Resumo

A exigência energética global está mais orientada para a utilização das fontes de Energias Renováveis (FERs), comprometendo e garantindo um desenvolvimento sustentável. Este trabalho tem como objetivo contribuir para o atingir das metas do PED 2011-2030, no que refere à utilização das FER, em particular do potencial eólico em Timor-Leste. Timor-Leste tem apresentado um grande interesse na política de aproveitamento de FER para alcançar a meta de longo prazo de PED 2030, comprometendo-se com o desenvolvimento sustentável através de ERs. Este trabalho pretende contribuir em particular com o estudo do aproveitamento de energia eólica.

Com base no clima do vento de longo termo entre 2004 – 2012, da estação meteorológica (EM) de Díli e conjugando estes com os dados da campanha experimental de Martifer cedidos, de Dezembro 2008 - Novembro 2009, obteve-se o coeficiente de variabilidade ($C_{variab.}$) inter-anual. Foi assim possível construir o mapa médio do vento de longo termo, com modelo atmosférico de mesoscala, numa resolução refinada de 3×3 km. Para a identificação dos locais mais favoráveis do vento, foi utilizado o modelo ArcGIS para georreferenciação do recurso. A filtragem das restrições e os constrangimentos do terreno permitiu construir o mapa do vento sustentável de Timor-Leste, por distritos, subdistritos, sucos, do enclave de Oecússi e a ilha de Atauro, o que conduziu à hierarquização de cinco zonas favoráveis (zona 1 - 5).

A contribuição para o plano energético de Timor-Leste consiste em duas fases: - a 1ª fase o aproveitamento eólico em três PEs nas zonas monitorizadas (3 e 5) oriundo de dados cedidos pela Martifer, contabilizou-se um total de 424.694 MWh de produção de energia anual, tendo-se verificado o custo normalizado de energia (LCOE) no valor médio calculado de 0,046 €/kWh; - na 2ª fase a construção de acesso e o desenvolvimento de PEs nas zonas 1, 2 e 4 para o Cenário de Max-Renovável. Assim sendo, viabilizam a "Perspetiva de Utilização da Energia Eólica" no quadro do PED 2011 - 2030 de Timor-Leste, que viria reduzir o custo de produção de energia atual, e a emissão de CO_2.

Palavras-chave: Timor-Leste, sustentabilidade, energias renováveis, potencial eólico.

Abstract

Prospects of Using Wind Energy in Timor-Leste

The demand for global energy is more focused on the use of Reneweable Energy sources (REs), ensuring and committing itself to sustainable development. This study was prompted by the wish to contribute to the achievement the goals of the Strategic Development Plan (PED 2011-2030) regarding the use of REs, particularly the wind energy in Timor-Leste. Timor-Leste has presented a great interest in the use of renewable energy sources policy to achieve the long term goal of the PED 2030, committing to a sustainable development through renewable energy. This thesis intends to contribute in particular with the study of the use of wind energy.

Based on the long term wind climate between 2004 and 2012 of the Díli weather station and combining these data with the Martifer campaign experimental data of December 2008 - November 2009, the interannual variation coefficient (Cv) was obtained. Thus, it was possible to build the map of long term average wind with atmospheric mesoscale model in a refined resolution of 3×3 km.

The ArcGIS model was used for the identification of the most favorable locations of the wind for its georeferencing. The constraining of filtering and the constraints of the terrain allowed to construe the sustainable wind map of Timor-Leste in *distritos*, *subdistritos*, *sucos*, and also of the enclave of Oecussi and Atauro island, which led to the ranking of five favorable areas (zone 1-5) for an immediate experimental campaign of wind characterization and utilization of this resource in wind parks. The contribution to Timor-Leste's energy plan consists of two phases: - the first phase of three wind farms in zone (3 and 5) from data provided by Martifer, a total of 424,694 MWh, and levelyzed cost of electricity (LCOE) in the calculated average value of 0.046 €/kWh; - in the second phase the construction of access and development of wind farms in zones 1, 2 and 4 for the Max-Renewable Scenario. As such, they make possible the "Perspective of Wind Energy Use" in Timor Leste’s PED 2011 - 2030, which would reduce current energy production costs and CO_2 emissions.

Keyword: East Timor, sustainability, renewable energy, wind power

É fazendo que se aprende a fazer aquilo que se deve aprender a fazer

Aristóteles

Dedico esta obra:

a minha esposa,

aos meus filhos,

aos meus falecidos pais

e

ao bem do povo *Maubere*

Agradecimentos

Ao Professor Doutor Vasco Fitas da Cruz pela amizade e disponibilidade demonstradas no apoio, acompanhamento e na orientação científica prestada ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

À Professora Doutora Ana Estanqueiro, Coordenadora da Unidade de Análise Energética e Redes (UAER) do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), pela orientacão, pelas preciosas sugestões científicas transmitidas no decorrer deste trabalho, pela disponibilização dos meios e recursos indispensáveis à realização do trabalho, pelo acolhimento na referida instituição e pela cuidada revisão final desta tese.

À Professora Doutora Fátima Batista pelo apoio de diligência inicial e sugestões no decorrer do trabalho.

À Professora Doutora Ana Alexandra Silva, pela assessoria e revisão da língua portuguesa na versão final deste trabalho.

Ao meu grande amigo Doutor David Mendes, pelo apoio durante a minha estadia em Évora, na elaboração e na apresentação da tese.

Ao Instituto Português de Apoio ao Desenvolvimento (IPAD) - Fundação das Universidades Portugueses (FUP), na forma de atribuição da bolsa inicial de Doutoramento referente à cooperação de capacitação dos docentes da Universidade Nacional de Timor-Lorosa'e (UNTL).

À Universidade Nacional de Timor-Lorosa'e (UNTL) - Universidade de Évora que, através da cooperação e do financiamento do Fundo de Capital Humano de Capacitação dos Docentes da UNTL, pela continuidade do financiamento no desenvolvimento deste projeto de trabalho até à sua conclusão.

A todos os colegas e amigos de LNEG-UAER, onde me encontrei inserido a nível profissional, num grupo que prima pelo grande companheirismo e excelente ambiente de trabalho, pelo que manifesto os meus maiores agradecimentos ao Grupo da Unidade de Análise Energética e Redes: Paulo Costa, António Couto, Dra. Teresa Simões e João Silva que me ajudaram e apoiaram na introdução, orientação e realização de todos os trabalhos de simulações e análises no domínio da energia eólica.

À minha amada esposa, Lídia Gomes e aos meus queridos filhos: Delívio, Livania e Violanto, pelo apoio incondicional e incentivos contínuos para que todo este esforço fosse levado a bom porto, quero deixar aqui um beijinho muito especial.

A todos os meus compatriotas e camaradas que tombaram na luta pela

libertação, dedico o fruto deste trabalho em prol do bem-estar do povo Maubere e das futuras gerações.

Os agradecimentos finais, são dirigidos com uma palavra sentida, aos meus falecidos pais: Caetano da Conceição Soares e Bendita de Jesus Belo, e também à minha mãe adotiva Violante Soares, pelos sacrifícios e empenho dispendidos na formação e educação inicial do seu filho, a quem como homenagem dedico os frutos deste trabalho, para o bem-estar dos seus netos.

Acrónimos

ALGIS	*Agriculture and Land-Use Geographic System*
AIE	Agência Internacional de Energia
AIEA	Agência Internacional de Energia Atómica
APE	Associação Portuguesa de Energia
ArcGIS	*Esri's Geographic Information System*
CLA	Camada Limite Atmosférica
CPLP	Comunidades dos Países da Língua Portuguesa
CSP	*Concentracional Solar Power*
DAP	Departamento de Áreas Protegidas
DEPCC	Direção de Estradas, Pontes e Controlo de Cheias
DNMG	Direcção Nacional de Meteorologia e Geofísica
DNPT	Direcção Nacional de Produção e Transporte
D1	Domínio 1
D2	Domínio 2
D3	Domínio 3
D4	Domínio 4
D5	Domínio 5
D6	Domínio 6
D7	Domínio 7
EDTL	Eletricidade de Timor-Leste
EM	Estação Meteorológica
ENSO	*El Nino Southern Ocilation*
ER(s)	Energia(s) Renovável(s)
EROS	*Earth Resources Observation Systems*
EUA	Estados Unidos da América
EWEC	*European Wind Energy Conference*
FALINTIL	Forças Armadas de Libertação e Independência de Timor-Leste
FER(s)	Fonte(s) de Energia(s) Renovável(s)
GEE	Gás de Efeito Estufa
GIS	*Geographic Information System*
GPL	Gás de Petróleo Liquefeito

HAWT	*Horizontal Axis of Wind Turbines*
IEA	*International Energy Agency*
INETI	Instituto Nacional de Engenharia Tecnologia e Inovação
JPDA	*Joint Petroleum Development Area*
LCOE	*Levelized Cost of Electricity*
LNEG	Laboratório Nacional de Energia e Geologia
LNG	*Liquified Natural Gas*
LPG	*Liquified Petroleum Gas*
MAP	Ministério de Agricultura e Pescas
MI	Ministério das Infra-Estruturas
MM5	*Fifth-Generation Penn State/NCAR Mesoscale Model*
NCAR	*National Center for Atmospheric Research*
NCEP	*National Center for Environmental Prediction*
NE	*North East*
NEPS	Número de horas equivalente a potência nominal do vento de um ano.
NREL	*National Renewable Energy Laboratory*
NSD-UNFPA	*National Statistics Directorate - United Nations Food Program and Agriculture*
OCDE	Organização para Cooperação e Desenvolvimento Económico
OECD	*Organization for Economic Co-operation and Development*
ONU	Organização das Nações Unidas
OTEC	*Ocean Thermal Energy Conversion*
PE(s)	Parque(s) Eólico(s)
PE1	Parque Eólico de Lariguto-Fatulia
PE2	Parque Eólico de Baucau-Kaisido
PE3	Parque Eólico de Bobonaro
PED	Plano Estratégico do Desenvolvimento
PES	Potencial Eólico Sustentável
PIB	Produto Interno Bruto
PRI	Período de Recuperação do Investimento
PSU	*Pennsylvania State University*
PV	*Photovoltaics*

RDTL	República Democrática de Timor-Leste
REN	Rede Elétrica Nacional
RNL	*Riso National Laboratory*
RSU	Resíduo Sólido Urbano
SEPE	Secretaria de Estado de Política Energética
SE	*South East*
SEF	Secretaria de Estado da Floresta
SE-EDTL	Secretaria de Estado de Eletricidade de Timor-Leste
SEOP	Secretaria de Estado das Obras Públicas
SIG	Sistema de Informação Geográfica
SW	*South West*
TIR	Taxa Interna de Rendibilidade
TL	Timor-Leste
TSDA	*Timor Sea Development Area*
UN	*United Nations*
UNTL	Universidade Nacional de Timor-Lorosa'e
USGS	*United States Geological Survey*
USD	*United States Dollar*
UTM	*Universal Transverse Mercantor*
VAL	Valor Atual Líquido
WAsP	*Wind Atlas Analysis and Application Program*
WGS84	*World Geodetic System 1984*
WNA	*World Nuclear Association*
WTI	*West Texas Intermediate*
WWEA	*World Wind Energy Association*
ZITC	*Zone of Intertropical Convergence*
ZEESM	Zona Especial de Economia Social de Mercado

Lista dos Símbolos

$\vec{F}$	Resultante das forças atuantes no elemento de ar
$m\vec{u}$	Quantidade de movimento (massa de ar (m) e aceleração do corpo ($\vec{u}$)
$m\vec{g}$	força da gravidade
$\vec{F}_p$	Força do gradiente de pressão
$\vec{F}_{cp}$	Força centrífuga
$\vec{F}_{cor}$	Força de Coriolis
$\vec{F}_a$	Força de atrito
f	Parâmetro de Coriolis ($f = 2\Omega sen\varphi$)
Ω	Velocidade angular da terra (= 7,29 x 10^{-5} rad s^{-1})
ρ	Densidade do ar
Δp	Diferença de pressão das duas isóbaras contíguas
Δn	Menor distância entre duas isóbaras contíguas.
$\vec{a}$	Aceleração centrípeta do ar
a_t	Componente tangencial
a_n	Componente normal
R	Raio da curvatura da partícula ao centro do sistema
$v = u$	Velocidade média do vento
$\bar{u}$	Velocidade do vento instantâneo
F_r	Número de Froude interna
D	Semi-largura do obstáculo (colina ou montanha) que perturba o movimento da partícula do ar.
δ	Espessura da camada limite atmosférica
$\bar{U}_z$	Velocidade média do vento à altura z
u*	Velocidade de atrito
τ_o	Tensão de corte à superfície da terra
z_0	Comprimento de rugosidade
z_1	Altura de referência do vento
$\bar{U}_{z1}$	Velocidade média de vento na altura conhecida
z_2	Altura (desejada) extrapolada
$\bar{U}_{z2}$	Velocidade extrapolada para a altura z_2

k	Coeficiente de atrito do escoamento no solo e ou parâmetro de forma (adimensional) da distribuição de Weibull.
T	Período de tempo (intervalo de tempo)
$\bar{u}$	Velocidade média instantânea
$f(\bar{u})$	Frequência de ocorrência da velocidade média do vento $(\bar{u})$
A	Parâmetro de escala da distribuição do Weibull (m/s)
Γ	Função da Gama
E	Fluxo de potência disponível no vento (W/m^2)
σ	Desvio padrão da velocidade de vento
$E_{n/PEA}$	Produção anual de energia (MWh-ano)
P_{WT}	Potência da turbina (MW)
F_c	Fator de capacidade
NEPS	Número de horas equivalentes à potência nominal do vento de um ano
p	Porosidade do obstáculo
A_T	Área total ocupada
A_{ef}	Área efetiva
A	Áreas de seção 1-1 do vento montante da turbina
A'	Áreas de seção 2-2 do vento jusante da turbina
v	Velocidade de vento montante da turbina
v'	Velocidade de vento jusante da turbina
A_T	Área de seção da turbina
v_T	Velocidade de vento da turbina
P_U	Pressão do montante da turbina
P_D	Pressão de jusante da turbina
F	Força de impulso do rotor
C_p	Coeficiente da potência
α	Coeficiente de indução axial e ou Expoente (transposição vertical) do vento.
P_T	Potência disponível na turbina
P_{Tmax}	Potência máxima da turbina
P_e	Potência efetiva gerada pela turbina
P_i	Potencial sustentável de vento dentro do polígono i
P_{nt}	Potência nominal da turbina (MW)
d_x	Resolução da grelha em longitude
d_y	Resolução da grelha em latitude

C_x	Espaçamento na direção perpendicular ao vento dominante, com valor de três diâmetros da turbina.
L_y	Espaçamento na direção do vento dominante com valor de dez diâmetros da turbina.
N_i	Número total de pixéis do recurso eólico dentro do polígono *i* valor do NEPS na grelha do recurso do vento depois de aplicação de filtragem GIS na grelha do recurso *j* dentro do polígono *i*.
D_{Pmax}	Densidade populacional máxima dos polígonos *i* (distrito, subdistrito e sucos).
D_P	Densidade populacional do polígono *i*
F_{oc}	Fator de ocupação do solo de densidade populacional máxima dos polígonos *i* (distritos, subdistritos e sucos). Equivalente ao percentil 50 da densidade populacional do polígono *i*.
I_o	Despesas iniciais de investimento em Euro.
A_t	Custo total anual em Euro no ano *t*
$M_{t,el}$	Quantidade de produção de eletricidade no respetivo ano t em (kWh)
n	Ciclo de vida do sistema (economicamente em operação)
t	*A*no do ciclo de vida *(1,2,3,...n*)
i	Taxa de juro real em (%)
$C_{variab.}$	Coeficiente de variabilidade do vento longo termo
$\bar{x}_{anual}$	Velocidade do vento médio observado do ano 2009
$\bar{x}_{longterm}$	Velocidade do vento médio do longo termo (2004-2012)
A_{pa}	Área da proteção do aeroporto
C_p	Comprimento da pista
L_p	Largura da pista
A_{TR}	Soma de todas as áreas de restrições
A_{AP}	Áreas protegidas e parque nacional
A_E	Áreas de estradas nacionais e distritais
A_{REN}	Áreas de rede elétrica nacional
A_{UDS}	Áreas urbanas distritos e subdistritos
A_{FT}	Áreas de fronteiras terrestres
A_{Vsust}	Área do vento sustentável
A_{TL}	Área total de Timor-Leste
A_V	Área de intensidade do vento e NEPS
A_D	Área do declive do terreno.

VAL	Valor Atual Líquido
FC_k	Fluxo da caixa no instante *k*.
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
PRI	Período de Recuperação do Investimento
ε	CO_2 evitados por energia do vento (690 gramas de CO_2/kWh) ou seja (690 toneladas de CO_2/GWh).

Índice

Resumo i

Abstract ii

Agradecimentos v

Acrónimos vii

Lista dos Símbolos x

CAPÍTULO 1 1

1. Introdução 2

1.1 O consumo energético mundial 3
1.2 O impacto ambiental 7
1.3 A Política energética de Timor-Leste 9
1.4 O consumo energético de Timor-Leste 12
1.5 O enquadramento do plano de desenvolvimento 14
1.6 A contextualização e justificação 16
1.7 O objetivo do trabalho 16
1.8 A organização da dissertação 17

CAPÍTULO 2 19

2. Estado da Arte 20

2.1 Fontes de energias não-renováveis 21
2.1.1 Os combustíveis fósseis 21
2.1.2 O combustível nuclear 26
2.2 As Energias Renováveis 28
2.2.1 A energia da biomassa 29
2.2.2 A energia geotérmica 31
2.2.3 A energia hídrica 33
2.2.4 A energia dos oceanos 34
2.2.5 A energia solar 37
2.2.6 A energia eólica 40
2.3 A geração mundial de eletricidade 42
2.4 As fontes de energias de Timor-Leste 43
2.4.1 As energias fósseis 43
2.4.2 As energias renováveis 46

CAPÍTULO 3 53

3. Avaliação e Aproveitamento do Potencial Energético do Vento 54

3.1 O escoamento atmosférico 54
3.1.1 A circulação global da atmosfera 55
3.1.2 As monções 57
3.1.3 O vento geostrófico 59

3.1.4 O vento gradiente 60
3.2 As circulações regionais, locais e brisas 62
3.2.1 As circulações locais 62
3.2.2 As brisas de vale e de montanha 63
3.2.3 Os efeitos locais da circulação atmosférica 64
3.3 A camada limite atmosférica 66
3.4 A caraterização da energia do vento 69
3.4.1 A caraterização do vento 70
3.4.2 A distribuição de Weibull 73
3.4.3 A orografia 76
3.4.4 A rugosidade 77
3.4.5 Obstáculos 78
3.5 Sistemas de aproveitamento de energia cinética do vento 79
Teoria do momento axial e limite de Betz 79
3.6 A tecnologia eólica 83

CAPÍTULO 4 89

4. Metodologia de Planeamento do Aproveitamento do Potencial Eólico 90
4.1 Os estudos recentes do potencial eólico 90
4.2 A metodologia de planeamento do aproveitamento eólico 93
4.3 Método de caraterização do potencial eólico 95
4.3.1 Dados globais, climatológicos e observados 95
4.3.2 O modelo atmosférico de mesoscala 97
4.4 O modelo de georreferenciação da informação de planeamento dos SIG 98
4.5 As restrições e condicionantes do plano no ordenamento do território 99
4.5.1 Áreas protegidas e parque nacional 100
4.5.2 As estradas nacionais e distritais 100
4.5.3 A rede de transmissão elétrica 101
4.5.4 A utilização do solo de Timor-Leste 101
4.5.5 O terreno de Timor-Leste 102
4.5.6 A definição da zona de proteção do aeroporto 103
4.5.7 A definição da zona de proteção fronteiriça 103
4.6 O atlas do Potencial Eólico Sustentável 104
4.6.1 A metodologia de avaliação do PES 104
4.6.2 A identificação das zonas favoráveis 106
4.7 Contributo para o plano energético de Timor-Leste 106
4.8 O custo normalizado de produção de energia eólica 107

CAPÍTULO 5 109

5. O Potencial Eólico Sustentável de Timor-Leste 110

5.1 A caraterização do recurso eólico 110
5.1.1 A modelação mesoscala do atlas de vento 110
5.1.2 A análise da variabilidade inter-anual do clima de vento 112
5.1.3 A validação do atlas de vento com dados observados em Timor-Leste 116
5.2 Georreferenciação e processamento dos constrangimentos do terreno 124

5.2.1 O parque nacional e zonas protegidas 124
5.2.2 As estradas nacionais e distritais 125
5.2.3 Rede elétrica nacional 125
5.2.4 As áreas urbanas de vento 126
5.2.5 A zona de proteção do aeroporto e fronteira terrestre 126
5.2.6 A união das áreas de restrição 127
5.2.7 Avaliação do declive do terreno 130
5.2.8 Caraterização das Turbinas Eólicas 131
5.2.9 Atlas sustentável do vento 131
5.3 A identificação de áreas de Potencial Eólico Sustentável 136
5.3.1 A determinação do PES em Timor-Leste 136
5.3.2 O enclave de Oecussi 138
5.3.3 O potencial eólico sustentável da ilha de Atauro 140
CAPÍTULO 6 141
6. Análise e Discussão de Resultados 142
6.1 Análise de Resultados 142
6.1.1 O vento em Timor-Leste 142
6.1.2 Validação do Atlas de vento 142
6.1.3 O Potencial Eólico Sustentável de Timor-Leste 145
6.1.4 Identificação do Potencial Eólico por Regiões Administrativas 146
6.2 Contribuição do Aproveitamento de Energia Eólica para o Plano Energético de Timor-Leste. 147
6.2.1 A hierarquização das áreas favoráveis ao aproveitamento eólico 147
6.2.2 O contributo para a política energética de Timor-Leste 155
6.2.3 Plano de desenvolvimento energético 156
6.2.4 Viabilidade económica preliminar dos PEs 159
6.2.5 Análise da contribuição para o plano energética de Timor-Leste 163
CAPÍTULO 7 165
7. Conclusões e Recomendações 166
7.1 Conclusões 166
7.2 Recomendações 168
7.3 Perspetivas para o trabalho futuro 169
BIBLIOGRAFIA 170
ANEXOS: 178
Anexo A: Suplemento dos modelos de avaliação do potencial eólico (referente ao Capítulo 4) 178
A-1: O modelo mesoscala (MM5) 178
A-2: O modelo WAsP 181
A-3: O modelo *Windfarmer* 183
A-4: A georreferenciação da informação de planeamento (modelo ArcGIS) 184
A-4-1: Pré-processamento dos dados de entrada 185
A-4-2: As ferramentas utilizadas na determinação do PES 186

