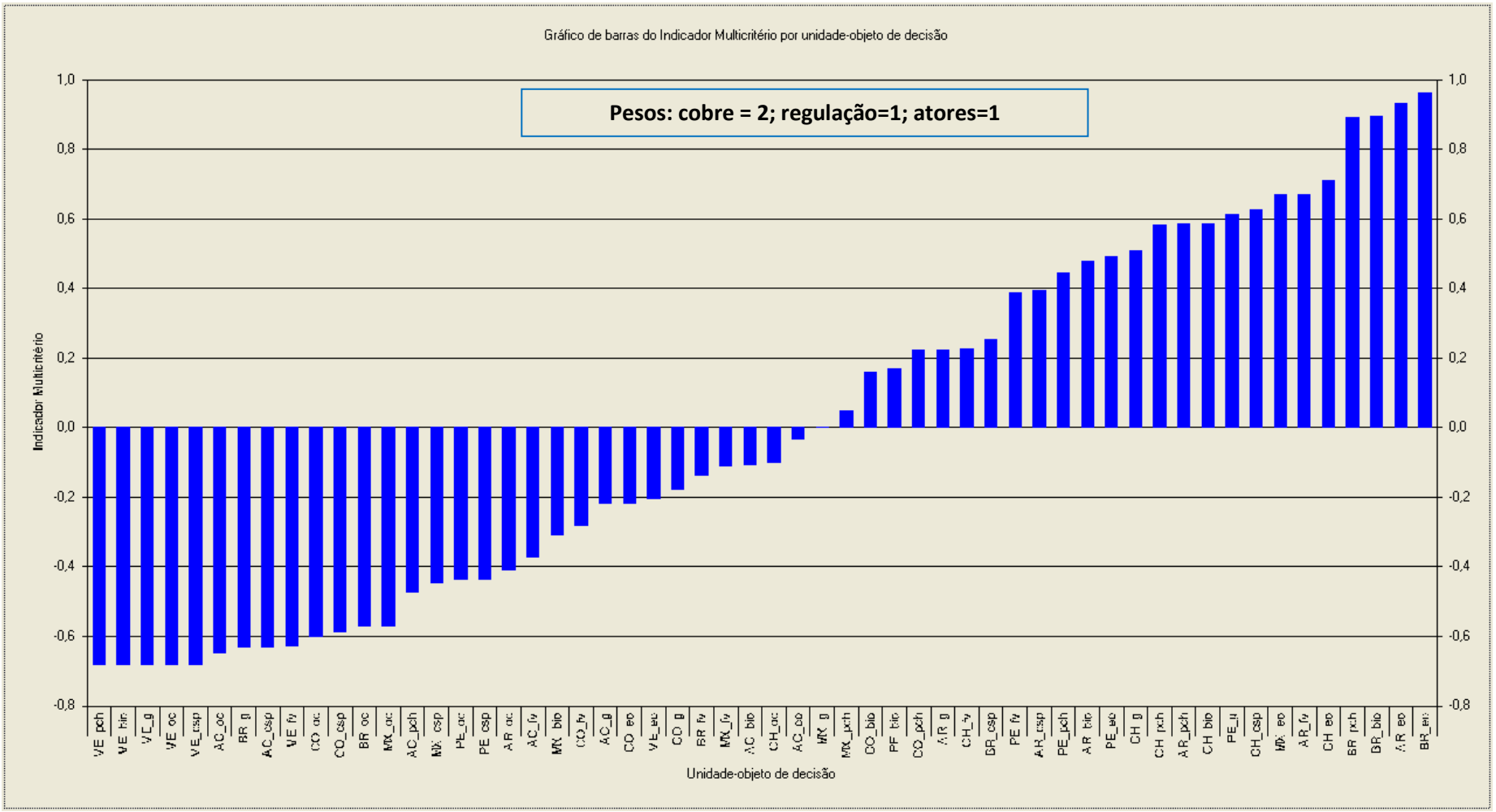


Figura 31: Ranqueamento dos países-tecnologias avaliados – cenário 2: limite superior da quantidade de cobre adicional