A-4-3: O modelo de ArcGIS *(model builder)* 186

Anexo B: Suplemento do Potencial Eólico Sustentável de Timor-Leste (referente ao Capítulo 5). 190

B-1: A análise da variabilidade inter anual 190
B-2: A validação dos dados simulados com dados observados 191
B-3: A distribuição da população (ocupação do solo) 194
B-4: O fator de ocupação do solo por subdistritos e sucos 195
B-5: Os resultados PES obtidos por divisões administrativos de Timor-Leste..... 197

Anexo C: Suplementos da Contribuição dos Aproveitamentos Eólicos para o Plano Energético de Timor-Leste (referente ao Capítulo 6) 203

C-1: A contribuição de aproveitamento de PEs 203
C-1-1: A zona 3-A classe B - o PE 1 203
C-1-2 A zona 3-B classe C o PE 2 206
C-1-3 A zona 5 classe C o PE 3 207
C-2: O impacto ambiental e socioeconómico de PEs 210
C-3: Uma breve caraterização económica de Timor-Leste 211
C-4: Avaliação económica preliminar de PEs 217
C-4-1: Caraterização da distribuição de custo do PE 218
C-4-2: Viabilidade económica preliminar de PEs 219
Anexo D: Tabelas de Áreas Protegidas e Parque Nacional de Timor-Leste. 222
Anexo E: Carta de Autorização da Utilização dos Dados de Vento pela Empresa Megajoule. 223
Anexo F: Carta de Autorização da Utilização dos Dados de Vento pelo Governo de Timor-Leste. 224
Anexo G: Lançamento do Governo de Timor-Leste Sobre o Aproveitamento dos RSU de Tibar. 225
Anexo H: Cobertura Geográfica e Regional [IEA, 2015] 226
Anexo I: Custo Normalizado de Energia Elétrica [REN21, 2015] 227

Índice das Figuras

Figura 1.1: Distribuição da população por Subdistritos de Timor-Leste 3

Figura 1.2: Previsão da AIE-APE do crescimento energético sustentável 4

Figura 1.3: Estimativa da repartição de ERs no consumo final de energia global em 2013. 5

Figura 1.4: Repartição do consumo final total de combustíveis fósseis de 1973-2013.... 6

Figura 1.5: Repartição regional do consumo final total de comb. de 1973 a 2013 6

Figura 1.6: Emissões de 1973 a 2013, por combustíveis em Mt de CO2 em (%)..... 8

Figura 1.7: Emissões de 1973 a 2013, por regiões em Mt de CO2 em (%). 9

Figura 1.8: Estimativa para evolução do consumo elétrico (referente à produção) anual entre 2009 - 2025..... 10

Figura 1.9: Sistema de produção e transporte de eletricidade 12

Figura 1.10: Evolução do LCOE dos investimentos, "Económico" vs "Máx Renovável" de acordo com vários cenários para o preço do petróleo 13

Figura 1.11: Estimativas do consumo e dos custos de gasóleo para produção de energia até 2017..... 14

Figura 2.1: Repartição regional de produção do petróleo bruto…….....22

Figura 2.2: Preço médio do petróleo bruto [USD/barril]…….....23

Figura 2.3: Repartição regional de produção de gás natural…….....23

Figura 2.4: Preço médio de importação de gás natural em USD/MBtu…….....24

Figura 2.5: Repartição regional de produção do carvão…….....25

Figura 2.6: Preço do carvão vaporizado USD/t…….....25

Figura 2.7: Recursos de urânio em 2013…….....26

Figura 2.8: Repartição regional da produção de energia nuclear de 1973-2013.....27

Figura 2.9-a): Ciclo da combustão de biomassa e -b): Resíduos de biomassa.....30

Figura 2.10-a): Produção de biomassa mundial de 2000-2014; -b): Aglomerado de biomassa, biocombustível…….....31

Figura 2.11: Capacidade instalada de geotérmica mundial…….....32

Figura 2.12: Capacidade global hidroelétrica instalada até 2014…….....34

Figura 2.13: Capacidade instalada de energia oceânica mundial…….....36

Figura 2.14: Diferença de temperatura do oceano entre a superfície e uma profundidade de 1000 m…….....37

Figura 2.15-a): Evolução global da capacidade instalada de sistemas solar PV; -b): solar CSP de 2004-2014…….....38

Figura 2.16-a): Capacidade instalada de energia eólica mundial de 2004-2014; -b): Taxa de crescimento de energia eólica m 2014…….....41

Figura 2.17: Energia eólica por países em 2015…….....41

Figura 2.18: Geração de eletricidade por combustível de 1973-2013…….....42

Figura 2.19: Projeto de Tasi Mane…….....44

Figura 2.20: Área conjunta de desenvolvimento petrolífero do mar de Timor.....45

Figura 2.21: Cenário de produção das reservas do mar de Timor.....46

Figura 2.22: Padrão do vento e precipitação de Timor-Leste.....47

Figura 2.23: Mapa médio do vento do ano 2009…….....48

Figura 2.24: Mapa de irradiação solar diária de Timor-Leste…….....49

Figura 2.25: Mapa de biomassa…….....50

Figura 2.26: Mapa do Arco Interno de Banda…….....51

Figura 3.1-a): O modelo idealizado de circulação global unicelular de Hadley e -b): Tricelular de Ferrel 55

Figura 3.2-a): Distribuição dos campos médios da pressão e do vento junto da superfície associado a circulação global da ZITC no mês de Jan. e -b): no mês de Jul. 57

Figura 3.3: Efeito da força de atrito sobre o vento geostrófico 62

Figura 3.4: A brisa terrestre e marítima 63

Figura 3.5: As brisas de vale e montanha..... 64

Figura 3.6: A representação da CLA 67

Figura 3.7: Estrutura da CLA 67

Figura 3.8: O espectro de energia do vento caraterizado por Van der Hoven 71

Figura 3.9-a): A distribuição da velocidade do vento e -b): A curva de potência de uma turbina de 2 MW..... 74

Figura 3.10: A aceleração do vento sobre uma elevação 76

Figura 3.11: As adequações das orientações de linhas de cumeada à instalação de aproveitamentos eólicos..... 77

Figura 3.12: Comportamento do escoamento na zona envolvente de um obstáculo 78

Figura 3.13: Modelo axial de escoamento no cilindro adaptado 80

Figura 3.14-a): A esquema de uma turbina eólica tipo HAWT e -b): Esquema de funcionamento de um aerogerador 84

Figura 3.15-a): O gerador elétrico e a caixa de velocidade e -b): As torres do parque eólico de Navara, Espanha. 86

Figura 3.16: Curva de potência da turbina Vestas V90 – 2MW e respetivos coeficientes de potência. 87

Figura 3.17-a): O efeito de esteira no PE offshore de Horns Rev e -b): Posicionamento das turbinas num parque eólico 88

Figura 4.1: O atlas Europeu do vento 91

Figura 4.2-a): Atlas do vento de Portugal Continental e-b): Mapa do vento sustentável de Portugal Continental 92

Figura 4.3: A metodologia de desenvolvimento de aproveitamento do potencial eólico94

Figura 4.4: Mapa de localizações de estações de referência 97

Figura 4.5: O mapa de áreas protegidas e parque nacional do DAP-SEF-MAP 100

Figura 4.6: Mapa rodoviário de Timor-Leste da DEPCC-SEOP-MI 101

Figura 4.7: A cobertura vegetal do solo de Timor-Leste 102

Figura 4.8: Mapa do terreno de Timor-Leste 103

Figura 5.1-a: Representação do domínio mãe e encadeados, -b: O domínio 5. 112

Figura 5.2: Mapeamento para o D5 (para cota de 80 m) dos seguintes parâmetros: -a) intensidade média da velocidade do vento e -b): direção do vento predominante. 112

Figura 5.3: A velocidade média do vento inter-anual da EM de Díli, à cota de 10m de altura. 113

Figura 5.4: O coeficiente de variabilidade ($C_{variab.}$) do longo termo. 114

Figura 5.5: Atlas do vento médio longo termo de Timor-Leste 115

Figura 5.6: A representação do D6 e D7 na resolução de 1x1 km 118

Figura 5.7-a): D6: A intensidade de vento; e -b): A direção de vento predominante... 118

Figura 5.8-a): O D7: A intensidade de vento; e -b): Direção predominante do vento.. 119

Figura 5.9: Perfil vertical do vento observado e simulado..... 121

Figura 5.10: O perfil diário do vento observado e simulado..... 122

Figura 5.11: O perfil anual do vento observado e simulado 122

Figura 5.12: A distribuição do Weibull entre os dados observados e simulados de Dezembro 2008 – Novembro 2009. 123

Figura 5.13: As rosas de ventos observados e simulados de dez. 2008 – nov. 2009.... 123

Figura 5.14: Áreas de ambiente protegidas 124

Figura 5.15: Estradas de Timor-Leste..... 125

Figura 5.16: Rede elétrica nacional 126

Figura 5.17: Áreas urbanas com elevado potencial eólico excluído do potencial sustentável do desenvolvimento de parques eólicos..... 126

Figura 5.18-a): Zona de proteção da pista do aeroporto; -b): Linha da fronteira..... 127

Figura 5.19: A união das áreas de restrições ao desenvolvimento de PEs..... 129

Figura 5.20: Declive do terreno..... 130

Figura 5.21: Identificação da turbina 131

Figura 5.22: Atlas da intensidade do vento médio longo termo (componente horizontal) superiores a 6 m/s de Timor-Leste 133

Figura 5.23: Atlas do vento médio longo termo sustentável (componente horizontal) de Timor-Leste 134
Figura 5.24: Atlas do potencial energético sustentável do vento – NEPS de TL 135
Figura 5.25: PES por distrito 137
Figura 5.26: PES por subdistrito 137
Figura 5.27: O PES por sucos 138
Figura 5.28-a): Plano mestre de ZEESM; b): ERs 139
Figura 5.29: PES do enclave de Oecusse 139
Figura 5.30: PES da ilha de Atauro 140

Figura 6.1: Gráficos de desvios do perfil diário do vento observado e simulado 144
Figura 6.2: Gráfico dos desvios do perfil anual do vento observado e simulado 145
Figura 6.3: Mapa de identificação das áreas adequadas ao aproveitamento do potencial eólico 149
Figura 6.4: Disponibilidade do terreno nos sucos das zonas identificadas; -a): região 1; -b): região 2; -c): região 3; -d): região 4; -e): região 5. 153
Figura 6.5: Mapa das zonas monitorizadas 154
Figura 6.6: Estimativas do LCOE adaptado no Cenário Max-Renovável. 156

Índice das Tabelas

Tabela 2.1: Resultados da campanha experimental da empresa Megajoule em 2009 48
Tabela 2.2: Fontes geotérmicas em Timor-Leste 52
Tabela 2.3: O estudo para aproveitamentos de recursos hídricos..... 52

Tabela 3-1: A escala espacial e temporal de circulação atmosférica..... 54
Tabela 3-2 Classificação da rugosidade e coeficientes de atrito no solo. 69
Tabela 3.3: Coeficientes de porosidade atribuídos aos obstáculos..... 79

Tabela 5.1: Os domínios de modelação do MM5..... 111
Tabela 5.2: Localizações das estações anemométricas..... 116
Tabela 5.3: Altura das estações anemométricas 117
Tabela 5.4: A velocidade do vento de três níveis observado e simulado..... 120
Tabela 5.5: A validação das séries de vento obs. e sim. na cota 80 m de altura. 121
Tabela 5.6: Áreas de restrição 128
Tabela 5.7: Áreas do vento de $3 \times 3\ km$ do D5..... 132

Tabela 6.1: Desvios dos dados observados e simulados na cota de 80 m de altura 143
Tabela 6.2: Distritos com elevado PES..... 146
Tabela 6.3: Subdistritos com elevado PES..... 146
Tabela 6. 4: Sucos com elevado PES..... 147
Tabela 6.5: Parâmetros de entrada para o cálculo de LCOE..... 150
Tabela 6.6: Correção do NEPS simulado..... 150
Tabela 6.7: Critérios de definição de escala para seleção de zonas favoráveis..... 151
Tabela 6.8: Atribuição de seriações de identificação das zonas favoráveis..... 151
Tabela 6.9: Hierarquização das zonas favoráveis do aproveitamento do vento..... 152
Tabela 6.10: O custo normalizado de produção de energia eólica 160
Tabela 6.11: Parâmetros de entrada para avaliação económica dos PEs 161
Tabela 6.12: Viabilidade económica preliminar dos PEs com base no custo de investimento do mercado Europeu (OCDE[A]). 162
Tabela 6.13: Viabilidade económica preliminar dos PEs com base no custo de investimento do mercado Chinês e Índiano[B]. 162

CAPÍTULO 1

1. Introdução

Timor-Leste constitui-se como uma colónia de Portugal, após a chegada dos primeiros mercadores Portugueses à ilha, no século XVI em busca de especiarias. A ilha de Timor é pela primeira vez cartografada entre 1512 e 1513 pelo português Francisco Rodrigues numa das suas vinte e seis cartas [Sousa, 1997]. Sofreu várias guerras e ocupações estrangeiras ao longo da sua história: a ocupação Japonesa que decorreu na Segunda Grande Guerra, entre 1942-1945; a ocupação militar Indonésia que aconteceu após da saída do último governador de Timor, coronel M. Lemos Pires, em 1975 e que se estendeu até 1999.

A incansável luta dos timorenses pela libertação que levou à queda do regime ditatorial liderado por Suharto da Indonésia em 1998; a mobilização internacional sobre o direito à autodeterminação do povo Maubere[1] (Timorense) liderado pelo governo Português com o apoio das Comunidades dos Países da Língua Portuguesa (CPLP); e a União Europeia conseguiram mobilizar a comunidade internacional para a realização do referendo em agosto de 1999 sob os auspícios da Organização das Nações Unidas (ONU). Em 20 de Maio de 2002, TL restaurou a sua independência e se tornou um país livre - o primeiro novo país do terceiro milénio.

A população timorense, de acordo com o censo 2010 da Direção Geral de Estatísticas (DGE) do Ministério das Finanças, é constituída por cerca de 1.066.582 de pessoas, estando distribuída por 13 Distritos (municípios), 65 Subdistritos (postos administrativos) e 442 Sucos (freguesias) [NSD, 2010]. Timor-Leste ocupa uma área terrestre de, aproximadamente, 15.000 km^2 sendo constituído por metade da ilha de Timor, o enclave de Oecussi, a ilha de Atauro e o ilhéu de Jaco. Na figura 1.1 representa-se a percentagem da distribuição populacional de Timor-Leste em divisões administrativas por subdistritos.

Sendo um país ainda relativamente recente, um dos objetivos fundamentais do estado timorense, publicado no artigo 6º da sua constituição da República Democrática de Timor-Leste [Constituinte, 2002], consiste em "promover o desenvolvimento harmonioso e proteger o meio ambiente". Nesta mesma Constituição encontramos uma preocupação emergente com a globalização, a qual deve ser tida em consideração na hora de tomar decisões políticas de desenvolvimento sustentáveis. Tal reflete-se no

[1] *Maubere* é o termo (Ícone) utilizado pela resistência timorense durante a luta pela libertação, significando "o gentio timorense" em língua franca *Mambae*, falada pela maioria étnica da ilha.

desenvolvimento de políticas energéticas, económicas e ambientais, de forma a proteger o meio ambiente em consonância com os esforços globais de todos os estados.

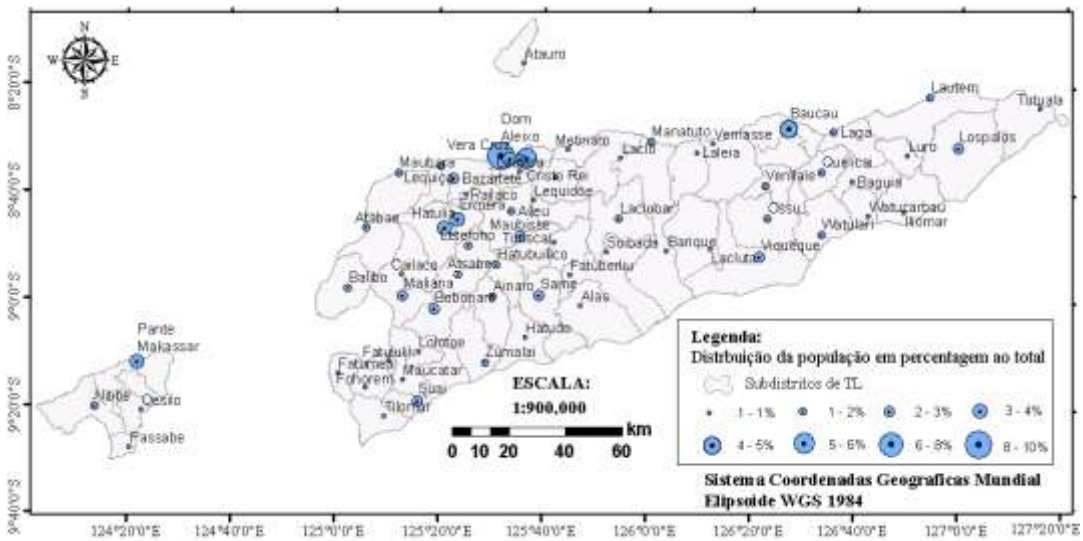


Figura 1.1: Distribuição da população por Subdistritos de Timor-Leste [NSD, 2011]

Nesse sentido, a opção pelo desenvolvimento sustentável é o processo que deve compatibilizar, no espaço e no tempo, o crescimento económico, com a conservação ambiental, a qualidade de vida e a equidade (justiça) social. A necessidade de energia influencia praticamente todos os esforços de desenvolvimento em Timor-Leste e tem sido identificada como uma prioridade nacional do país.

1.1 O consumo energético mundial

O desenvolvimento em termos globais da procura energética é determinado por três parâmetros chave segundo [Martinot et al., 2007], nomeadamente: - o aumento da população mundial, que irá provocar o aumento do consumo de energia; - o desenvolvimento económico, através do produto interno bruto (PIB[2]) e que pode ser usado como indicador de procura energética; - e a intensidade energética, i.e., quanta energia é necessária para produzir uma unidade de PIB.

Relativamente ao crescimento da população mundial até 2050, prevê-se que esta irá atingir os nove mil milhões de pessoas [APE, 2007]. Sem dúvida que haverá uma grande procura de energia e o seu consumo continuará a ser uma das principais preocupações globais durante as próximas décadas. Na previsão de Agência

[2] PIB – Produto Interno Bruto.

Internacional de Energia (AIE) reproduzida pela - Associação Portuguesa de Energia (APE) [APE, 2007], e ilustrada na figura 1.2, estima-se um forte crescimento da procura e da oferta de energia, de 14 giga toneladas de equivalente a petróleo (Gtep[3]) em 2020, para 24 Gtep em 2050. Este aumento está em consonância com o crescimento da população mundial de, aproximadamente, 7.600 milhões em 2020, para 8.400 milhões em 2050.

As estimativas de evolução da população mundial segundo [Pereira, 2009], se extrapolarmos até 2100, e mantendo a mesma taxa de crescimento apontam para mais de 22.000 milhões de pessoas a viver neste planeta. As questões prementes estão a ser colocadas no futuro do abastecimento de energia, na competitividade económica das fontes de energia e nos impactos ambientais associados. Como harmonizar os objetivos económicos, energéticos e ambientais para manter a sustentabilidade do nosso planeta? Prevê-se, assim, um grande crescimento da utilização das energias renováveis (ERs) e o declínio da utilização das energias fósseis a partir de 2030.

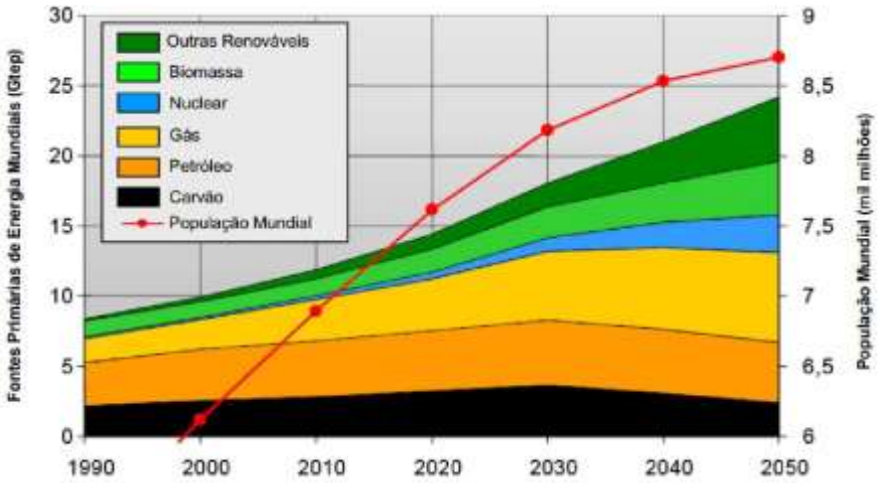


Figura 1.2: Previsão da AIE-APE do crescimento energético sustentável [APE, 2007].

Como importante reconhecimento da eficiência energética e das ERs para o desenvolvimento sustentável, a Assembleia Geral das Nações Unidas declarou, em 2014, o primeiro ano de uma Década de Energia Sustentável para Todos (SE4ALL), o qual pretende duplicar a quota das ERs no mercado global de mix-energético[4], de uma repartição de 18% em 2010, para 36% em 2030 [REN21, 2015]. Em 2013, há uma estimativa de 19,1% na utilização das ERs na repartição do consumo final de energia

[3] Gtep – giga tonelada equivalente petróleo, 1 tep = 47,1 x 10^9 Joule; 11.628 MWh; 1 t de dísel.
[4] Repartição entre centrais termoelétricas convencionais e centrais de cogeração (hídricas, eólicos, solar e outras FERs).

global. A biomassa tradicional é utilizada principalmente para cozinha e aquecimento em áreas remotas e rurais dos países em desenvolvimento, sendo responsáveis por cerca de 9%, enquanto as ERs modernas apresentam 10,1%, como se vê na figura 1.3.

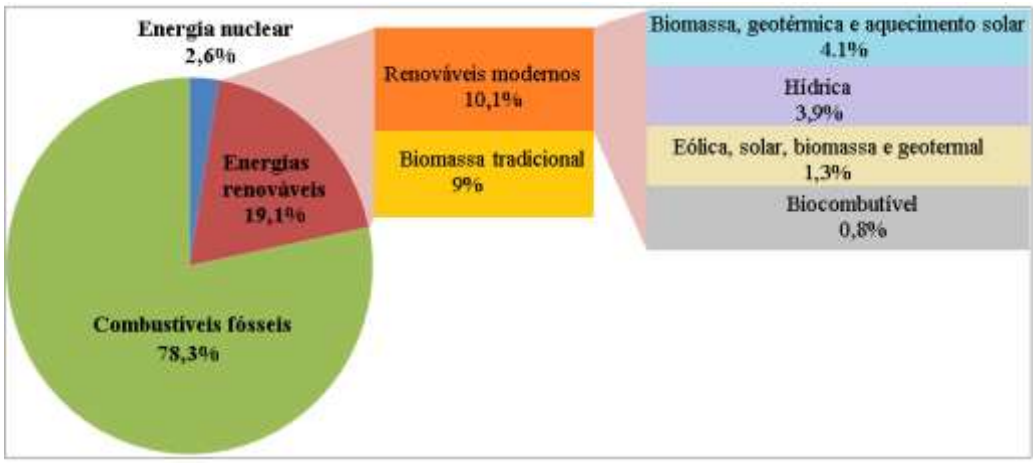


Figura 1.3: Estimativa da repartição de ERs no consumo final de energia global em 2013 [REN21, 2015].

As ERs modernas são cada vez mais utilizadas em quatro mercados distintos: geração de energia; aquecimento e arrefecimento; transporte; e serviços de eletrificação rural/sistemas isolados. A energia hídrica foi responsável por 3,9% do consumo final de energia em 2013; outras fontes de ERs, por 1,3%; energia térmica renovável representa cerca de 4,1%; e os biocombustíveis para o transporte cerca de 0,8% [REN21, 2015].

A repartição do consumo final total de energia entre 1973 e 2013, segundo a IEA, vê-se na figura 1.4. A utilização dos recursos energéticos disponíveis na natureza como o petróleo, carvão e gás natural, são os recursos que continuam a ser os mais utilizados e de forma mais exaustiva em termos percentuais, mais de 75.9% em 1973, reduzindo apenas (5,4%), para mais de 70,5% em 2013 [IEA, 2015]. No entanto, em termos absolutos o total do consumo mundial duplicou de 4.667 Mtoe em 1973 para 9.301 Mtoe em 2013.

A análise da figura 1.4 permite-nos ainda concluir que o biocombustível desceu de 13,1% em 1973, para 12,2% em 2013. A eletricidade e outros (geotérmica, eólica, solar etc.) têm vindo a crescer de 9,4% e 1,6% para 18,0% e 3,3%, respetivamente de 1973 a 2013.

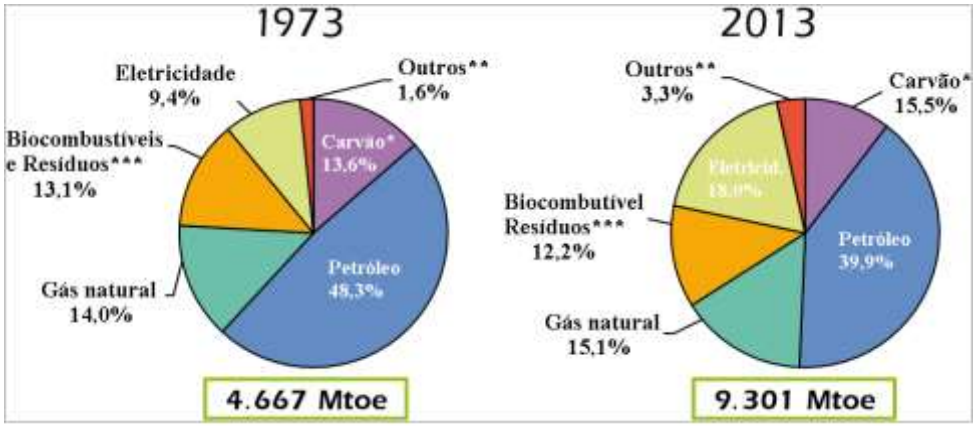


Figura 1.4: Repartição do consumo final total de combustíveis fósseis de 1973-2013 [IEA, 2015].

*Carvão: neste gráfico, turfa e óleo de xisto são agregados ao carvão (*peat and oil shale are aggregate with coal*).
**Outros incluem geotérmica, eólica, solar, calor, etc.
***Os biocombustíveis e consumo final de resíduos foram estimados pelos dados de vários países.

Em termos regionais, os países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), foram responsáveis por mais de 60% do consumo total final de combustíveis em 1973 e 39,1% em 2013, como se comprova na figura 1.5. Os países que constituem as divisões geográficas e regionais encontram-se no ANEXO H.

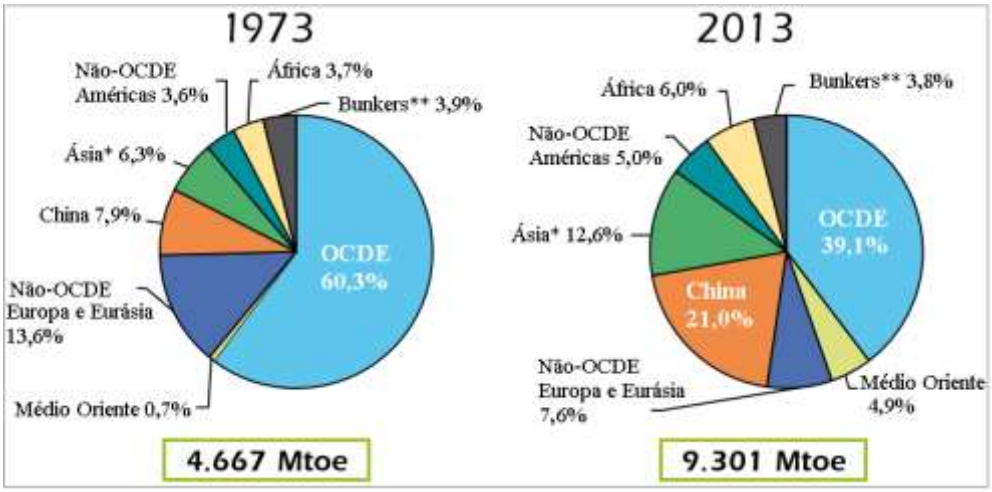


Figura 1.5: Repartição regional do consumo final total de combustíveis de 1973 a 2013 [IEA, 2015].

*Ásia exclui China.
**incluem aviação internacional e transportes marítimas *(bunkers*).

Os países não-OCDE, Américas, Europa e Eurásia foram apenas responsáveis por 17,2% em 1973, e por 12.6% em 2013. O Médio Oriente, o maior produtor de combustíveis a nível mundial, foi apenas responsável por 0,7% do consumo em 1973, valor que subiu para 4,9% em 2013. A África consumiu 3,7% dos combustíveis em 1973, e subiu para 6,0% em 2013. A China e resto dos países da Ásia têm vindo a crescer nas últimas décadas de 14,2% em 1973, para 33,6% em 2013. Timor-Leste está inserido neste último grupo, com expetativas de forte crescimento nesta conjuntura política económica regional.

1.2 O impacto ambiental

A procura de energia cresceu em função do aumento da população em cada região do globo. Tem-se verificado um crescente interesse pelas alterações que o clima na terra poderá sofrer no futuro, relacionadas com o transporte, extração e manipulação da energia, com consequente contribuição para o aumento do gáses de efeito estufa (GEE). A convenção do Protocolo de Quioto, sobre alterações climáticas no quadro das Nações Unidas [Protocol, 1997], foi a prova de que a preocupação ambiental deixou de estar circunscrita à comunidade científica, passando a ter impacto nas tomadas de decisão a nível político, dada a relação evidente entre os níveis de desenvolvimento das sociedades e os índices do consumo energético.

Neste cenário, o recurso a ERs poderá reduzir o impacto ambiental resultante da queima de combustíveis fósseis, evitando as emissões gasosas de hidrocarbonetos e outros compostos químicos (SO_2, NO_x e CO_2)[5], prejudiciais à saúde humana e diretamente relacionados com a problemática do efeito de estufa [Calhau et al., 2011]. Desta forma, vários países, contribuíram para a implementação do Protocolo de Quioto, privilegiando o uso de ERs no sistema produtor elétrico, em detrimento da utilização de centrais térmicas com combustão de recursos fósseis.

A questão energética influencia diretamente o desenvolvimento e o meio ambiente, pelo que não podemos privilegiar o desenvolvimento, ignorando as drásticas consequências que ele pode ter no meio ambiente. É nisto que se fundamenta o conceito de desenvolvimento sustentável que defende, não só a qualidade de vida atual, mas também a herança a ser deixada para as gerações futuras, propondo a proteção e a manutenção dos sistemas naturais. Optar pela sustentabilidade significa adotar uma

[5] - SO_2 – dióxido de enxofre; - NOx – monóxido de azoto; - CO_2 – dióxido de carbono.

orientação de se conservar mais capital natural para as futuras gerações [Begossi, 1997].

O Protocolo de Quioto procurou restringir a emissão de CO_2 dos países, sugerindo o emprego de mecanismos para um desenvolvimento sustentável. [Protocol, 1997]. A figura 1.6 representa as emissões de CO_2, por combustíveis, a nível mundial, no período entre 1973 e 2013, mostrando que estas duplicaram de 15.515 Mt para 32.190 Mt de CO_2.

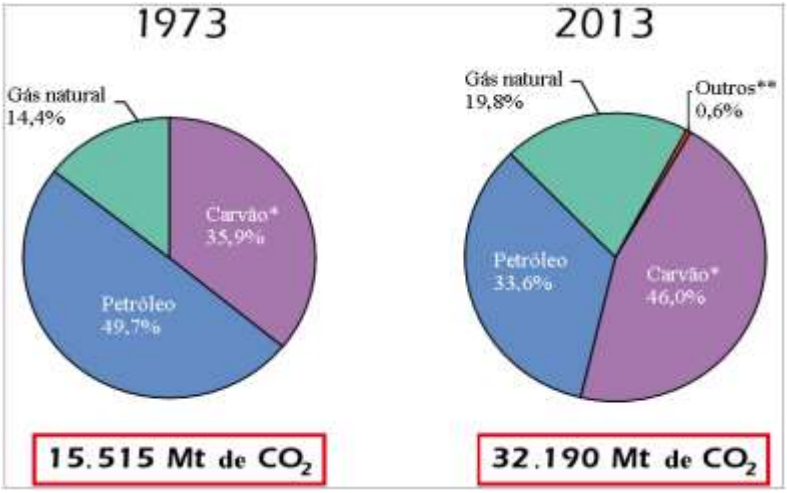


Figura 1.6: Emissões de 1973 a 2013, por combustíveis em Mt de CO2 em (%) [IEA, 2015].

*Carvão: agregados de turfa e óleo de xisto (*peat and oil shale are aggregate with coal*).

**Outros: incluem geotérmica, eólica, solar, calor, etc.

Em termos de percentagem por combustível verificamos que em 1973 a maior emissão de CO_2 corresponde ao petróleo com 49,7%; ao carvão correspondem a 35,9%; e ao gás natural, a 14,4%. Em 2013, a maior percentagem de responsabilidade de emissão de CO_2 é o carvão aumenta para 46,0%; o petróleo dimimuiu para 33,6%; e o gás natural aumentou para 19,8%. Os restantes 0,6% correspondem a emissões CO_2 de ERs: geotérmica, eólica, solar, calor, etc. Verificamos que os países da OCDE são responsáveis por quase 2/3 no ano de 1973, e mais de 1/3 da emissão de CO_2 mundial do ano de 2013 como demostrada na figura 1.7.

A emissão de CO_2 pelos países da OCDE eram 60,3% do total mundial em 1973 e reduziram-se para 39,1% em 2013; em seguida aparecem os países não-OCDE Europa e Eurásia, com 13,6% no ano de 1973 e 7,6% de CO_2 em 2013. A China e o resto da Ásia aumentaram as emissões para 21,0% e 12,6% de forma manter a produção, apesar dos custos associados ao desenvolvimento e crescimento económico. Timor-Leste

também faz parte da Ásia nas emissões de CO_2 decorrentes da queima de combustíveis fósseis e da biomassa tradicional, de acordo com os dados do Grupo do Banco Mundial [WBG, 2016]. Regista-se desde 2011 0,2 toneladas por habitante, equivalente a 240 Mt/ano. Em termos de percentagem, a nível global, no mesmo período de 1973-2013 os países da OCDE reduziram para 21,2%, enquanto os países não-OCDE, Europa e Eurásia, reduziram quase metade da sua emissão [IEA, 2015].

Os Estados Unidos da América, país membro da OCDE, e um dos maiores emissores de CO_2, posicionaram-se contra as medidas propostas pelo Protocolo de Quioto, alegando que elas acarretariam uma redução drástica na sua economia, podendo mesmo conduzir à recessão. Constitui este um exemplo em como manter a economia de países desenvolvidos pode ter um custo grande na degradação da qualidade de vida de todos os outros países. Em resposta a esta preocupação global, existem várias medidas e tecnologias de captura de CO_2 *(carbon capture technology*) já desenvolvidas [Tzimas et al., 2007] que podem capturar e armazenar CO_2 superior a 80% de emissão para a atmosfera.

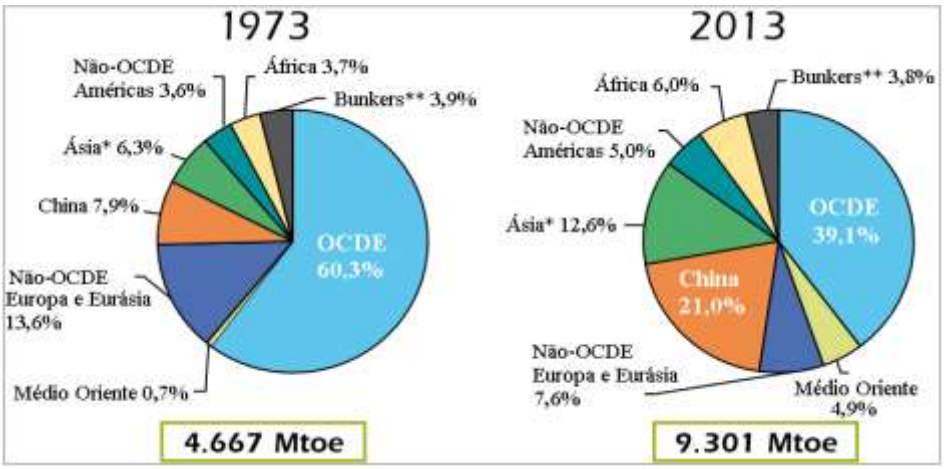


Figura 1.7: Emissões de 1973 a 2013, por regiões em Mt de CO2 em (%) [IEA, 2015].

*Ásia exclui China.

1.3 A Política energética de Timor-Leste

Para garantir o desenvolvimento de políticas energéticas, económicas e ambientais, de forma a proteger o meio ambiente em consonância com os esforços globais dos outros países, o governo timorense desenvolveu um estudo em 2008 denominado "Plano de Eletrificação de Timor-Leste com Base em ERs" [SEPE-Martifer, 2010] através da Secretaria de Estado de Política Energética (SEPE). Nesse

estudo, a empresa Martifer contratada pelo governo timorense, estima a evolução do consumo elétrico de Timor-Leste no período compreendido entre 2009 e 2025. Foram construídos três cenários representados na figura 1.8.

Estes cenários, intitulados "conservador", "médio" e "agressivo", diferenciam-se tanto pela estimativa de crescimento da população, como pela relação entre o consumo elétrico *percapita* e o PIB *percapita*. O cenário conservador resulta da combinação de um reduzido crescimento da população e de um consumo modesto, resultante de um reduzido crescimento económico (PIB *per capita*) e de um reduzido consumo elétrico *percapita*. O cenário agressivo considera um elevado desenvolvimento populacional e um forte aumento do consumo elétrico *percapita* associado a esse crescimento económico. O cenário médio foi estabelecido com a média aritmética dos outros dois cenários extremos.

Foi neste cenário médio que o estudo (Martifer e o governo timorense) definiu como meta do curto prazo, em 2015, a produção de energia anual de 428 GWh (em centrais térmicas); do médio prazo, em 2020, o consumo de energia anual estima-se 823 GWh e do longo prazo, em 2025, de 1.352 GWh tal como se apresenta na figura 1.8.

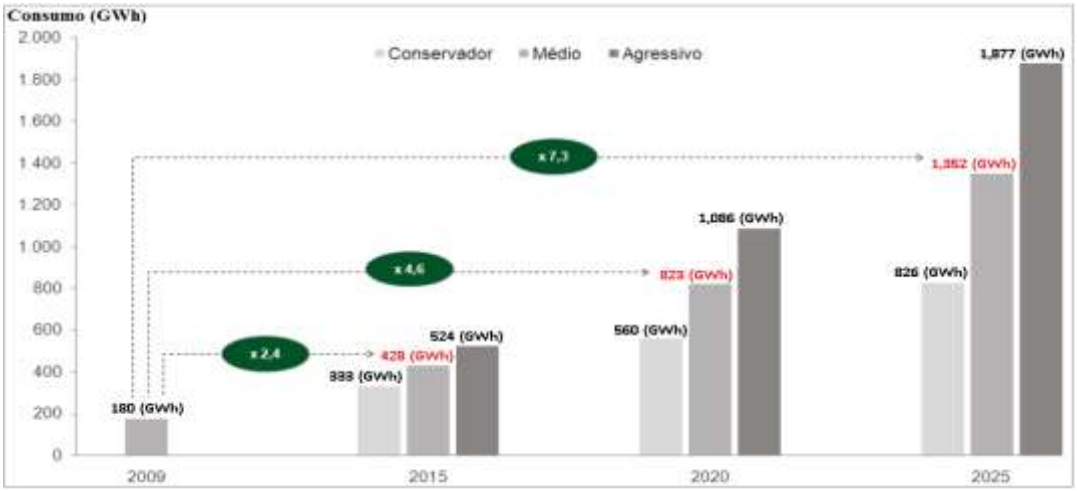


Figura 1.8: Estimativa para evolução do consumo elétrico (referente à produção) anual entre 2009 - 2025 [SEPE-Martifer, 2010].

O plano político de eletrificação foi integrado nos planos de desenvolvimento global do país, com o objetivo de responder às exigências energéticas. O Plano Estratégico do Desenvolvimento (PED) 2011 - 2030 do IV Governo Constitucional [GTL., 2012]: - A curto prazo (2015), na aposta em duas centrais térmicas atualmente

em funcionamento desde 2012; - A medio prazo (2020) uma aposta em ERs que permitirá a substituição gradual das centrais térmicas por centrais de ERs, ou seja, 50% da energia de Timor-Leste deverá ser produzida por fontes de energias renováveis (FERs) [SEPE-Martifer, 2010]; - A longo prazo (2030) a produção de energia anual expectável será de num cenário em que todas as famílias em Timor-Leste terão acesso a eletricidade, quer pela expansão do sistema convencional de energia elétrica, quer através da utilização de ERs.

Para atinjgir a meta de curto prazo de 2015: Timor-Leste investiu 100% em fontes não renováveis com a construção de duas centrais térmicas, atualmente em funcionamento - a central térmica de Hera, na costa norte, e a central térmica de Betano, na costa sul. Esta estratégia - é controversa, dispendiosa e poluente, mas para os timorenses é uma solução emergente em resposta à procura energética como ponto de partida para o seu desenvolvimento nacional, após um longo período de conflito.

Os motores de combustão funcionam atualmente com combustível fóssil (gasóleo), mas podem ser convertidos para utilização de gás natural [SEPE-Martifer, 2010]. Na figura 1.9 identifica-se o sistema nacional de transmissão elétrica. Este sistema é composto por:

Na costa norte, central térmica de Hera: composta por geradores de capacidade média, 7 x 17 MW, para uma capacidade total de cerca de 120 MW. A estação inclui uma subestação que eleva a tensão para 150 kV, para efeitos de ligação com o sistema de transmissão;

Na costa sul, central térmica de Betano: composta por geradores de capacidade média 8 x 17 MW, para uma capacidade total de cerca de 130 MW. A estação inclui uma subestação que eleva a tensão para 150 kV, para efeitos de ligação com o sistema de transmissão;

Um sistema de rede de transporte de energia: de 150 kV, com 715 km, composto por três linhas com a forma de um anel em redor da ilha com 608.5 km de perímetro; linha cruzeira de Baucau-Viqueque 55 km; e de Díli-Aileu-Gleno 51.5 km;

Nove subestações: que reduzem a tensão, localizadas nas capitais de distrito de Timor-Leste, com exceção dos distrito de Aileu e Ermera, sendo alimentadas pela subestação de Díli. Estas subestações permitem a ligação às linhas de distribuição de 20 kV existentes.

Um centro de controlo: localizado na subestação de Becora-Díli.

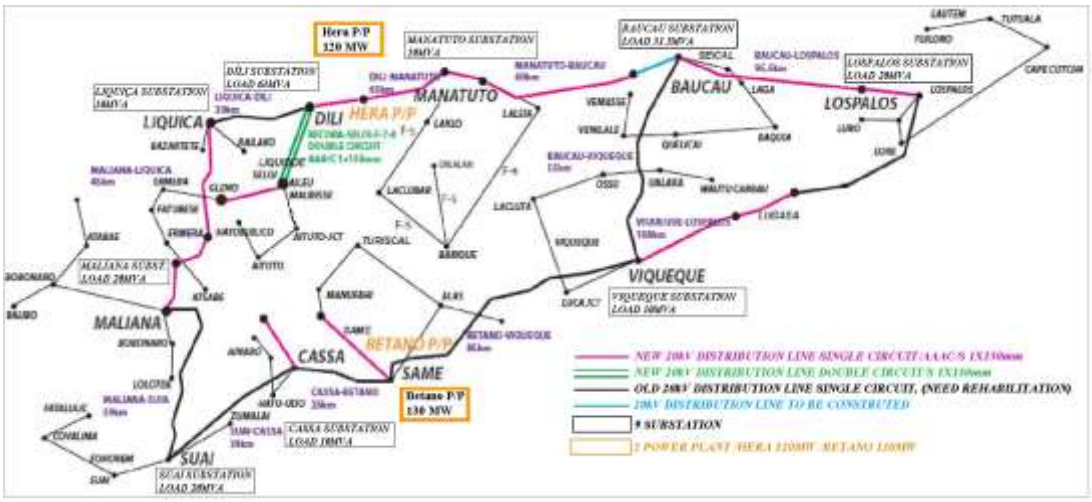


Figura 1.9: Sistema de produção e transporte de eletricidade [SEPE-Martifer, 2010].

As tarifas do custo de eletricidade ao consumidor médio residencial, desde a independência de Timor-Leste até hoje, permanecem na ordem dos USD 0,12/kWh, estando o governo a subsidiar o elevado custo da produção de eletricidade no país. É de realçar que a política energética do governo de Timor-Leste, através da Direção Geral de Eletricidade de Timor-Leste [Guterres, 2013] sublinha as seguintes linhas orientadoras: - Aumentar a capacidade de geração de eletricidade; - Utilizar novos recursos de ERs; - Reduzir a dependência de importação de fontes de energias com a utilização de energias de fontes renováveis; - Promover o desenvolvimento de ERs no sistema nacional de ERs; - Legislação da exploração e utilização das FERs.