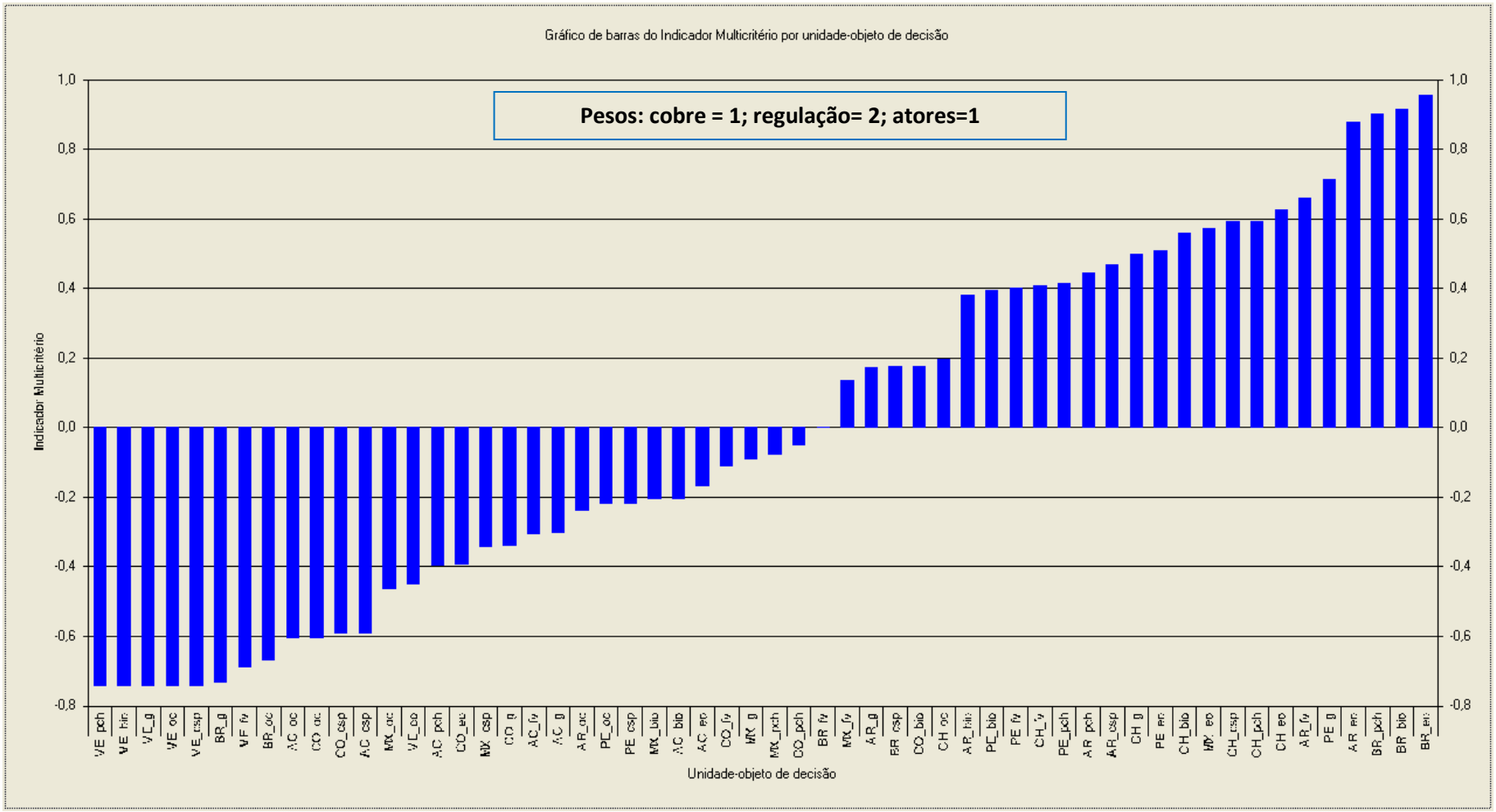


Figura 32: Ranqueamento dos países-tecnologias avaliados – cenário 3: limite superior da quantidade de cobre adicional