1.4 O consumo energético de Timor-Leste

No âmbito do plano de eletrificação com base de ERs foi realizada uma avaliação económica pela SEPE-Martifer [SEPE-Martifer, 2010] estimando-se, num "Cenário Económico" (minimização de custo de geração), que é possível reduzir custos de geração de eletricidade (preços de 2010) de 0,37 USD/kWh e superar os 50% de participação de fontes de ERs em 2020. Segundo esse cenário, o funcionamento das duas centrais térmicas estimava que os custos de produção pudessem ser reduzidos para 0,20 USD/kWh em 2012.

Até Novembro de 2011, o setor elétrico de Timor-Leste era composto por cerca de 58 redes isoladas de distribuição local de energia em baixa ou média tensão alimentadas por geradores diesel que, no total, representam aproximadamente 40 MW [SEPE-Martifer, 2010]. Em 2013, o pico de demanda de eletricidade foi de 53 MW.

Segundo o relatório da Revisão das Despesas Públicas de Timor-Leste composto pelo Ministério das Finanças e pelo Banco Mundial [PERI[6]-TL., 2015], em 2015, a capacidade instalada de geração térmica era de 250 MW, sendo que a produção de energia anual foi 385 (GWh). Nesse mesmo ano a cobertura atingia os 75%, prevendo-se a cobertura total (100%) para 2018.

Ainda segundo o Relatório mencionado acima, a diversificação de geração de energia no mix (cogeração) poderia reduzir os custos, resultando numa redução dos subsídios do atual custo de produção energia do combustível fóssil. A previsão situa-se na ordem dos 0,24 USD/kWh (acima da estimativa do cenário económico, entre 0,13 – 0,2 USD/kWh), em 2012, e o custo da tarifa atual de energia na ordem dos USD 0,12 USD/kWh, como apresentado na figura 1.10.

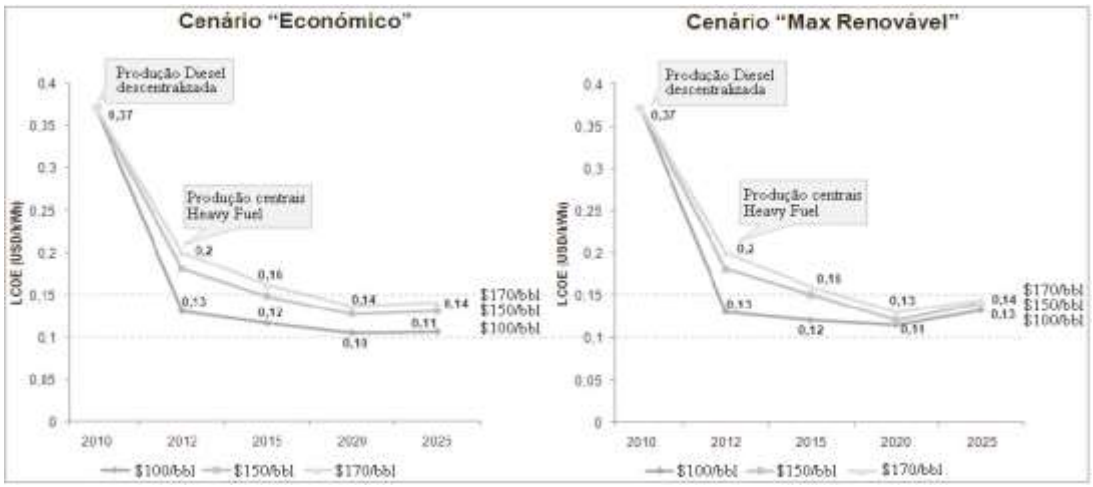


Figura 1.10: Evolução do LCOE dos investimentos, "Económico" vs "Máx Renovável" de acordo com vários cenários para o preço do petróleo [SEPE-Martifer, 2010].

A operação destas centrais possibilita a implementação de um cenário mais intensivo de ERs, envolvendo um maior investimento, o qual permitiria superar a redução do custo até 80%, inclusive a penetração de ERs em 2025 num "Cenário Max Renovável" (maximização da penetração de ERs) representado na figura 1.10. É possível que uma das soluções práticas conducentes a este cenário consista na aposta nos grandes projetos de investimentos de ERs, em particular, no aproveitamento sustentável do potencial eólico na ilha de Timor-Leste, no enclave de Oecussi e na ilha

[6] PERI – TL: *Public Expenditure Review Infrastructure of* Timor-Leste, 2015

de Atauro, que parecem ter potencial para dar resposta adequada à política energética, para além de outras fontes renováveis.

Para cenários de variação do custo de petróleo entre os 100 - 170 USD/bbl resulta um custo médio de energia produzida no cenário "Max Renovável" equivalente ao custo atual de geração das centrais de *heavy fuel*. Numa situação em que o custo de petróleo esteja acima dos 170 USD, o "Cenário Max Renovável", torna-se claramente mais atrativo que o "Cenário Económico". Assim sendo, resulta clara a sustentabilidade das ERs em Timor-Leste para uma redução ainda mais significativa do LCOE.

Mantendo-se a atual situação, o governo de Timor-Leste irá continuar a subsidiar o custo da produção de energia elétrica. As despesas anuais do consumo de combustível (gasóleo) para geração de eletricidade nas duas centrais térmicas apresentam um acréscimo desde 2011, ano em que se iniciou a operação das centrais térmicas de 40 milhões litros equivalente a 68 milhões USD. Em 2015, o consumo das centrais é de 124 milhões litros equivalente a 89 milhões de USD, estimando-se que em 2017 esse consumo cresça para 157 milhões litros equivalente a 107 milhões de USD, como se observa na figura 1.11.

Figura 1.11: Estimativas do consumo e dos custos de gasóleo para produção de energia até 2017 [PERI -TL., 2015].

1.5 O enquadramento do plano de desenvolvimento

O enquadramento e perspetivas deste trabalho decorrem do conceito de desenvolvimento energético sustentável, como apresentando em 1987 no relatório da comissão do Brundtland [Jefferson, 2006]. No âmbito de quase 20 anos depois, como temos vindo a fazer? Globalmente, na perspetiva da Comunidade Europeia, o relatório da comissão prevê quatro elementos-chave de energia sustentável: - O crescimento

suficiente do abastecimento de energia de forma a satisfazer as necessidades humanas, incluindo ou acomodando o relativamente rápido crescimento dos países em desenvolvimento; - Recurso a medidas de eficiência energética e de conservação de energia, a fim de minimizar o desperdício de recursos primários; - Tratar de questões de saúde e segurança pública que se verifiquem no uso dos recursos energéticos; - Proteger a biosfera e prever forma mais localizadas de poluição.

Neste sentido, o desenvolvimento responde às necessidades do presente sem comprometer as possibilidades das gerações futuras virem a satisfazer suas próprias necessidades. Pode-se considerar, portanto, desenvolvimento sustentável, como o desenvolvimento que trata de forma interligada e interdependente as variáveis económicas, sociais e ambientais, equilibrando e garantindo a melhor qualidade de vida para as gerações presentes e futuras.

O crescimento da população timorense e as necessidades do crescimento da economia são suscetíveis de aumentar o consumo de eletricidade de 180 GWh em 2009, para 428 GWh em 2015, para 823 GWh em 2020, e para 1,352 GWh até 2025. A definição das metas do PED 2011-2030 [GTL., 2012], relativamente à utilização das ERs é de grande importância para o desenvolvimento deste estudo, uma vez que também se prevê que, em 2025, **"metade do consumo energético seja realizado através de FERs"**. Ao mesmo tempo, estas metas também contribuem para os esforços de Timor-Leste na adaptação e mitigação do impacto das mudanças climáticas, o que irá ajudar a cumprir as obrigações do país relativamente às convenções internacionais sobre mudanças climáticas.

O desenvolvimento de ERs no país irá ajudar o crescimento económico e permitirá que Timor-Leste adote novas tecnologias que a tornarão num modelo de desenvolvimento sustentável. Embora o país tenha ratificado o Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (QNUAC) e o Protocolo de Quioto, enquanto nação em vias de desenvolvimento, TL não é condicionado ou penalizado no seu desempenho. Este estudo pretende contribuir para o cumprimento das metas definidas através dum modelo de desenvolvimento sustentável de aproveitamento de energia eólica.

Na sequência deste trabalho configuram-se outras oportunidades de desenvolvimento económico e social, e.g., por exemplo, através da bombagem e armazenamento de águas nas zonas baixas para zonas altas para fins de abastecimento de água potável, sanitária, para a agricultura, para o turismo, para o desporto e para laboratórios de estudos para divulgação da ciência e do conhecimento.

1.6 A contextualização e justificação

Este trabalho assume-se como um contributo de extrema importância para o plano de desenvolvimento do setor emergético de Timor-Leste, numa perspetiva da contribuição dos recursos renováveis em geral, e em particular, da energia eólica. Assim pretende-se com este trabalho:

- Acompanhar o PED 2011 – 2030, para que este possa atingir as suas metas de consumo energético até 2025.
- Fornecer um contributo na área do aproveitamento sustentável da energia eólica em Timor-Leste;
- Pretende também contribuir para o reforço, adaptação e mitigação do impacto das mudanças climáticas, o que irá ajudar a cumprir as obrigações de Timor-Leste relativamente às convenções internacionais sobre mudanças climáticas, no que respeita às emissões de GEE produzidas pelas centrais térmicas;
- Introduzir novas tecnologias e boas práticas já existentes em outros países, relativamente ao aproveitamento das ERs e em particular energia eólica;
- Contribuir para a redução das despesas do orçamento geral do estado timorense relativamente ao elevado custo dos combustíveis fósseis das centrais térmicas atuais através da redução do atual montante de subsídios necessários;
- Contribuir para gerar novas oportunidades de crescimento, desenvolvimento económico e social das comunidades envolventes no país através de parques eólicos (PEs) geradores de eletricidade.

Baseando no contexto e justificação apresentado, assim coloca a Questão de Partida: **"Como aproveitar de forma sustentável a energia do vento contribuindo para alcançar as metas do PED de Timor-Leste"?**

1.7 O objetivo do trabalho

O principal objetivo do trabalho será uma contribuição de ferramentas para as decisões políticas do país para atingir as metas do PED 2011-2030, i.e. "metade do consumo energético de Timor-Leste até 2025 será de origem renováveis" [GTL., 2012]. Este trabalho irá abordar, em particular, o aproveitamento da energia do vento de forma sustentável em Timor-Leste. Neste contexto, aplicar-se-á a Timor-Leste uma metodologia do estudo e planeamento de novos centros de produção eólica. O objetivo

geral da dissertação será cumprido através dos seguintes objetivos específicos no domínio da energia eólica:

- Contribuir para o plano energético de Timor-Leste através do desenvolvimento do Atlas Potencial Eólico de Timor-Leste;
- Validar o Atlas do Vento com base em dados meteorológicos disponíveis, por exemplo, nos aeroportos, dados do vento da campanha experimental dos mastros anemométricos da Martifer 2009;
- Desenvolver em Atlas Sustentável do Vento georreferenciado com modelo (ArcGIS[7]): incluindo filtragem e cruzamento de informação "*raster*" e vetorial "*shapefile*" velocidade do vento, ambientes protegidas, declives, estradas, rede elétrica nacional e, ainda, zonas de proteção como cidades, zonas fronteiras, pista do aeroporto, por considerando também a ocupação do solo (a distribuição da população);
- Identificar e caraterizar os locais potencialmente favoráveis ao desenvolvimento de PEs em Timor-Leste e a sua possível contribuição para o sistema energético do país;
- Determinar o potencial energético de Timor-Leste por regiões administrativas: distrito, subdistritos e sucos que, em conjunto com os dados dos locais já monitorizados, permite hierarquizar os desenvolvimentos e investimentos eólicos do país;
- Sugerir um método de planeamento sistemático para o aproveitamento sustentável de potencial eólico;
- Contributo para o plano energético no quadro do plano estratégico de desenvolvimento (PED) 2011-2030 de Timor-Leste.

1.8 A organização da dissertação

O trabalho encontra-se dividido em sete capítulos que serão apresentados sequencialmente neste seção:

<u>O presente capítulo 1:</u> aborda uma introdução geral sobre: geopolítica e histórica, contendo ainda a evolução do consumo energético mundial e emissões de CO_2. Breve panorama do atual sistema energético de Timor-Leste, bem como do seu enquadramento legal. Contém ainda uma contextualização, justificação e apresentação dos objetivos

[7] - ArcGIS - *Esri's Geographic Information System*: Sistema de Informação Geográfica.

deste trabalho, reservando-se a última parte à organização da presente dissertação.

O capítulo 2: apresenta uma contextualização da revisão bibliográfica, onde se descreve as fontes de energias não renováveis como: petróleo, gás natural, carvão e nuclear. As fontes de ERs, como: energia da biomassa, energia geotérmica, energia hídrica, energia das ondas e marés, energia solar e eólica. Apresentam-se, igualmente, as fontes de energias de Timor-Leste: fontes de energias fósseis em terra e no mar do país e FERs.

O capítulo 3: aborda a avaliação do potencial eólico e as metodologias de caracterização de energia do vento: escoamento atmosférico, circulações locais, energia cinética do vento e a tecnologia eólica.

No capítulo 4: descrevem-se os métodos de planeamento sistemático desenvolvidos para o aproveitamento do potencial eólico e na determinação do PES disponível em Timor-Leste, onde se recorreu a um conjunto de modelos e procedimentos, onde são utilizados os dados globais, climatológicos e observados; georreferenciação de informação de planeamento ArcGIS para identificação e hierarquização do Potencial eólico sustentável (PES); o custo normalizado da produção de energia e a política energética de TL.

O capítulo 5: aborda a determinação do potencial eólico do país: o Atlas do Potencial Eólico; os constrangimentos ambientais e do terreno; o método da modelação mesoscala (MM5), i. e. Atlas do Potencial Eólico; a modelação do mapa sustentável do recurso eólico do GIS e identificação do PES por divisões administrativas de Timor-Leste.

O capítulo 6: este capítulo na primeira parte descreve a análise e discussão de resultados alcançados ao longo deste trabalho e, na segunda, na sequência da discussão efetuada, descreve a contribuição do aproveitamento de energia eólica para o plano energético de Timor-Leste em duas fases: 1ª o curto prazo 2020 e a 2ª médio/longo prazo 2025-2030.

O último capítulo 7: apresenta as conclusões dos resultados obtidos do trabalho, enunciação de algumas recomendações, bem como a sugestão de vias de trabalho e investigação futura.

Por último, também são anexadas os textos complementares produzidos referentes à metodologia e modelos utilizados nos capítulos 4, 5 e 6 para o reforço destes com maior detalhe.

CAPÍTULO 2

2. Estado da Arte

O conceito de energia está, na vida comum, associado a diversas atividades como queimar combustíveis, carregar baterias ou, até mesmo, o trabalho exercido por máquinas em movimento. Há diversas formas de manifestação de energia, de entre as quais destacamos a energia térmica, a energia química, a energia cinética, a energia elétrica e a energia potencial. As fontes de energia podem ser classificadas segundo [Pacheco, 2006] de acordo com as suas vias da sua utilização:

Fontes primárias: recursos disponíveis na natureza em forma bruta como fonte de energia fóssil (o carvão, o petróleo e gás natural), urânio, hídrica, geotérmica e solar. Não são utilizados de forma direta, o que significa que têm que ser necessariamente explorados, extraídos, processados e convertidos de forma a serem utilizadas pelos consumidores.

Fontes intermédias: resultam das fontes primárias, mas necessitam de mais fases de processamento até se tornarem energia.

Fontes secundárias: formas de energia final oferecidas aos consumidores para utilização; são as denominadas energias utilizáveis, exemplo: a energia elétrica, a energia térmica (vapor ou água quente), a energia química (hidrogénio, combustível fóssil) etc. As fontes de energias dividem-se em dois tipos: FERs, por vezes também chamadas "alternativas" ou não-convencionais e as fontes de energias não renováveis, normalmente de origem fóssil, mas que incluem também a energia nuclear.

No que respeita à tecnologia de conversão da energia primária numa forma de energia útil ao Homem, é comum dividir as tecnologias em "convencionais" - todas as que recorrem a um sistema de geração centralizado e usando um sistema de conversão mecano-elétrica com controlo de frequência (vulgarmente designado por alternadores) - e as "não convencionais", normalmente de carácter espacialmente distribuído e que recorrem as outras configurações para a conversão mecano-elétrica. Neste capítulo pretendemos descrever a evolução do desenvolvimento e exploração das fontes energéticas à escala mundial. No final do capítulo apresentaremos o estado de identificação dos recursos e de desenvolvimento das fontes de energias fósseis e renováveis disponíveis em Timor-Leste.

2.1 Fontes de energias não-renováveis

As fontes de energias não renováveis são reservas de combustíveis fósseis que surgiram há milhões de anos, resultantes da matéria orgânica deteriorada que foi comprimida no subsolo, sofrendo um conjunto de alterações físico-químicas [Marques, 2007]. Estas fontes de energia são limitadas, uma vez que as suas reservas demoram muito tempo a repor, e não estão distribuídas de uma forma homogénea a nível geográfico. A sua atual exploração e utilização intensa irão levar ao esgotamento dos recursos, a médio/longo prazo.

As fontes de energias não renováveis de origem fóssil como o petróleo, o carvão e o gás natural, cuja definição inclui igualmente a energia nuclear, eram, até 2013, responsáveis por mais de 80,9% (fósseis 78,3% e nuclear 2,6%) do consumo global de energia, tal como se ilustra na figura 1.3 do Capítulo I. As energias fósseis são consideradas energias *sujas*, uma vez que a sua utilização e exploração implicam grandes danos ao meio ambiente e à humanidade, constituindo um grande contributo para o gás de efeito estufa (GEE).

2.1.1 Os combustíveis fósseis

Os combustíveis fósseis são considerados recursos não-renováveis, uma vez que levam milhões de anos para se formarem. As reservas desses combustíveis, como o petróleo, o carvão e o gás natural estão a ser esgotadas em paralelo com o crescimento da população mundial e a sua procura intensa, em particular para a geração de eletricidade e no setor dos transportes. Nesta seção iremos descrever a evolução da sua utilização enquanto fonte de energia útil.

O petróleo: é um combustível fóssil, encontrado em algumas zonas do subsolo da terra, e, atualmente, uma das principais fontes de energia. O petróleo encontra-se tanto em terra como no mar, principalmente nas bacias sedimentares onde se encontram meios mais porosos ou reservatórios. O petróleo, enquanto fonte energética, foi descoberto em 1859 nos Estados Unidos da América (EUA), tornando-se a energia primária mais utilizada a nível mundial a partir da invenção do automóvel [Kendall, 2008].

A repartição por região de produção do petróleo bruto ao longo de quatro décadas (1973-2014) está representada na figura 2.1 e evoluiu de 2.869 Mt em 1973, para 4.200 Mt em 2014. A distribuição da produção mundial do petróleo por regiões, permite constatar que os países do Médio Oriente continuam a ser os maiores produtores: evoluindo de 38,7% em 1973, para 31,6% em 2014. De seguida, temos os

países da OCDE que subiram de 23,9% para 24,4% em 2014. Já o conjunto dos países da não-OCDE da Europa e Eurásia, mostraram valor de 16,2% em 2013, a cobertura geográfica e regional dos países vê-se no ANEXO H.

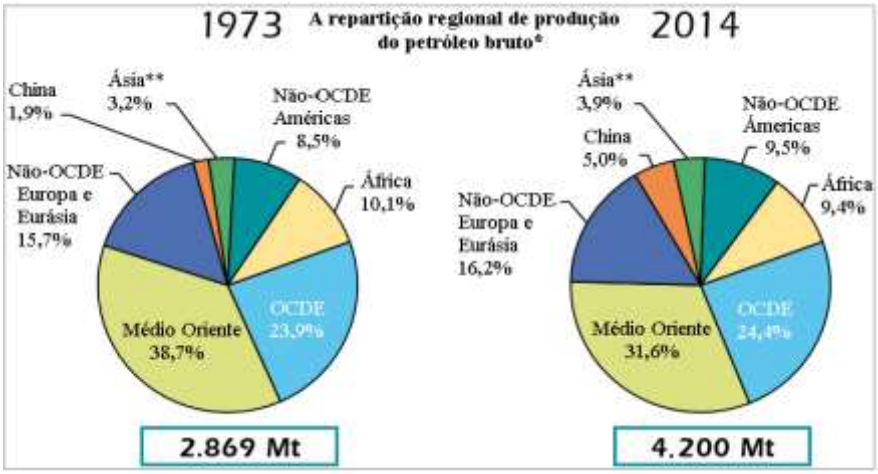


Figura 2.1: Repartição regional de produção do petróleo bruto [IEA, 2015]

* Petróleo bruto - inclui matérias-primas, líquidos de gás natural, aditivos e outros hidrocarbonetos.
**Ásia exclui China.

Devido aos elevados impactos ambientais, em termos de emissões de GEE provocados pelo recurso a combustíveis fósseis, mas também devido ao aumento do preço do petróleo, a utilização de ERs para a produção de eletricidade se torna cada vez mais competitiva em comparação com a utilização de fontes convencionais.

O preço do petróleo bruto tem vindo a aumentar continuamente nas últimas décadas, principalmente devido à sua escassez, mas também devido à exploração de reservas a custos cada vez mais elevados (e.g. no mar, a alguns quilómetros de profundidade). A utilização do petróleo tornou-se o combustível mais relevante nos meios de transportes da sociedade moderna. Tornou-se a fonte de energia mais procurada na atualidade, como apresentado na figura 2.2.

O preço do petróleo permaneceu estável durante os anos de 1990-2003, com o valor 20-30 de USD/barril no mercado do Mar do Norte. Em 2004, a subida gradual do preço do petróleo coloca-o no valor de 110 de USD/barril, e em 2014 esse valor desceu para menos de 100 USD/barril nos mercados de petróleo do Mar do Norte, WTI (*West Texas Intermediate*) e Dubai (Golfo). Embora se registem, por vezes, períodos de alguns anos com descidas abruptas devido a efeitos diversos nos mercados, como aconteceu

entre 2008-2009 e em 2014-2015, quando o preço do petróleo desceu para 40 USD/barril, a tendência é que o preço do petróleo de volte a subida.

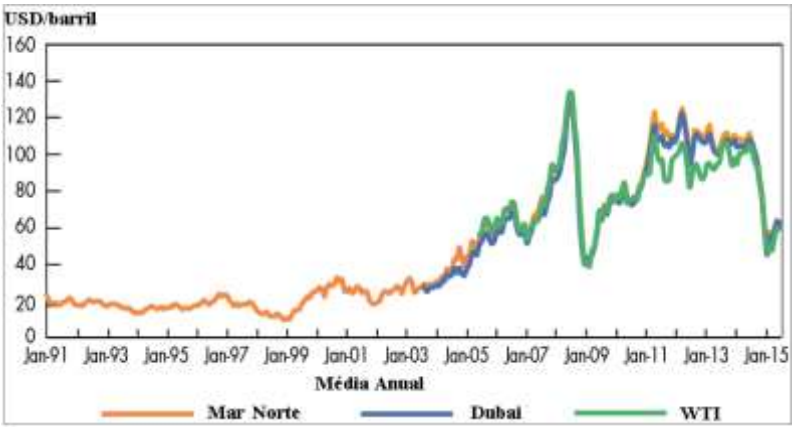


Figura 2.2: Repartição regional de produção do petróleo bruto [IEA, 2015]

<u>O gás natural</u>: os depósitos de hidratos de gás natural existem em terra ou no fundo do mar. As reservas de gás em depósitos de hidratos são superiores a $1{,}5 \times 10^{16}$ m^3, sendo que cerca de 97% de reservas hidratos de gás estão localizados no mar e apenas 3% na terra [Makogon, 1981]. Para a exploração desta fonte, o mais importante é o volume de gás que pode ser produzido comercialmente. A evolução da repartição regional de produção de gás natural vê-se na figura 2.3, evoluindo de 1973 de 1,224 bcm[8] para 3,524 bcm em 2014.

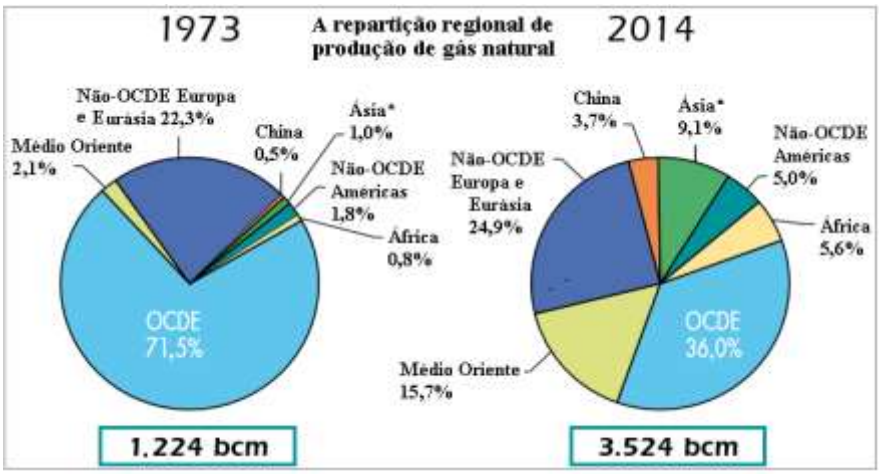


Figura 2.3: Repartição regional de produção de gás natural [IEA, 2015]

*Ásia: exclui China.

[8] bcm: *billion cubic meters, 1 bcm = 36 trillion Btu (1 cubic meter – dry = 36,409 Btu)*

Os maiores produtores são países da OCDE que produziam 71,5% do total de gás em 1973, reduzindo-se esse valor para 36,0% em 2014. De seguida, encontramos os países não-OCDE da Europa e Eurásia, que apresentam uma percentagem de 22,3% em 1973, e em 2014 registam uma ligeira subida para 24,9%.

O preço médio da importação do gás natural varia consoante os diferentes países. Na figura 2.4 representam-se os preços obtidos com distribuição por via gasoduto (*pipeline*), correspondendo a 5 USD/MBtu nos EUA. Na Bélgica, Alemanha e Espanha os valores são aproximadamente iguais a 9 USD/MBtu[9], para o ano de 2014.

Quando o seu uso exige transporte por via marítima ou navios de depósitos (LNG *vessel* ou *bunker*) como é o caso do Japão, este recurso energético encarece para 16 USD/MBtu no mesmo ano.

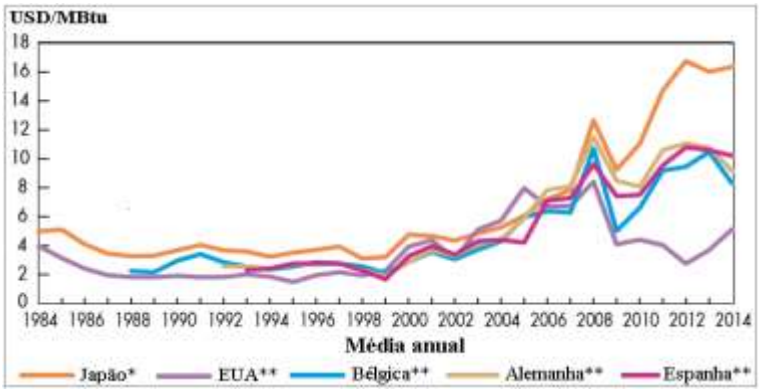


Figura 2.4: Preço médio de importação de gás natural em USD/MBtu [IEA, 2015]

*Líquidos de gás natural (LNG).
**Gasoduto (*pipeline*)

<u>O carvão mineral</u>: é um combustível semelhante a rocha sedimentar, de cor preta, e extraído do solo por mineração a céu aberto ou subterrânea. A classificação como carvão baseia-se no valor do teor calorífico superior a 6.000 kcal/kg [Thielemann et al., 2007]. Quando o valor calorífico é inferior a 6.000 kcal[10]/kg é designado por lenhite (*lignite*). A partir da segunda crise do preço do petróleo, em 1979, verificou-se um reforço do consumo do carvão devido, por um lado, à estabilidade de preços baixos e, por outro, à segurança aliada ao abastecimento do carvão.

[9] 1 MBtu: 0,293071 W·h (watt hora) ou 1.054 - 1.060 kJ (quilojoules)
[10] 1 kcal = 4.185,5 Joules

No que respeita a evolução da repartição de produção do carvão, a IEA indica, no período de 1973, um total de 3.074 Mt para 7.925 Mt em 2014, como podemos verificar na figura 2.5.

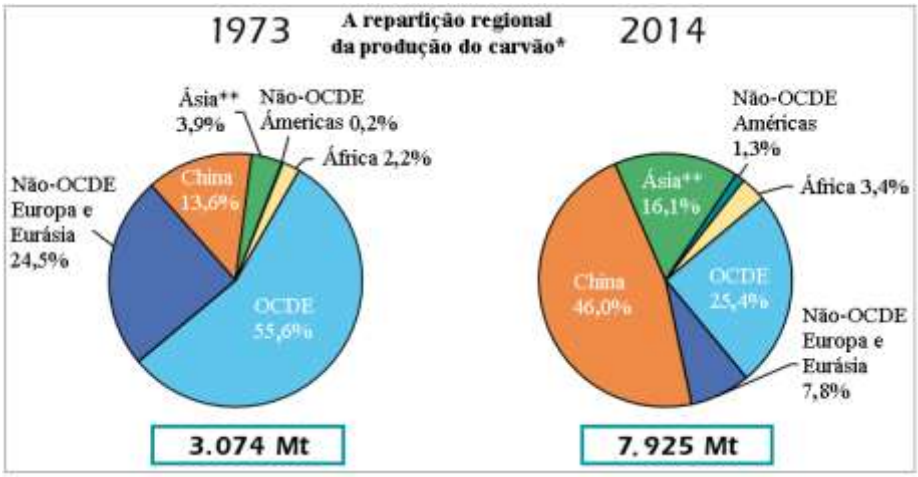


Figura 2.5: Repartição regional de produção do carvão [IEA, 2015]

*Carvão: vaporizado, cozinha, lignite e recuperado.
**Ásia exclui China.

Os países da OCDE são os maiores produtores do carvão com uma percentagem de 55,6% em 1973 e 25,4% em 2014. De seguida temos os países não-OCDE da Europa e Eurásia, que apresentam valores na ordem dos 24,5% em 1973, e de 7,8% em 2014. A evolução do preço de carvão vaporizado no período 1984 - 2014 é apresentada na figura 2.6. Na Polónia o preço de carvão foi de 12 - 80 USD/t, mas nos EUA foi de 38 - 57 USD/t no mesmo período. No Japão o valor foi de 69 - 40 USD/t no período de 1984 - 2002 e na Coreia de 45 - 80 USD/t no período de 2004 - 2009.

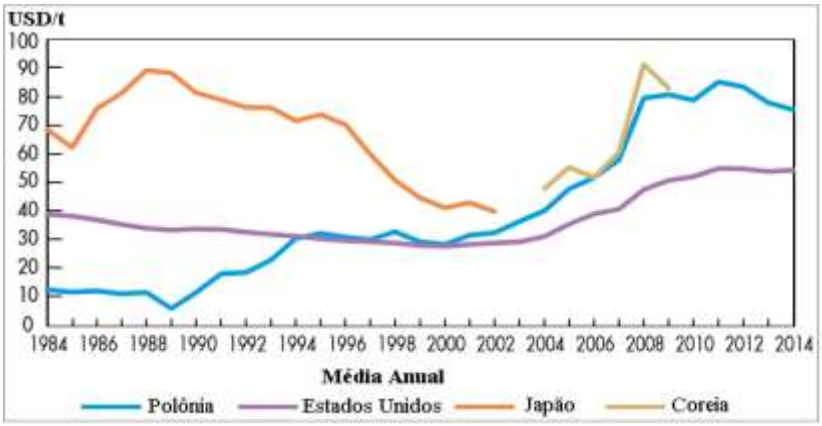


Figura 2.6: Preço do carvão vaporizado USD/t [IEA, 2015]

2.1.2 O combustível nuclear

O principal combustível nuclear, o urânio, é um metal radioativo encontrado nas formações rochosas da crosta terrestre. É cerca de 500 vezes mais abundante do que o ouro. Está presente na maioria dos solos e rochas, bem como em rios e na água do mar. No granito que compõe 60% da crosta terrestre, encontra-se em concentrações de cerca de quatro partes por milhão (ppm). O urânio é extraído através de vários processos de mineração, refinação e purificação *(front-end*), utilização *(reactors*) e tratamento final de resíduos *(back-end*), os quais são conhecidos como ciclo de combustível nuclear [Yee, 2008].

A agência nuclear mundial (WNA[11]) estima que a produção de urânio tenha vindo a aumentar de 53.493 t_U[12] em 2011, para 58.394 t_U em 2012, e ainda para 54.039 t_U em 2013. Em 2015, a disponibilidade mundial de urânio estimava-se num total de 5.902.500 t_U [WNA, 2015].

A figura 2.7 mostra os recursos de urânio existentes no mundo, no ano de 2013. Os maiores produtores de urânio são a Austrália, que tem uma parte substancial, cerca de 29% do urânio do mundo, Cazaquistão com 12%, Rússia e Canadá com 9% e 8%, respetivamente. A Agência Internacional de Energia Atómica [IAEA, 2014] relata até 2013 a existência de 434 centrais nucleares em funcionamento, com uma capacidade instalada total de 371,7 GW.

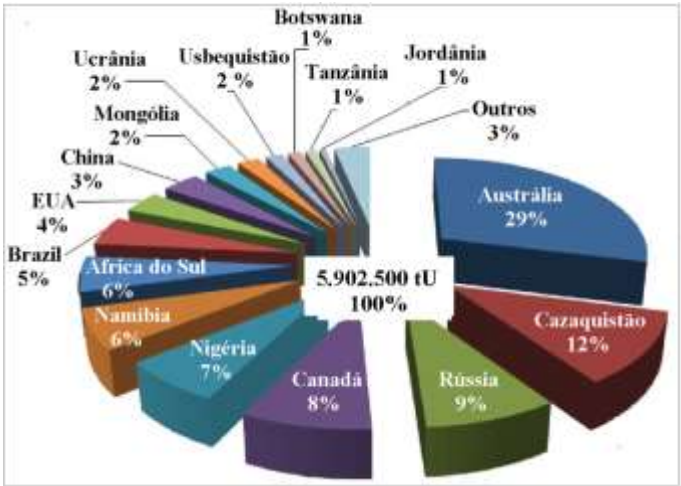


Figura 2.7: Recursos de urânio em 2013 [WNA, 2015]

[11] WNA - *World Nuclear Association*.
[12] t_U – tonelada de Urânio.

Os reatores em construção andavam na ordem dos 72, dos quais a maior parte se concentra nos EUA (23%). França apresenta uma percentagem de 13%, o Japão de 11%, a Rússia de 8%, enquanto a China, a Índia, e Coreia do Sul de 5%. Segundo a Agência Internacional de Energia [IEA, 2015] a repartição regional de produção de energia nuclear, apresentado na figura 2.8, em 1973 apresentava um valor de 203 TWh, e em 2014 num valor de 2.478 TWh. Em 1973, os países da OCDE eram os maiores utilizadores de energia nuclear, com 92,8% do total, seguidos pelos países não-OCDE, da Europa e Eurásia, com 5,9%, e a Ásia com apenas 1,3%. Após quatro décadas, os países da OCDE continuam a ser maiores produtores de energia nuclear, mas agora com 79,1%, destacando-se a subida dos países não-OCDE da Europa e Eurásia, com uma subida para os 11,5%, a Ásia 3,3% e a China com 4,5%. Todos os outros países juntos representam apenas 1,6% do total.

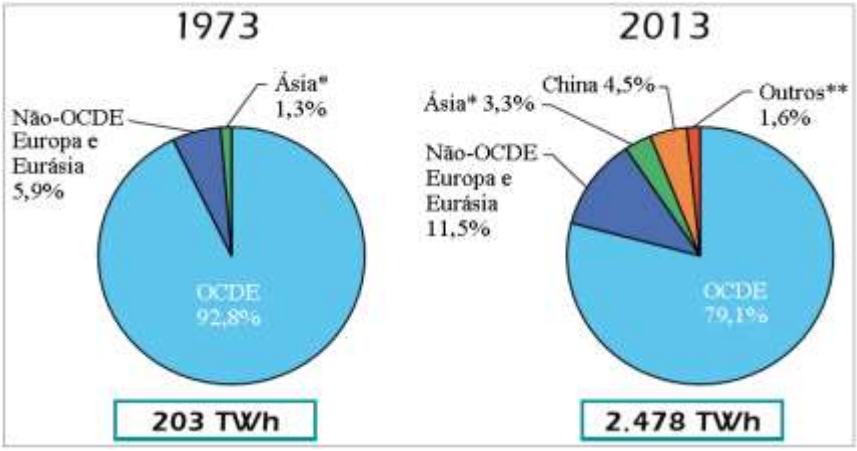


Figura 2.8: Repartição regional da produção de energia nuclear de 1973-2013 [IEA, 2015].

*Ásia: exclui China.
**Outros: inclui África, não-OCDE Américas e Médio Oriente.

A perceção pública negativa desta forma de energia foi reforçada após os acidentes de *Three Mile Islands* em 1979, e de Chernobyl em 1986, [Vaillancourt et al., 2008]. Mais recentemente, o acidente nuclear de Fukushima no Japão, em 2011, veio levantar sérias dúvidas sobre a segurança desta forma de produção de energia elétrica. Estes acidentes mostraram, de forma inequívoca, o perigo potencial dos reatores nucleares, bem como a dimensão dos impactos de acidentes nucleares no meio ambiente e na saúde das populações. O alto custo financeiro que assumem pode também afetar a economia dos países envolvidos. Assim, alguns países decidiram-se pelo encerramento de algumas das suas centrais nucleares, que poderiam ser considerados de risco.

Em resposta a esta problemática os produtores nucleares adotam uma perspetiva de "*win-win solution*", isto é, apesar de ser uma energia de alto risco, conduzindo ao aumento de produção nuclear, continua a ser a energia economicamente mais viável, ao mesmo tempo que também leva a intervenções de mitigação de GEE. Estas últimas proporcionam benefícios para o ambiente, uma melhoria da economia e um aumento da produção de energia elétrica [IAEA, 2014]. Destaquemos, ainda, que os preços do urânio evoluíram de cerca de USD 115/kgU, no início de 2013, para USD 90/kgU no final do mesmo ano.

2.2 As Energias Renováveis

As ERs têm origem nos ciclos naturais da radiação solar: enquanto fonte primária de quase toda energia disponível na terra. Praticamente inesgotáveis, também não alteram o equilíbrio térmico do planeta, isto é, a quantidade de energia que recebe durante o dia é equivalente à quantidade de energia que perde (radiação terrestre). Constituem, por isso, um conjunto de fontes de energia também designadas (quanto à tecnologia do seu aproveitamento) de "não-convencionais" [Pacheco, 2006].

Para além de serem fontes de energia inesgotáveis, são também ecológicas, o que significa que desempenham um papel fundamental numa perspetiva do desenvolvimento de um futuro sustentável para a sociedade humana. As ERs são fontes de energias variáveis no tempo (por vezes, cíclicas, e.g. energia solar) com diversas formas de utilização da radiação direta, e.g. coletores solares para aquecimento e iluminação. Outras formas de energias renováveis, obtidas indiretamente a partir da radiação, são a energia hídrica, eólica, ondas e bioenergia (biomassa) e irão ser apresentados de seguida.

As FERs eram, até 2013, responsáveis por mais de 19,1% (renováveis modernos – 10,1% e biomassa tradicional - 9%) da partilha do consumo de energia global [REN21, 2015], tal como referido na figura 1.3 do Capítulo 1.

Num estudo realizado sobre avaliação de indicadores de sustentabilidade para tecnologias de ERs [Evans et al., 2009], verificou-se ser a "**energia eólica a forma de energia renovável mais sustentável"**, seguida pelas energias hídrica, fotovoltaica e geotérmica. Os custos médios para a geração de eletricidade com as diferentes tecnologias de geração de energia são normalmente comparados utilizando o custo

médio normalizado de produção de eletricidade (LCOE[13]). Este inclui os custos ao longo do ciclo de vida completo de cada tecnologia de geração de energia, incluindo, construção, instalação, operação, manutenção, desmantelamento, reciclagem e/ou eliminação de resíduos, normalmente expresso em USD/kWh.

Sendo o custo normalizado para a geração de eletricidade (LCOE) das FERs para cada tecnologia de geração determinante para a sua exploração, apresenta-se na tabela ANEXO-I, uma síntese dos seus valores, extraído do relatório global das ERs [REN21, 2015].

2.2.1 A energia da biomassa

A energia da biomassa é uma das fontes de energia mais antigas utilizadas pela humanidade. A biomassa é utilizada para produzir diversos tipos de energia, incluindo a geração de eletricidade, aquecimento de casas, abastecimento de veículos (máquina a vapor) e produção de calor para instalações industriais [Demirbas, 2001].

Um estudo de cenários para os anos 2050-2100, sobre o potencial geográfico e técnico da biomassa produzidas para fins energéticos (culturas energéticas), revela que a utilização da biomassa tradicional é considerada não sustentável, uma vez que pode contribuir para a degradação do solo, e até mesmo para a sua desertificação.

Além disso, um dos principais problemas da utilização da biomassa tradicional (9% a nível global em 2013, como se comprova na figura 1.3 do Capítulo 1 consiste na baixa eficiência dos processos de combustão tradicionais, bem como no impacto negativo da qualidade do ar no interior das casas, relacionado com o aquecimento e confeção de alimentos nas cozinhas, por exemplo.

A tecnologia moderna de conversão e utilização da biomassa tornou-se numa fonte de energia de alta qualidade, através das centrais elétricas de biomassa e combustíveis líquidos de biodiesel para os transportes [Hoogwijk et al., 2005]. No que respeita à problemática levantada pelas potenciais emissões de GEE, verifica-se que a combustão de biomassa provoca a libertação de CO_2 na atmosfera. No entanto, este composto havia sido previamente absorvido pelas plantas que deram origem ao combustível, pelo que o balanço de emissões de CO_2 é nulo, como se ilustra na figura 2.9-a). A fonte original da energia presente na biomassa é o sol. Pequenas conversões nas folhas das plantas chamadas cloroplastas, usam a energia solar na forma de energia luminosa, ou fotões juntamente com o CO_2 do ar e água do solo para converter uma

[13] LCOE - *levelyzed cost of electricity* – custo normalizado de produção de eletricidade.

série de componentes. Esses componentes incluem açúcares e celulose coletivamente chamados hidrocarbonetos.

A energia original do sol é armazenada nas ligações químicas destes compostos e passada para os animais quando consomem as plantas ou outros animais. Portanto, as plantas, os resíduos agrícolas, a madeira (e seus resíduos), os animais (e seus resíduos), RSUs, fungos, bactérias, o resíduo da produção alimentar, as plantas aquáticas e as algas podem ser vistos como "armazenamentos de energia solar" como se ilustra na figura 2.9-b).

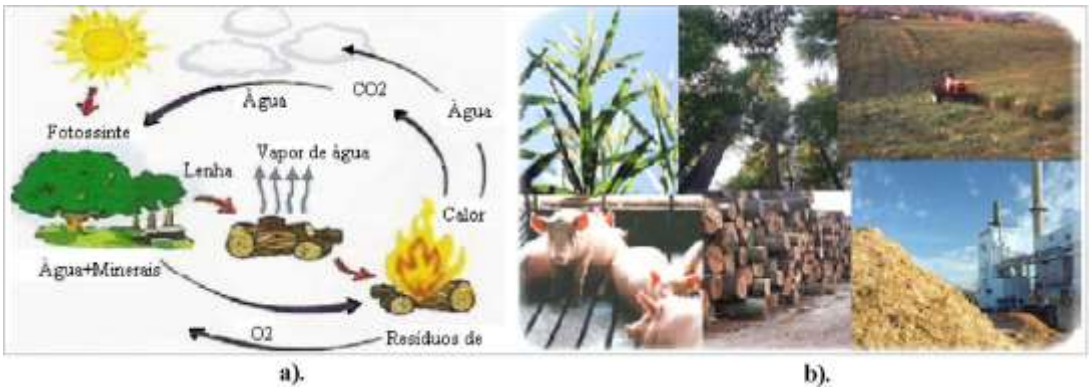


Figura 2.9-a): Ciclo da combustão de biomassa [Ciclodb, 2016] e -b): Resíduos de biomassa [PER, 2015].