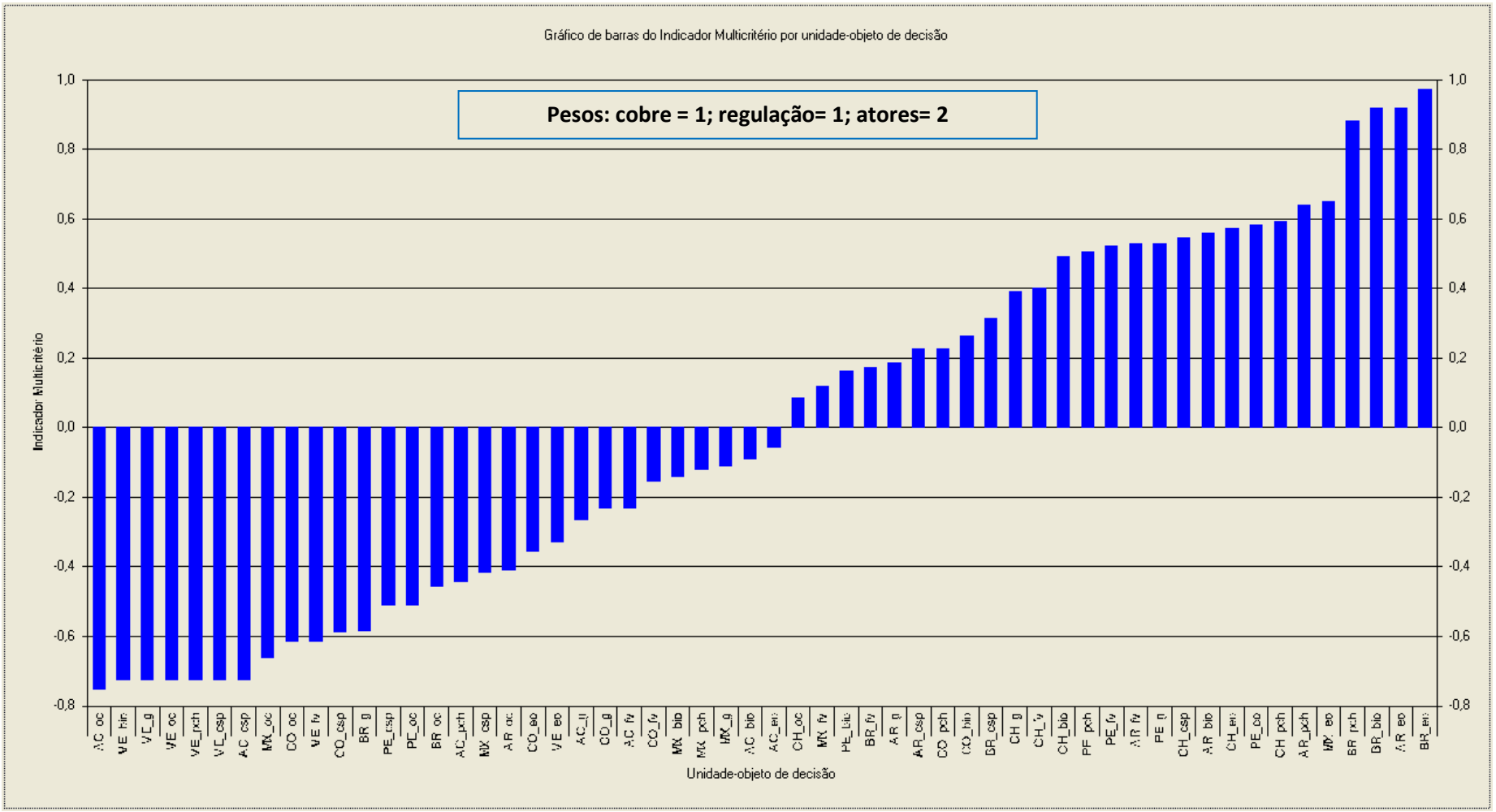


Figura 33: Ranqueamento dos países-tecnologias avaliados – cenário 4: limite superior da quantidade de cobre adicional

5.1.4 CONCLUSÕES

A ferramenta de Apoio Multicritério à Decisão mostra-se importante na medida em que o processo de escolha entre diferentes programas e tipos de implantação possui vários critérios de decisão quantitativos e qualitativos, tornando a tarefa complexa. Dessa forma, a ferramenta permite organizar as preferências e juízos de valores do decisor na obtenção de elementos de resposta às suas questões no decorrer de um processo.

5.1.5 REFERÊNCIAS

Gomes, L.F.A.M.; Araya, M.C.G.; Carignano, C. Tomada de Decisões em Cenários Complexos. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2004.

Jannuzzi, P.M.; Miranda, W.L. de; Silva, D.S.G da. Análise Multicritério e Tomada de Decisão em Políticas Públicas: Aspectos Metodológicos, Aplicativo Operacional e Aplicações. Informática Pública, ano 11 (1), p. 69 – 87, 2009.

Sanjay D Pohekar, M Ramachandran. "Application of Multicriteria Decision Making to Sustainable Energy Planning - A Review".Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 8, pp.365 – 381, 2004.