Há dois tipos de conversão e utilização de biomassa, em termos de vias de conversão de energia da biomassa: a conversão termoquímica e conversão bioquímica [Boyle, 2004]:

- A conversão termoquímica compreende a decomposição da matéria orgânica da biomassa em combustíveis, pelos processos de gaseificação, liquefação, pirólise e combustão direta vapor a turbina e calor;
- A conversão bioquímica, digestão anaeróbica (biogás, gás metano, combustível) conhecida como bio gaseificação em metano e um tratamento de resíduos orgânicos por decomposição ou digestão anaeróbica que gera biogás, que é formado por cerca de 50%-60% de metano (CH_4) e que pode ser utilizado como combustível. O resíduo sólido da bio gaseificação pode ser tratado aerobicamente para formar um composto orgânico.

A energia da biomassa apresenta três fases:

- A biomassa sólida tem como fonte os produtos e resíduos da agricultura, (incluindo substâncias vegetais e animais), carvão vegetal, os resíduos das florestas e a fração biodegradável dos resíduos industriais e urbanos;

- A biomassa líquida existe em uma série de biocombustíveis líquidos com potencial de utilização, todos com origem nas chamadas "culturas energéticas". São exemplos o biodiesel, obtido a partir de óleos de colza ou girassol, cocos e o etanol, produzido com a fermentação de hidratos de carbono (açúcar, amido, celulose); e
- A biomassa gasosa é encontrada nos efluentes agropecuários provenientes da agroindústria e do meio urbano, mas também nos aterros de RSU[14]. Estes resíduos são resultado da degradação biológica anaeróbica da matéria orgânica e são constituídos por uma mistura de metano (CH_4) e gás carbónico que podem ser submetidos a um processo de combustão para a geração de energia elétrica.

Segundo [Sidhu, 2006], a biomassa contribui em 15% para o consumo total de energia mundial. A Agencia Internacional de Energia relata em 2016 [IEA, 2016], a bioenergia continua ser a maior FER, com 10% da oferta mundial de energia primária.

A produção de aglomerado de biomassa global por países ou regiões representada em Mt, na figura 2.10-a) de 2004-2014 apresenta um total de 24,1 Mt. Os maiores produtores de biomassa são a União Europeia, os EUA, o Canadá, a Rússia e a China. A produção de biocombustível no mesmo período, no total de 127,7 Bl[15] na figura 2.10-b), apresenta como sendo a de maior quantidade o etanol, seguido do biodiesel e do óleo vegetal.

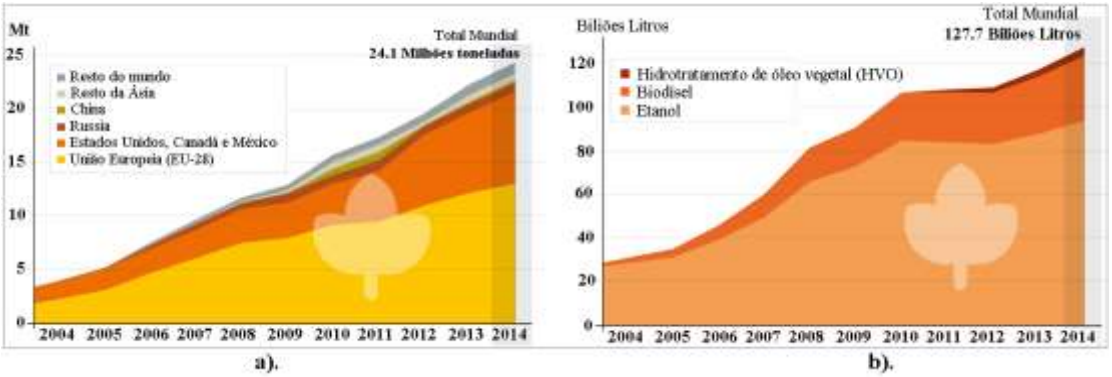


Figura 2.10-a): Produção de biomassa mundial de 2000-2014; -b): Aglomerado de biomassa, biocombustível [REN21, 2015].

2.2.2 A energia geotérmica

A energia geotérmica é uma fonte de energia muito limpa, com origem na libertação de calor do núcleo da terra: o calor das rochas profundas aquece as águas da

[14] RSU – resíduo sólido urbano
[15] Bl – Biliões de litros

superfície da terra. Assim, a energia pode ser extraída devido à diferença de temperatura da água [Sidhu, 2006]. A exploração desta fonte de energia pode ser feita em duas vias: - a primeira, através do uso direto do calor transferido por condução a partir do interior da terra até regiões específicas próximas à superfície; - a segunda, pela utilização de bombas de calor que aproveitem a diferença de temperatura entre o ambiente e o solo, também pode utilizar em direto para geração de eletricidade através da turbina de gás. Os sistemas de exploração direta do calor geotérmico estão restringidos às regiões de fronteira entre as placas tectónicas como, por exemplo, no "anel de fogo" do Pacífico e na Islândia [Maron, 2009].

A capacidade total instalada de energia geotérmica em todo o mundo desde 1950 até 2015, parte de cerca de 12.635 MW para uma energia produzida de 73.549 GWh [Bertani, 2015] apresentado na figura 2.11, dos quais 3,45 GW estão localizados na América do Norte: 1.64 GW na América Latina, na Ásia com 4.81 GW, na Europa 2.13 GW e África com apenas 0,6 GW de potência instalada. Os maiores utilizadores desta tecnologia são: Estados Unidos com 3,45 GW, Filipinas com 1,87 GW e Indonésia com 1,34 GW instalados.

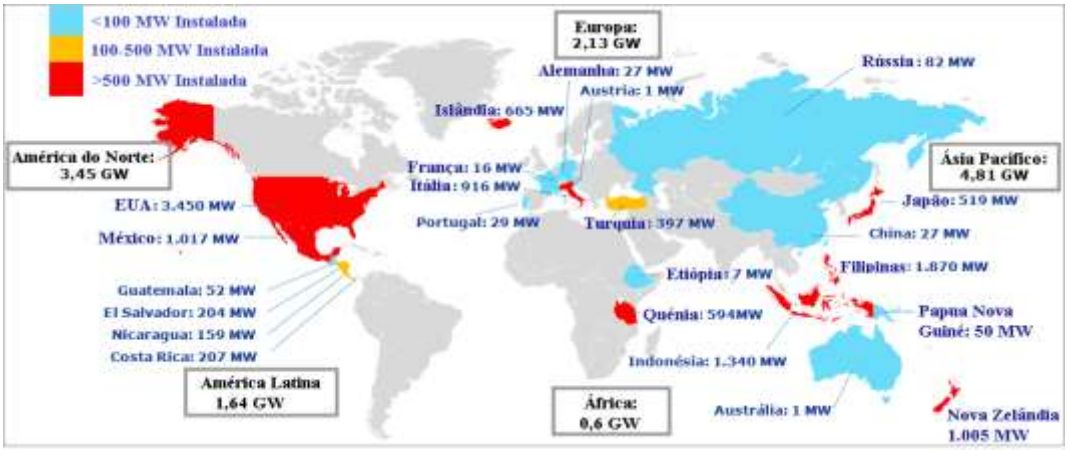


Figura 2.11: Capacidade instalada de geotérmica mundial [Bertani, 2015]

Em Portugal, o aproveitamento da energia geotérmica está localizado nas ilhas dos Açores. Com 29 MW de potência instalado, e as temperaturas elevadas, superiores a 140°C, estão identificadas a 235,5 MW, distribuídas por várias ilhas do arquipélago de Açores [PER, 2015].

2.2.3 A energia hídrica

A energia potencial ou cinética da água dos rios pode ser convertida por um grupo de turbina/gerador, que a transforma em energia elétrica. A principal vantagem da água em comparação com outras fontes energias consiste no facto de as centrais hidroelétricas não "consumirem" a água que impulsiona as turbinas. Após a geração de energia, a água ainda está disponível para outros fins, como por exemplo a irrigação, o abastecimento de água, ou os regadios.

Há diferentes tipologias de centrais hidroelétricas [Hoes et al., 2014]: a central hidroelétrica a fio de água, a central hidrelétrica com albufeira, e a central hidroelétrica de bombagem:

As centrais hidroelétricas fio de água são centrais sem ou com um pequeno reservatório de armazenamento limitado à regularização do caudal. A energia produzida está sujeita a variações do caudal sazonal dos rios e, por conseguinte, proporciona uma fonte de energia que é diretamente dependente da disponibilidade do recurso energético primário;

As centrais hidroelétricas de armazenamento de energia são as centrais hídricas com um reservatório de água, normalmente denominado "albufeira". Podem armazenar água para fornecer energia para o consumo de ponta (pico) ou facultar um abastecimento de base contínuo;

As centrais hidroelétricas com bombagem funcionam nas horas de maior consumo (ponta) e dispõem de grupos de bombagem para além de grupos geradores (ou sistemas reversíveis). Este tipo de centrais é constituído por um reservatório inferior e superior, entre os quais a água é revertida usando o excesso de energia em períodos de baixo consumo (ou energia a baixo custo) para bombear a água para o reservatório superior. Nas horas de ponta, a água flui do reservatório superior para o inferior e a sua energia é convertida em energia elétrica através do grupo gerador.

A capacidade global hidroelétrica instalada (valor estimado em operação) até 2014 era de 1.055 GW (cresceu 3,6% em relação ao ano imediatamente anterior) o que produz energia elétrica de cerca de 3.900 TWh (crescimento de 3,0%) [REN21, 2015]. Os principais países com produção de energia hídrica são a China, o Brasil, os EUA, o Canadá, a Rússia e a Índia. Em conjunto correspondem a 59% do total de capacidade instalada, sendo que o resto do mundo corresponde a 41%, como se comprova na figura 2.12.

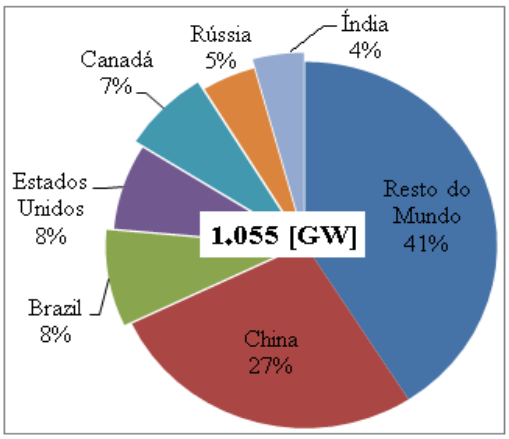


Figura 2.12: Capacidade global hidroelétrica instalada até 2014 [REN21, 2015]

2.2.4 A energia dos oceanos

A energia oceânica refere-se a qualquer energia aproveitada do oceano por meio de ondas do mar: amplitude das marés (subida e descida), correntes de marés, correntes oceânicas (permanentes), gradientes de temperatura e gradientes de salinidade. Esses, tipos de aproveitamento da energia dos oceanos são a energia das ondas, energia das marés, a energia das correntes marinhas e conversão de energia térmica dos oceanos (OTEC) [Burman, & Walker, 2009] apresentados a seguir:

As ondas: são formadas pela força do vento sobre a água e o tamanho das ondas varia conforme a velocidade do vento, a sua duração e o perfil da camada limite atmosférica. O movimento da água que resulta da força do vento transporta energia cinética que pode ser aproveitada por dispositivos próprios que estão fixos nas costas ou se deslocam (para cima e para baixo) com a frequência das ondas para a captação dessa energia. Como exemplo a tecnologia Pelamis assemelha-se a uma cobra articulada que oscila à medida que as ondas percorrem o seu comprimento. Esse movimento nas articulações permite acionar geradores elétricos, sendo a energia depois recolhida por um cabo submarino e transmitida para terra;

Existem dois tipos de correntes oceânicas: corrente marinha e corrente das marés. Ambos os tipos são influenciados pela rotação da Terra e são altamente previsíveis [Muetze, & Vining, 2006].

As correntes marinhas, como a Corrente do Golfo no Atlântico, originam diferenças na temperatura da água dentro do oceano. Quando a água no equador aquece e se move em direção aos polos, de seguida arrefece e os fluxos voltam para o equador já arrefecidos. A velocidade do movimento da água é cíclica, aceleração e desaceleração

ao longo de cerca de um período de dez anos, no que é conhecido como o ciclo de *thermohaline*[16] [Muetze, & Vining, 2006];

O princípio de funcionamento das centrais de correntes marinhas é semelhante ao funcionamento de uma central hidroelétrica ou de um parque eólico, recorrendo ao aproveitamento da energia cinética do movimento das massas de água ou massas de ar. Estes movimentos da corrente marinha por terem uma direção e um fluxo relativamente constantes podem ser aproveitados para geração de energia;

As correntes das marés resultam da combinação de forças produzidas pela atração do sol e da lua e do movimento de rotação da terra, que leva à subida e descida da água dos oceanos e marés. O fenómeno das marés ocorre duas vezes a cada 24 horas, 50 minutos e 28 segundos [Rourke et al., 2010]. As correntes de maré fluem num sentido no início do ciclo e invertem o seu sentido no final do mesmo, ou seja, estamos perante a repetição cíclica de um fenómeno natural. A tecnologia utilizada para aproveitamento deste tipo de energia é semelhante à hidroelétrica, e alguns modelos apresentados assemelham-se a turbinas eólicas submarinas.

Para capturar energia de forma viável a partir das marés, na maioria dos casos, a diferença da altura da maré alta e maré baixa deve ser pelo menos de cinco metros [Rourke et al., 2010]. As marés na Baía de Fundy, no Canadá são as maiores do mundo, com uma amplitude entre 16 e 17 metros, perto da costa. Também são observadas as marés com maiores amplitudes noutros locais, como o Canal de Bristol na Inglaterra, na costa Kimberly da Austrália e no Mar de Okhotsk na Rússia [Gorlov, 2001].

Os primeiros projetos de centrais de energia das marés em escala comercial estão localizados em La Rance (França), tendo sido instalados 240 MW em 1967, a central de Annapolis (Canadá) de 18 MW, em 1984, e Jiangxia (China) de 5,08 MW, em 1985 [Steele et al., 2009].

No final de 2014, a capacidade mundial de energia dos oceanos manteve-se em cerca de 530 MW como se vê na figura 2.13. A maior parte desta energia é recolhida sob a categoria de energia das marés, e mais especificamente nas barragens de marés nas baías e estuários. A maior parte do esforço de desenvolvimento em tecnologias de potência oceânica está focada nas marés, correntes e ondas de energia em mar aberto.

[16] Escala de circulação global do oceano que é acionado por gradientes de densidade criados por calor de superfície e de fluxos água doce. O adjetivo *thermohaline* deriva de *thermo* - referindo-se a temperatura e -*haline* referindo ao teor de sal, fatores que determinam a densidade da água do mar.

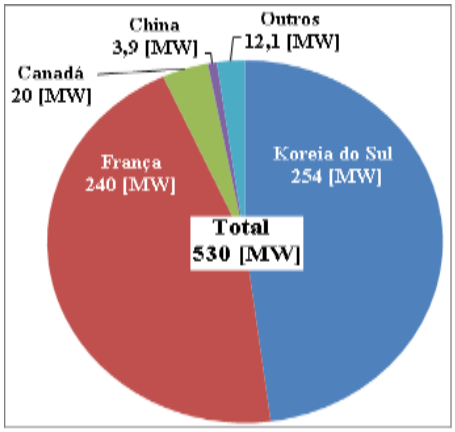


Figura 2.13: Capacidade instalada de energia oceânica mundial [REN21, 2015]

As maiores e mais recentes instalações de energia dos oceanos em funcionamento são projetos de barragem de marés, utilizados para a geração de eletricidade. A central de 254 MW Sihwa, na Coreia do Sul (concluída em 2011), a central de 240 MW Rance, na França (1966), a central de 20 MW Annapolis em Nova Scotia, Canadá (1984), e a central de 3,9 MW Jiangxia na China (1980). Outros projetos apresentam capacidades menores e encontramos ainda projetos para estudos de desenvolvimento pré-comercial [REN21, 2015].

A energia térmica do oceano (OTEC[17]) consiste no aproveitamento da diferença de temperatura do oceano. Em 1881, o físico francês Jacques Arsene inventou o conceito de OTEC. O seu discípulo, Georges Claude, construiu a primeira central OTEC de ciclo aberto na Baía de Matanzas (Cuba) em 1930 [Finney, 2008].

Com esta tecnologia, o gradiente de temperatura da superfície do oceano converte energia térmica em eletricidade. Os resultados são mais favoráveis quando existe uma diferença de temperatura de pelo menos 20 °C. A Figura 2.14 descreve a diferença de temperatura entre a superfície do oceano a 1,000 metros de profundidade, em que as temperaturas oceânicas superiores são 24 °C à superfície, local onde se encontra o anel do fogo do pacífico [Burman & Walker, 2009].

[17] *Ocean Thermal Energy Conversion*

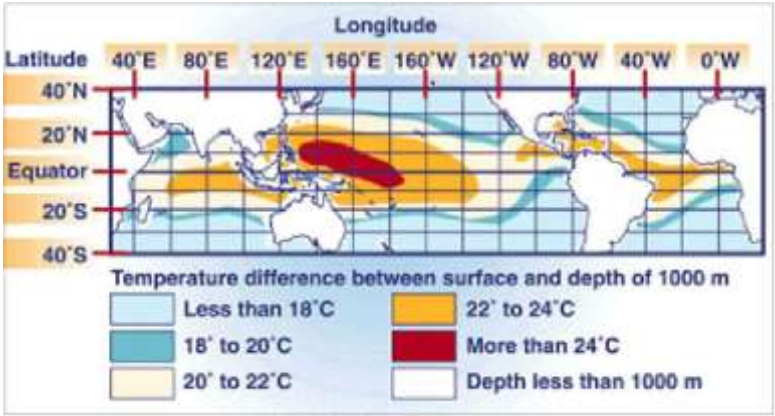


Figura 2.14: Diferença de temperatura do oceano entre a superfície e uma profundidade de 1000 m [Burman & Walker, 2009].

No Japão, o Instituto de Energia Oceânica da Universidade de Saga, em 2003 conduziu um estudo experimental de uma central de 1 MW, estando prevista a instalação de uma capacidade de 25-50 MW segundo [Finney, 2008]. Em 2006, o Laboratório Nacional de ERs (NREL[18]) dos EUA, em conjunto com uma equipa da Marinha dos EUA e do exército dos EUA desenvolveram uma instalação de OTEC na República das ilhas Marshall, perto da ilha de Kwajalein.

Esta tecnologia térmica oceânica está ainda em fase de estudos, pelo que ainda não foram registados progressos em centrais térmicas oceânicas.

2.2.5 A energia solar

A energia do sol é radiada para o espaço e uma parte atinge a atmosfera terrestre com uma intensidade média de cerca de 1.368 W/m^2. A outra parte da energia é refletida ou absorvida pela atmosfera. Num dia de céu limpo é possível medir junto à superfície terrestre, num plano perpendicular, cerca de 1.000 W/m^2 [PER, 2015]. Esta radiação disponível na superfície terrestre divide-se em três componentes:

- Radiação direta que vem diretamente do disco solar;
- Radiação difusa proveniente de todo o céu (das nuvens, gotas de água, etc.);
- Radiação refletida, proveniente da reflexão no solo e dos objetos circundantes.

A potência solar incidente por unidade de área designa-se por irradiação solar e tem como unidades em W/m^2 [Castro, 2011]. Existem dois tipos de tecnologias na conversão de energia solar para produzir eletricidade:

[18] NREL - *National Renewable Energy Laboratory*

<u>Uma, a tecnologia de sistemas fotovoltaica</u> (PV[19]): na qual a conversão direta da energia solar em energia elétrica envolve a transferência dos fotões da radiação incidente para os eletrões da estrutura atómica do material conhecido como painel solar PV. Estes sistemas são constituídos por um conjunto de módulos de material semicondutor instalados num sistema de suporte: a cablagem, o inversor DC/AC, obrigatório em sistemas ligados à rede, ou a bateria e o regulador de carga, essenciais nos sistemas autónomas [Castro, 2011].

O mercado PV mundial evoluiu muito rapidamente na última década, partindo de apenas 3,7 GW instalados em 2004, para 177 GW em 2014, [REN21, 2015], como observado na figura 2.15-a). A Alemanha, a China, a Itália, o Japão e os EUA são os países que, nos últimos anos, mais se desenvolveram no sector PV, constituindo-se como líderes desta tecnologia.

<u>Outra tecnologia de sistemas solares consiste em sistemas termoelétricos de concentração</u> (CSP[20]): o princípio de funcionamento é genericamente igual ao das centrais térmicas convencionais: um fluido de trabalho, no caso a água, é sobreaquecido numa caldeira, formando vapor que vai ser expandido numa turbina, a qual está acoplada a um grupo de geradores para produção de energia elétrica.

O mercado do CSP mundial evoluiu consideravelmente na última década, de apenas 0,3 GW instalados em 2004 para 4,4 GW em 2014, [, [REN21, 2015], como observado na Figura 2.15-b). A Espanha e os EUA são, neste momento, os maiores utilizadores desta tecnologia.

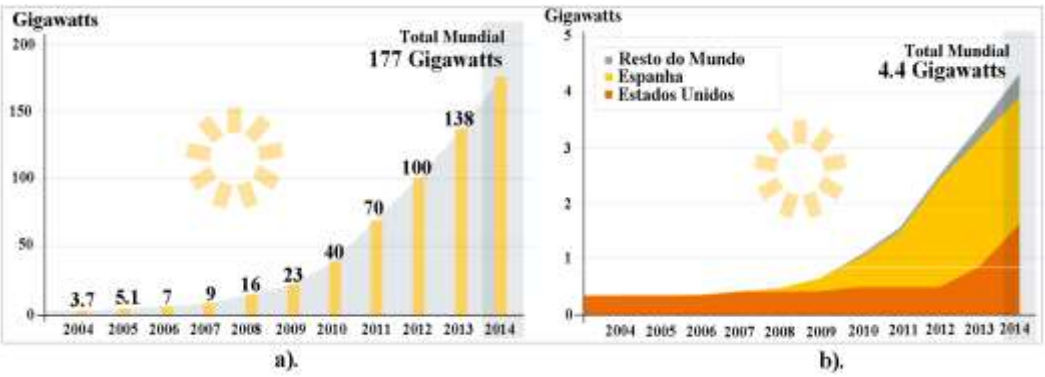


Figura 2.15-a): Evolução global da capacidade instalada de sistemas solar PV; -b): solar CSP de 2004-2014 [REN21, 2015].

[19] PV – fotovoltaica
[20] *Concentrational Solar Power*: Sistemas solares termoelétricos de concentração

De acordo com estimativas recentes [Ummadisingu & Soni 2011], a tecnologia de CSP poderia produzir até 7% das necessidades totais de energia projetadas do mundo em 2030 e 25% até 2050.

Nas centrais solares termoelétricas de concentração a radiação solar é focada com o auxílio de superfícies espelhadas equipadas com sistemas de seguimento da posição solar, de modo obter calor de alta temperatura, suscetível de produzir vapor [Castro, 2011].

Existem quatro sistemas principais de CSP que podem ser categorizadas pela forma de concentração dos raios solares e da tecnologia utilizada para receber a energia do sol. Estes sistemas são classificados pela sua geometria do foco, tal como concentração de foco [Ummadisingu & Soni, 2011]:

Sistemas de canal parabólico *(parabolic trough)*: a energia solar é recolhida em grandes espelhos retangulares, curvados em forma de parábola com a capacidade de seguimento da posição do sol, atingindo uma relação de concentração entre 70 e 100 vezes e dirigida para um tubo recetor que corre ao longo dos espelhos. Dentro do tubo existe um fluido de transferência de calor, um óleo sintético térmico, de modo a ser capaz de gerar vapor num permutador de calor a cerca de 400 °C.

Sistemas de torre solar *(solar tower)*: a radiação solar é concentrada num permutador de calor montado no topo de uma torre (recetor). Para concentrar a energia solar são utilizados diversos espelhos, com um sistema de seguimento solar a dois eixos, denominados helióstatos, que constituem o campo coletor, ligado a dois tanques de armazenamento do fluido do trabalho (sal fundido), um frio e outro quente para variações térmicas no recetor. Para produção de energia elétrica, o fluido quente é bombeado para um sistema gerador de vapor (SGS), de modo a criar vapor sobreaquecido de modo a que a temperatura possa chegar até a 800-1.000°C e acionar um grupo de turbina/gerador elétrico.

Sistemas de disco parabólico *(parabolic disc)*: concentra a luz solar num recetor colocado no ponto focal do disco em que a luz solar é concentrada num único ponto. O recetor e o sistema de produção de energia elétrica são ligados e montados em frente do refletor parabólico, que se movem sincronamente com o movimento de seguimento da posição solar efetuado pelo disco. A radiação solar concentrada serve para aquecer o fluido ou gás (o ar) a cerca de 750 °C, o qual é utilizado no sistema de produção de energia elétrica.

Sistemas de canal de Fresnel (LFR[21]): a energia solar é recolhida por um longo conjunto de espelhos retangulares, quase planos, com capacidade de seguimento solar numa direção, e concentrado para o tubo recetor estacionário, colocado alguns metros acima. A água que corre neste tubo é aquecida e passa ao estado de vapor, o qual é enviado para um grupo de turbina/gerador elétrico. As tecnologias de centrais LFR têm uma capacidade de 10-200 MW e apresentam uma eficiência solar anual na ordem dos 8 a 10%. [Ummadisingu & Soni, 2011].

2.2.6 A energia eólica

O aquecimento solar sobre a superfície terrestre provoca as diferenças de temperatura entre a superfície da água do mar (oceano), da terra (continente) e o ar atmosférico, criando um gradiente de temperatura no equador e nos polos. Cerca de 0,25% do total de radiação solar que chega à atmosfera é convertida em energia eólica [Johanson, 1993]. Apenas uma pequena parte do recurso do vento pode ser efetivamente aproveitado, devido a constrangimentos técnicos (perdas) e sociais (económicas/custo).

A conversão da energia cinética do vento em energia mecânica tem vindo a ser utilizada pela humanidade há mais de 3.000 anos. Os moinhos de vento, utilizados para moagem de grãos e bombagem de água em atividades agrícolas, foram as primeiras aplicações industriais da energia eólica. O desenvolvimento da navegação e o período das grandes descobertas de novos continentes foram propiciados, em grande parte pelo emprego da energia do vento [Martins et al., 2008].

A energia do vento é o resultado do deslocamento de massas de ar resultado dos efeitos das diferenças de pressão entre duas regiões distintas, sendo influenciado por efeitos locais, como a orografia, obstáculos e a rugosidade do solo. O vento tem origem, principalmente, no gradiente de temperatura geral que existe a partir do equador para os polos. De acordo com as estatísticas fornecidos pela REN21[22], a capacidade total mundial de energia eólica instalada em 2004 era de apenas 48 GW; em 2008 de 121 GW; e até ao final de 2014 atingiu os 370 GW, depois de no ano anterior, 2013, ter atingido 319 GW, como se ilustra na figura 2.16-a). A taxa do crescimento da energia eólica, em 2014, apresenta o maior aumento na China, seguido dos EUA, da Alemanha, da Espanha e da Índia, como se pode constatar na figura 2.16-b).

[21] *Linear Fresnel Reflector*
[22] *Renewable Energy Polecy Network 21st Century*

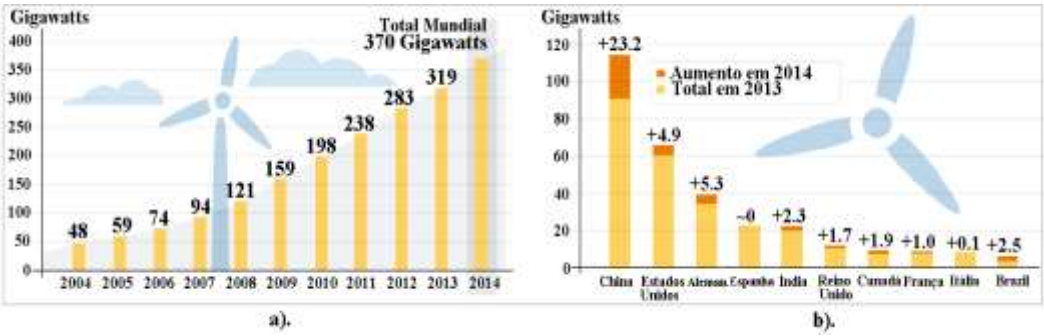


Figura 2.16-a): Capacidade instalada de energia eólica mundial de 2004-2014 e -b): Taxa de crescimento de energia eólica m 2014 [REN21, 2015].

No relatório mais recente dos WWEA, que fornecem dados até dezembro de 2015, a capacidade instalada de energia eólica total (por países) ronda um valor de 434.856 MW (figura 2.17). Os maiores utilizadores de energia eólica mundial são a China, com 148 GW (34%), os EUA com 74,3 GW (17%), a Alemanha com 45,1 GW (10%) e a Espanha 23 GW (5%). A taxa de crescimento global subiu de 16,4% em 2013 para 17,2% em 2014. Atualmente os principais mercados são o Brasil, a Polónia, a China e a Turquia, países que apresentam as maiores taxas de crescimento [WWEA, 2015]. Segundo a Associação Europeia de Energia Eólica [EWEA, 2009], o investimento em energia eólica pode evitar emissões CO_2. Num cenário, que preveja a utilização de turbinas eólicas, durante os anos de 2008 a 2030, ao longo da vida útil de um PE (20 a 25 anos), presume-se que a energia eólica possa evitar uma média de 690 gramas de CO_2/kWh produzido, em que a média do preço de CO_2 é de 25 €/t CO_2 e de 42 milhões €/TWh em combustível fósseis são evitados por energia eólica produzida, equivalente a um preço do petróleo durante o período correspondente de USD 90/barril.

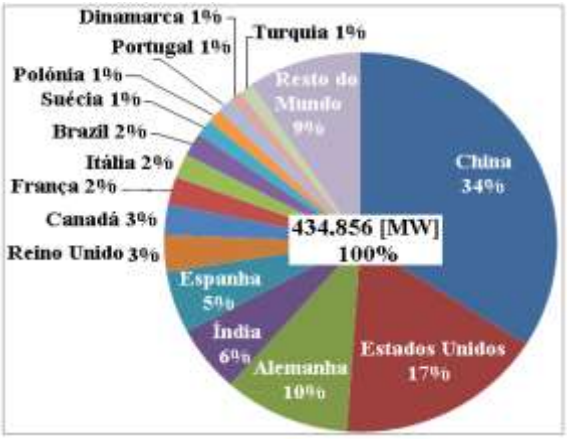


Figura 2.17: Energia eólica por países em 2015 [WWEA, 2016]

2.3 A geração mundial de eletricidade

Em termos de utilização de energia secundária, a eletricidade é a energia mais procurada nas últimas décadas, constituindo um parâmetro de avaliação do bem-estar humano. A geração mundial de eletricidade, nas últimas quatro décadas cresceu de 6.131 TWh[23], em 1973, para 23.322 TWh em 2013 [IEA, 2015]. A produção de eletricidade no mundo (por fonte primária) é representada na figura 2.18. Em 1973, o carvão representava 38,3%, o petróleo 24,8%, a energia hídrica 20,9%, o gás natural 12,1%, o nuclear 3,3% e outros, inclusive energias renováveis, 0,6%.

Em 2013 o carvão sobe para 41,3% e mantém-se, com uma maior utilização para geração de eletricidade, o petróleo reduz significativamente, 4,4%, tal como a energia hídrica que desce para 16,3%. Por sua vez, o gás natural cresce para 21,7%, bem como a energia nuclear, 10,6%. As outras energias (renováveis) cresceram, em termos globais, para 5,7%, bem longe dos 0,6% de 1973. Este crescimento das ERs equivale a 36,8 TWh (1973) para 1.329,4 TWh em 2013. Representa, assim, uma subida expressiva em apenas quatro décadas. Estes dados traduzem uma grande evolução do desenvolvimento de FERs, as quais se espera que, gradualmente, venham a substituir as fontes de energias fósseis, graças ao esforço global na utilização e aproveitamento de ERs com vista à redução dos GEEs.

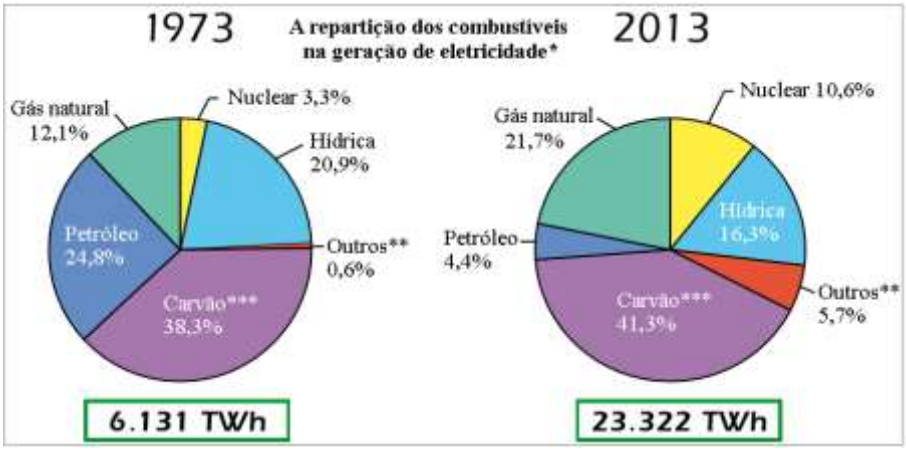


Figura 2.18: Geração de eletricidade por combustível de 1973-2013 [IEA, 2015].

*Eletricidade: a geração de eletricidade para armazenamento de bombagem.
**Outros: inclui geotérmica, solar, eólica e aquecimento, etc.
***Carvão: turfa e o óleo de xisto são agregados de carvão.

[23] TWh – tera watt-hora.

2.4 As fontes de energias de Timor-Leste

Neste seção pretendemos descrever as fontes de energias fósseis e/ou convencionais e fontes de energias não convencionais renováveis existentes em Timor-Leste. As fontes de energias convencionais mais conhecidas são reservas de petróleo e gás natural, designadas pelo PED [GTL, 2012], como um pilar fundamental de desenvolvimento e, essenciais para o crescimento económico do país. As fontes de ERs foram identificadas pelo governo através do plano de eletrificação de Timor-Leste, com base em ERs [SEPE-Martifer, 2010] que apresentaremos a seguir.

2.4.1 As energias fósseis

O registo mais antigo da história da exploração indígena das infiltrações de petróleo está presente no relatório de 1884, e diz respeito ao óleo de Pualaca, usado em ocasiões especiais para iluminar a praça de Díli [Gunn, 1999]. Os primeiros vestígios da existência de petróleo em Timor-Leste são assinalados por dezenas de indícios superficiais, traduzidos por emanações e exsudações líquidas. Algumas foram exploradas pelos nativos ou pela própria administração portuguesa, por meio de pequenos poços como em Matai (Suai) na costa sul, Pualaka (Laclubar) no centro e Aliambata (Watulari) na costa sul [Azeredo, 1968].

Existem mais de vinte e nove locais de infiltrações naturais de petróleo e gás que escorrem na superfície da terra em TL. O escoamento ocorre principalmente na costa sul segundo [Audley-Charles, 1968], na bacia hidrográfica da ilha de Timor-Leste.

Posteriormente foram descobertos os depósitos de petróleo bruto e de gás natural no mar de Timor e da Austrália. Os depósitos de petróleo/gás estão a uma profundidade de 3 km, sendo que os sedimentos cobrem uma área de 51.136 km^2, estimando-se que as suas reservas possam conter 5 bilhões de barris, o que, a confirmar-se, constituiria um dos maiores depósitos do mundo [Pedersen, & Arneberg, 1999].

O setor do petróleo é um pilar fundamental do desenvolvimento de Timor-Leste. Este setor é essencial para o crescimento económico e para o progresso do país, enquanto nação bem-sucedida e estável. Este desenvolvimento está alicerçado no apelidado "Projeto *Tasi Mane"*[24] na língua Tetun[25] (lê-se Taci-Mane em Português) apresentado na figura 2.19.

[24] Tasi-Mane – na língua tétum significa mar homem uma designação ao mar do sul.
[25] Tetun - é uma das línguas oficiais de TL, a língua mais falada em todo o território. É conhecido como Tetun Praça, derivado de Português e Tetun nativo.

Figura 2.19: Projeto de Tasi Mane [TimorGap, 2013]

O projeto *Tasi Mane* é plurianual e visa a criação de três polos industriais na costa Sul, os quais irão formar a espinha dorsal da indústria petrolífera de Timor-Leste [GTL, 2012]. O projeto está já em execução e envolverá o desenvolvimento de uma zona costeira de Suai – Beaço, garantindo a existência das infraestruturas necessárias para suportar a indústria petrolífera doméstica em crescimento. O *Tasi Mane* incluirá o agrupamento da plataforma de abastecimento (*Supply Base*) de Suai, o agrupamento da refinaria e indústria petroquímica (*Refinery Petrochemical)* de Betano e o agrupamento da instalação de gás de petróleo liquefeito (GPL) (*LNG Plant*) de Beaco.

O poço de *Greater-Sunrise*, que inclui os poços de *Sunrise* e *Troubadour*, foram descobertos em 1974 e estão representados na figura 2.20. O maior poço está situado na área disputada pela Austrália e por Timor-Leste, estimando-se que contenha 300 milhões de barris de petróleo leve (condensado e GPL) e 8.3 trilhões de pés cúbicos (tcf[26]) de gás natural. Ainda na figura 2.20 constata-se que a maior área disputada entre Timor-Leste e Austrália referente ao tratado da plataforma continental da Indonésia-Austrália em 1972 e mais recente tratado de 1997 da linha mediana da fronteira marítima *(median line*) ignora o direito e soberania de Timor-Português (na altura em 1972 e durante a ocupação Indonésia em 1997) sobre o mar de Timor.

Os restantes poços de petróleo encontram-se em território reivindicado por ambos os países, mas ocupado pela Austrália, apesar do fato de todos eles estarem geograficamente mais próximos de Timor-Leste. O poço de *Bayu-Undan* foi descoberto em 1995 [Lundahl, & Sjöholm, 2008], estimando-se que o total das reservas sejam 350-400 milhões de barris de hidrocarbonetos líquidos e 3,4 tcf de gás com período de vida

[26] tcf – *trilium cubic feet* a medição do volume utilizado pela indústria de petróleo e gás. (1 pé cúbico = 28,32 litros).

de 25 anos de produção. Segundo, [Neves, et al., 2008] estima-se que essas reservas tenham uma duração de cerca de 20 anos de produção e um valor estimado de USD 6-7 biliões.

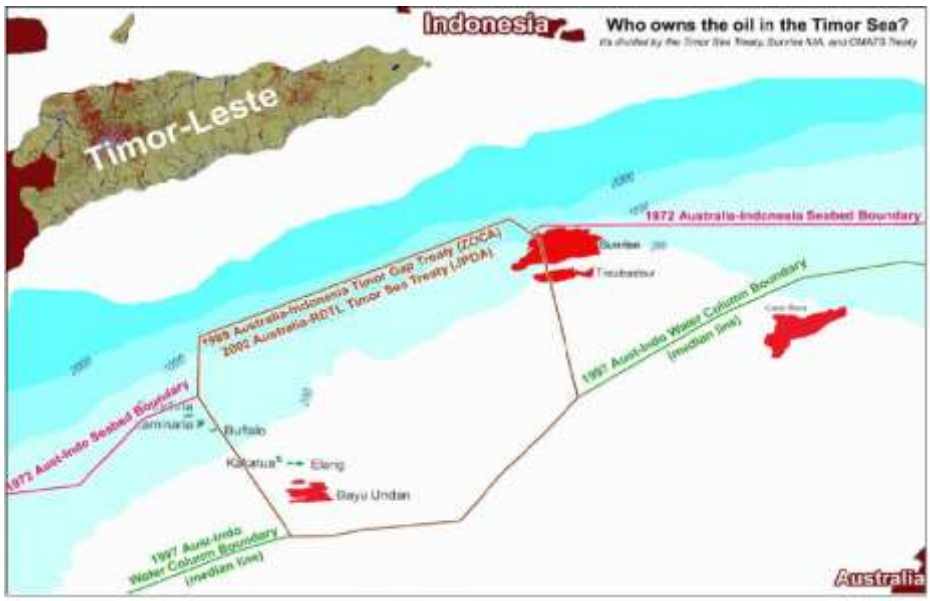


Figura 2.20: Área conjunta de desenvolvimento petrolífero do mar de Timor [Neves, et al., 2008].

A receita petrolífera do poço de *Bayu-Undan* está representada na figura 2.21. O cenário de produção das reservas nos últimos anos tem vindo a descer face ao seu período de vida de produção (2001-2026). O cenário do poço de *Greater Sunrise* tem previsto um período de vida de produção de 31 anos (2019-2049). O projeto está atualmente suspenso, devido à disputa da fronteira marítima entre Timor-Leste e Austrália, aguardando-se pelo estabelecimento da definição das fronteiras marítimas para o início da exploração. Aproximadamente 1/5 do *Greater Sunrise* está localizado dentro da área JPDA estabelecido pelo tratado do mar de Timor 2002 e é administrado pelo Desenvolvimento do Mar de Timor (TSDA[27]).

[27] TSDA - *Timor Sea Designated Authority.*

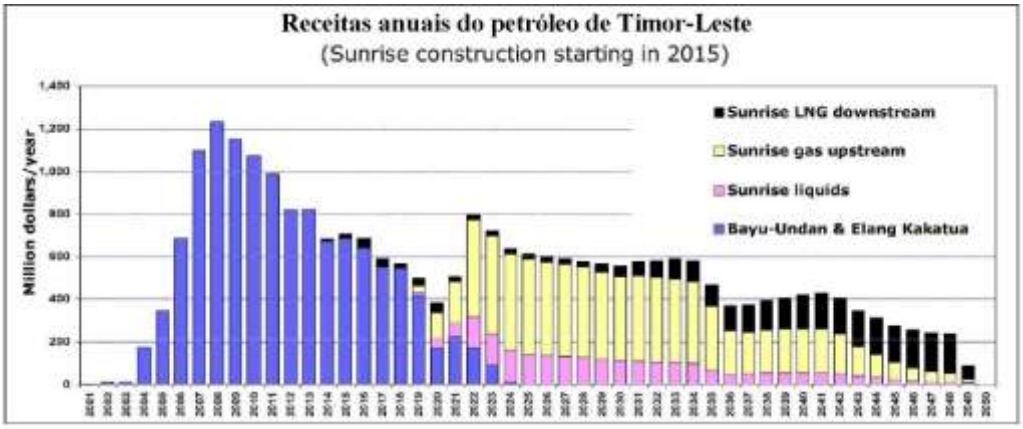


Figura 2.21: Cenário de produção das reservas do mar de Timor [Neves, et al., 2008]

2.4.2 As energias renováveis

Começaremos agora por apresentar os recursos energéticos renováveis existentes em Timor-Leste, que poderão ser explorados de forma, não só a reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, com todos os benefícios económicos e ambientais daí resultantes, mas também a criar as condições para uma dinamização social e económica potenciada pelo desenvolvimento das energias alternativas. Também serão exploradas as possíveis tecnologias para aproveitamento do potencial renovável existente, já identificado pelo governo de Timor-Leste, neste caso pela Secretaria de Estado de Política Energética (SEPE), as quais foram elencadas pela empresa Martifer, através do plano de eletrificação de Timor-Leste com base em ERs [SEPE-Martifer, 2010]. Este estudo foi realizado durante os anos de 2008 e 2009 pela empresa Martifer-Gesto e aí são identificados os potenciais projetos de ERs para desenvolvimento no país.

As fontes de ERs surgem como uma alternativa (ou complemento) às fontes fósseis convencionais, assinalando uma mudança no paradigma energético e apresentam-se como a solução para um desenvolvimento sustentável. Nesse sentido, e de acordo com os objetivos do PED 2011-2030, o governo timorense identificou mais de 450 MW em potenciais projetos de ERs repartidos pelas seguintes tecnologias:

<u>Hidroelétrica:</u> (fio de água e albufeira) 252 MW: - Centrais hidroelétrico 100 MW.
<u>Eólica:</u> 72 MW, identificados cinco locais do país para o desenvolvimento de PEs;
<u>Solar:</u> 22 MW solar fotovoltaicos identificados nas proximidades dos centros urbanos de Díli e Baucau;
<u>Biomassa/Resíduos Sólidos Urbanos:</u> (RSU) 6 MW, em Baucau e Díli.

O padrão do vento e da chuva na região de Timor-Leste é apresentado na figura 2.22. No norte da ilha os meses de fevereiro e março constituem a estação das chuvas, normalmente acompanhado por ventos de monções. Em maio e novembro temos os meses de transição, enquanto o período de agosto e setembro constituem a estação seca. As áreas do Leste e do Sul têm a sua época-pico de precipitação em maio [Pedersen, & Arneberg, 1999].

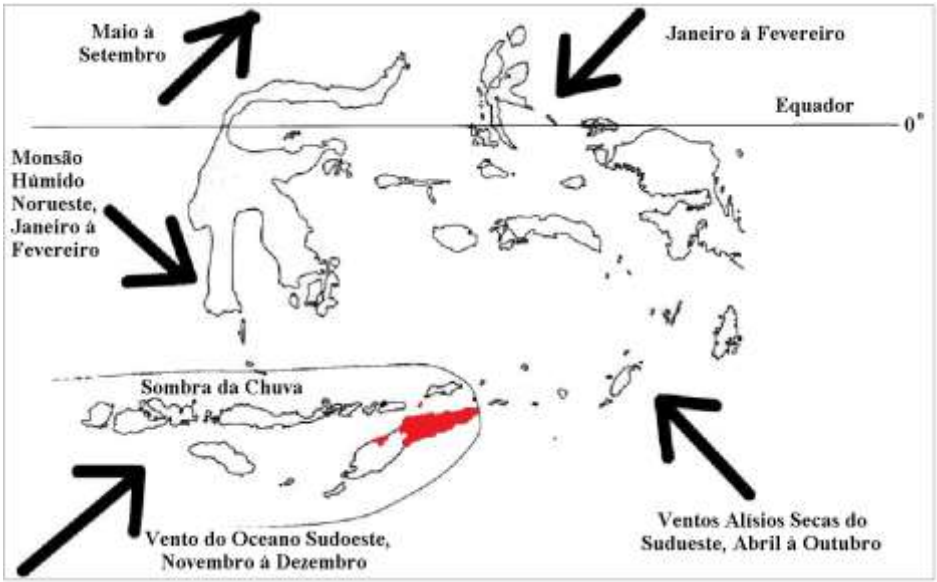


Figura 2.22: Padrão do vento e precipitação de Timor-Leste [Pedersen. & Arneberg, 1999]

Podemos afirmar que, em Timor-Leste, existem apenas duas estações: uma estação de chuva, de novembro ou dezembro até maio ou junho; e uma estação seca que engloba os meses de maio ou junho e pode durar até novembro ou dezembro. Na estação seca existe uma maior intensidade de vento.

A empresa Martifer-Gesto realizou, também, um estudo de mesoscala da velocidade média anual do vento em todo o território utilizando modelos que simulam a variação espacial e temporal da evolução do escoamento na superfície terrestre, de forma a caracterizar estatisticamente a climatologia dos processos físicos relativos à orografia da região. O tipo de análise representada na figura 2.23 é fundamental pois permite identificar preliminarmente quais os locais que apresentam melhor potencial eólico, eliminando à partida regiões com menor potencial.

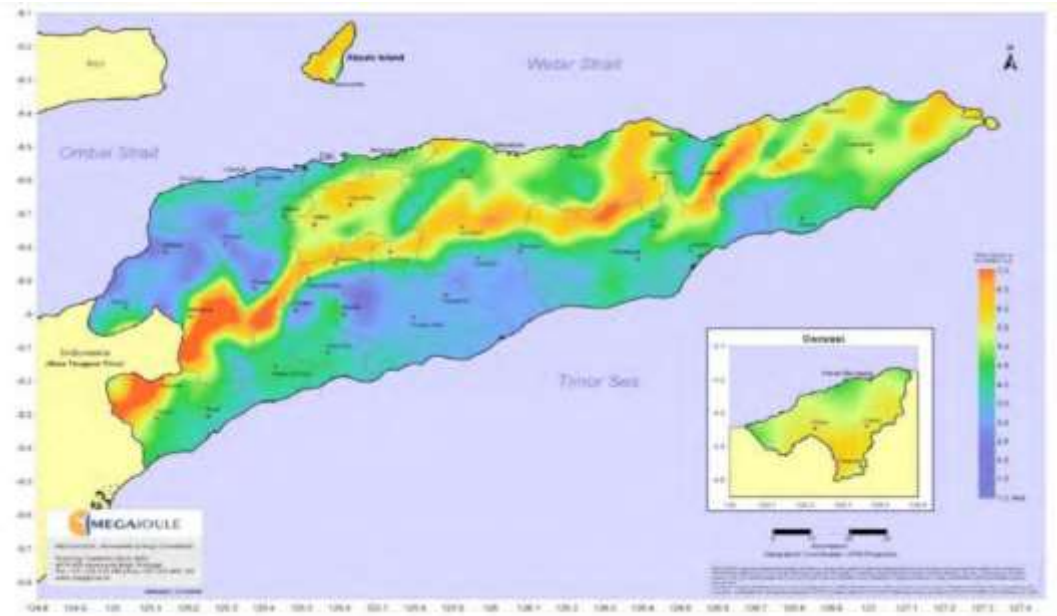


Figura 2.23: Mapa médio do vento do ano 2009 [SEPE-Martifer, 2010]

Os resultados deste estudo são apresentados na tabela 2.1. Assim, mostram-se cinco locais que fizeram parte da campanha experimental de caraterização do potencial eólico da ilha, instalados pela empresa Martifer, e por ela operados de dezembro 2008 até novembro 2009. Os estudos efetuados permitiram identificar a existência de potencial eólico nesses cinco locais.

Tabela 2.1: Resultados da campanha experimental da empresa Megajoule em 2009 [SEPE-Martifer, 2010].

Local e Estação	**Altura (m)**	**Velocidade Media (m/s)**	**Distribuição do Weibull A (m/s)**	***k***
Bagarkoholau	61	5,4	6,1	2,21
(MJ122)	31	4,6	5,2	2,20
Bobonaro	61	6,7	7,6	2,47
(MJ123)	31	6,4	7,3	2,60
Laleia	61	4,1	4,7	2,36
(MJ124)	31	3,9	4,4	2,26
Baucau	61	5,1	5,9	2,72
MJ125	31	4,4	5,0	2,61
Lariguto	61	5,9	6,9	2,37
(MJ126)	31	5,6	6,6	2,33

À análise da irradiação solar pela empresa [SEPE-Martifer, 2010] foi aplicado um algoritmo de cálculo, para efetuar a modelação analítica das magnitudes das componentes da irradiação direta, difusa e refletida em condições de céu limpo, em

plano horizontal ou inclinado e num determinado intervalo de tempo. O mapa dos resultados de irradiação solar diária, resultantes da aplicação desse algoritmo, em todo o país, apresenta-se na figura 2.24.

Figura 2.24: Mapa de irradiação solar diária de Timor-Leste [GTL, 2012]

Estes dados sugerem que todo o território de Timor-Leste tem potencial energético solar suficiente para o aproveitamento desta forma de ER. Assim, concluímos que praticamente todo o território apresenta índices de irradiação solar atrativos e possíveis de exploração, mesmo na região Este que apresenta valores um pouco inferiores aos registados no restante território.

Os estudos efetuados identificam como viável o aproveitamento solar fotovoltaico no país, tendo sido identificados a instalação de 22 MW nas proximidades dos centros urbanos de Díli e Baucau.

O território timorense está catalogado para utilização florestal em cerca de 57%, segundo a Direção Nacional de Sistemas de Informação Geográfica para Agricultura e Utilização do Solo (DN-ALGIS[28]) do Ministério de Agricultura e Pescas (MAP). Cerca de 73% da população timorense depende da fonte considerada, sendo por isso necessária uma catalogação das classes e respetivas categorias, como se mostra na figura 2.25. Os estudos no âmbito do plano de eletrificação de Timor-Leste com base em ERs identificam o aproveitamento de biomassa/resíduos sólidos de 6 MW de RSU de Baucau e Díli. No dia 25 de maio 2015, o governo realizou em Tibar, nas proximidades de Díli, no aterro sanitário de RSU uma cerimónia de lançamento do projeto de melhoria da Gestão de Resíduos Sólidos, sendo "um modelo de

[28] DN-ALGIS – Direção Nacional de *Agriculture and Land-Use Geographic Information System.*

processamento que transforma lixo em energia", pela empresa Shun Hsin Lda, [GGTL, 2015].

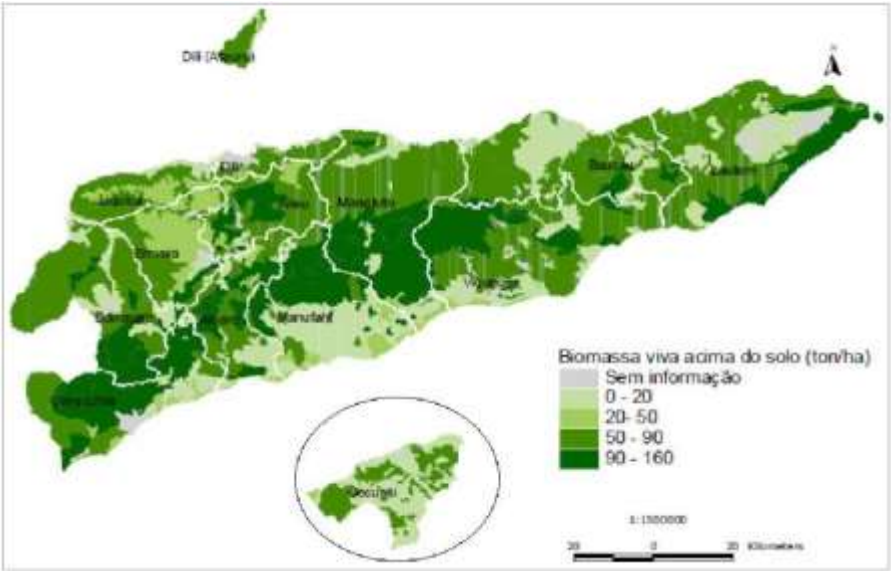


Figura 2.25: Mapa de biomassa [GTL, 2012]

No âmbito deste projeto será construído um "Sistema de Forno Plasma" para liquefazer resíduos sólidos num processo que capta materiais recicláveis e produz energia sob a forma de gás para posterior geração de eletricidade através da turbina de gás. Quando a instalação de central eletrica estiverem totalmente operacionais, poderão atinjir numa capacidade de 25 MW segundo o comunicado (ver *ANEXO G*).

Geograficamente, Timor-Leste está situado na zona de colisão entre o arco vulcânico de Banda e a margem continental australiana, associando a zona de colisão que forma o Arco Interno de Banda (*Inner Banda Arc)*, 100 km a norte de Timor-Leste. Na ilha de Timor não houve qualquer atividade vulcânica recente e não há indícios de qualquer magmatismo intrusivo, ao contrário do que acontece com muitas das ilhas indonésias vizinhas. A ilha de Timor não é uma ilha de origem vulcânica, possuindo bacias sedimentares superiores a 3.000 metros, o que possibilita o desenvolvimento geotérmico denominado de geotermia de bacias sedimentares profundas [Hall & Wilson, 2000].

A distribuição dos recursos geotérmicos com elevado potencial encontra-se geralmente limitada a locais com um elevado nível de atividade tectônica, onde há movimentações acentuadas das placas tectónicas. Um desses locais é o designado "Anel de Fogo" (*Ring of Fire*) representado na Figura 2.26, que circunda o Oceano Pacífico.

Aí a atividade geológica é intensa e, devido às estruturas existentes, permite a ascensão de grandes quantidades de calor do interior da terra, dando origem a algumas localizações de nascentes termominerais em Timor-Leste.

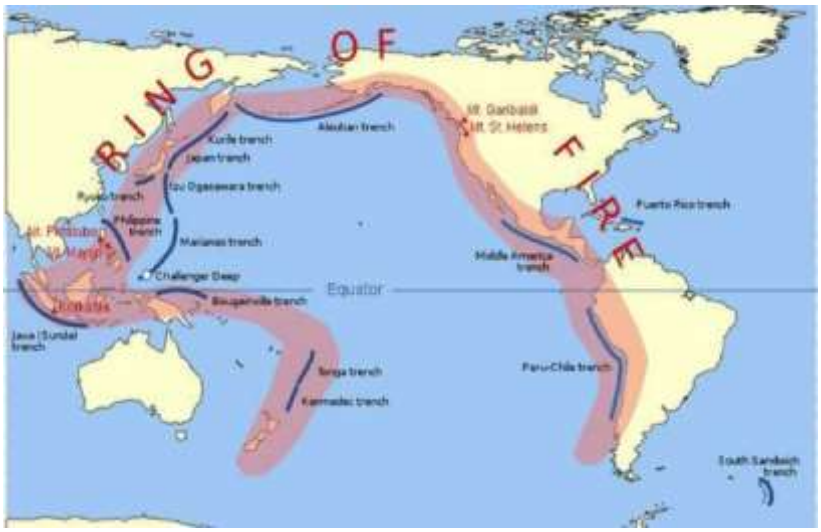


Figura 2.26: Mapa do Arco Interno de Banda [Hall e Wilson, 2000]

Segundo Azeredo [Azeredo, 1968] são conhecidas pelo menos dez nascentes termominerais em Timor-Leste inclusive três na ilha de Atauro, nas quais a temperatura da água varia entre 30 – 80 °C. O Banco Asiático de Desenvolvimento financiou, em 2003, os estudos sobre fontes geotérmicas, realizados por investigadores Neozelandeses e pelo Ministério de Energias e Recursos Minerais do governo Timorense. No âmbito destes estudos foram identificados nove locais com interesse potencial [Lawless, et al., 2005], conforme o exposto na tabela 2.2.

O objetivo da pesquisa foi a avaliação do potencial energético dos recursos geotérmicos do país. Através da análise da composição química das águas e de acordo com o conhecimento geológico da região é possível inferir a existência de sistemas geotérmicos profundos, ou seja, temperaturas elevadas a profundidades consideráveis. No entanto, é previsível que a menores profundidades a temperatura possa atingir valores entre os 150ºC e 180ºC, com as quais é possível produzir eletricidade através de tecnologia de ciclo binário. Estudos de geotermómetro realizados nas águas recolhidas permitiram deduzir temperaturas máximas de, até 195 ºC, nas nascentes em Ataúro e entre os 120ºC e os 165ºC na ilha de Timor.

Tabela 2.2: Fontes geotérmicas em Timor-Leste [Lawless et al., 2005]

Local	**Distrito/ Subdistrito**	**Temperatura (°C)**	**Elevação (m) /Fluxo de água (kg/s)**	**Observ.**
Mare Naun Kura	Aileu	55 – 62	353/10-20	3 fontes
Waikana	Ossu	32	388	
Wailuli Manis	Viqueque	57	193/10	2 fontes
Lacluta	Lacluta	60	-	2 fontes
Marobo	Bobonaro	47	459/10	2 fontes
Beaçu	Viqueque		-	
Nussalo	Atauro	57/46	- /10-20	2 fontes
Biqueli	Atauro	70	- /10	
Fatubela	Atauro		-	

Registam-se factos que remontam ao aproveitamento dos recursos hídricos, antes de 1972. O aqueduto de central micro-hídrica no período colonial Português, em Builé-Baucau, é um exemplo disso mesmo. Esta micro-hídrica foi depois substituída pela central térmica da antiga Vila Salazar de Baucau. No posto administrativo de Moro-Lautem são ainda visíveis aquedutos que garantiam o caudal de água para central micro-hídrica. Em 2003, o governo Norueguês em cooperação com o governo de Timor-Leste, iniciou estudos de aproveitamento dos recursos hídricos, através da Direção de Energia e Recursos Hídricos da Noruega (NVE[29]). Para tal criou em Díli uma instituição denominada Hydrotimor que foi integrada na Direção Geral de Recursos Hídricos. O contributo dado, através da Hydrotimor, no que respeita ao aproveitamento de recursos hídricos, materializou-se nos projetos apresentados na tabela 2.3, com exceção do projeto de Loihuno que foi construído pelo governo timorense, no âmbito da eletrificação rural.

Tabela 2.3: O estudo para aproveitamentos de recursos hídricos [SEPE-Martifer, 2010]

Local do projeto	Caudal Máximo (l/s)	Queda Útil (m)	Potência Máxima (kW)	Observação
Gariwai	202	187	326	Hydrotimor (Inativo)
Iralalaru	10.000	313	28.000	Hydrotimor (Suspenso)
Loihuno			12	Governo (Inativo)

[29] NVE - *Norges Vassdrags-og Energidirektorat* - Direção de Energia e Recursos Hídricos da Noruega.

CAPÍTULO 3

3. Avaliação e Aproveitamento do Potencial Energético do Vento

Neste capítulo aborda-se a avaliação do potencial eólico e, de forma simplificada, o comportamento do escoamento atmosférico e seu contributo para a caracterização tradicional no domínio energético do vento, as circulações globais regionais e locais e a tecnologia atual do aproveitamento eólico.

3.1 O escoamento atmosférico

De uma forma geral, o vento define-se como o movimento do ar causado essencialmente pela variação da temperatura na atmosfera terrestre com origem no aquecimento da superfície da terra. Esta traduz-se numa diferença de pressão entre dois pontos a uma mesma altitude, de que resulta a deslocação das massas de ar ao encontro de uma situação de equilíbrio [Lutgens, e Tarbuck, 2007].

Conhecer a origem deste movimento das massas de ar e a forma como o escoamento atmosférico se desloca sobre a superfície terrestre tem sido cada vez mais objeto de estudo no domínio das aplicações eólicas, dada a perspetiva do aproveitamento máximo da energia nela contida. Nos últimos anos [Lutgens e Tarbuck, 2007] têm sido desenvolvidos métodos e modelos que permitem descrever o comportamento do escoamento sob diversas condições atmosféricas, recorrendo-se à definição de escalas temporais e espaciais de movimento do escoamento atmosférico como se apresenta na tabela 3-1.

Tabela 3-1: A escala espacial e temporal de circulação atmosférica [Lutgens e Tarbuck, 2007]

Escala	Espaço (km)	Tempo	Exemplos
Macro escala			
- Planetário	1.000 – 40.000	Superiores a Semanas	Ventos alíseos e ventos do oeste.
- Sinóptica	100 – 5.000	Dias – semanas	Ciclones, anticiclones e furacão.
Mesos escala	1 – 100	Minutos – horas	Furacão, tornados, brisas.
Microescala	Inferior a 1	Segundos – minutos	Turbulências, rajadas e vórtices.

3.1.1 A circulação global da atmosfera

Ainda muito antes da existência de uma rede mundial de estações meteorológicas (EMs), as características fundamentais da circulação global do vento já se conheciam, devido aos trabalhos de Hadley em 1735 [Lutgens & Tarbuck, 2007]. Este investigador apercebeu-se que o aquecimento solar no globo se dá de forma diferencial, resultante da geometria esférica do planeta. Desse processo resulta a produção de massas de ar quente nas latitudes baixas (nas quais existe superavit radiativo) e a produção de massas de ar frio nas latitudes elevadas (nas quais existe deficit radiativo).

A diferença de temperaturas entre essas massas de ar implica diferenças de densidade, sendo o ar tropical menos denso do que o ar polar. Desse modo, o ar tropical tenderá a subir e a deslocar-se para os polos, enquanto o ar polar tenderá a descer e a deslocar-se para o equador [Lutgens e Tarbuck, 2007]. Desta forma, Hadley propôs um modelo de circulação unicelular (ou célula de Hadley), com subida de ar quente e descida de ar frio, como representa a figura 3-1-a).

No ano de 1856, e constatando que o modelo unicelular de Hadley não descrevia de forma adequada o comportamento do vento nas latitudes intermédias, Ferrel [Lutgens e Tarbuck, 2007] propôs um modelo de circulação mais complexo, englobando os efeitos de rotação do globo. Neste caso a redistribuição de energia é assegurada por três células em vez de uma, como representa a Figura 3.1-b).

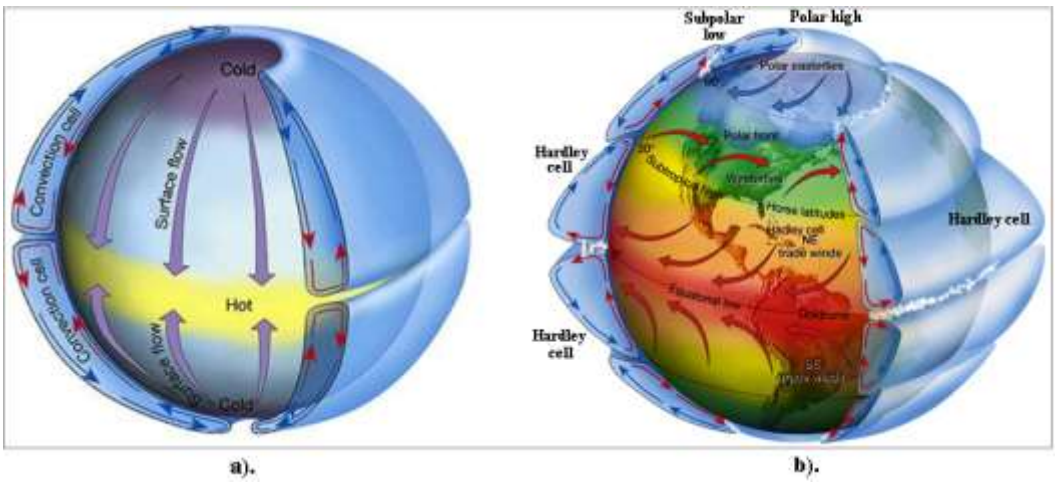


Figura 3.1-a): O modelo idealizado de circulação global unicelular de Hadley e -b): Tricelular de Ferrel, [Lutgens e Tarbuck, 2007].

Desta forma, foi possível justificar a existência da Zona de Convergência Intertropical, (ZITC[30]), e também duas caraterísticas adicionais da circulação global:

i) a existência de duas zonas de vento muito intenso de oeste e em altitude, designadas por correntes de jato (correntes de ar que ocorrem na atmosfera no sentido contrário à rotação da Terra) e;

ii) a existência de uma zona de forte gradiente de temperatura nas latitudes médias correspondentes à frente polar (figura 3-1-b)).

Embora o modelo de Ferrel possa contribuir para a justificação dos pressupostos acima descritos, verifica-se que a circulação global observada não tem as caraterísticas de simetria hemisférica e axial proposta. Tal facto deve-se à presença de orografia e rugosidade na superfície do globo. Este facto está patente nas figuras 3.2-a) e 3.2-b), onde são apresentadas a distribuição dos campos de pressão e do vento médio observados junto da superfície (associados à circulação global da ZITC do sul em janeiro e à circulação global da ZITC do norte em julho, respetivamente).

A distribuição da pressão à superfície apresenta importantes diferenças inter-hemisféricas e entre as zonas continentais e oceânicas. A cintura de anticiclones subtropicais considerada no modelo de Ferrel é claramente visível no hemisfério sul e nas regiões do hemisfério norte na figura 3.2, e a sua localização acompanha o movimento aparente do sol no ciclo anual.

Em relação ao Pacífico Sul, o anticiclone da Austrália encontra-se cerca dos 30°S em Julho, estendendo-se em crista na direção de Timor-Leste, dando origem a ventos de sudeste (ventos alísios) e fazendo com que a circulação atmosférica se desloque em direção às regiões a norte do equador. Este movimento do ar obriga a que a zona de convergência intertropical se desloque para norte da linha do Equador e permita a intensificação do vento junto do continente asiático, dando origem à época das monções.

No que diz respeito aos meses de inverno, a circulação atmosférica típica de Timor-Leste em larga escala pela influência da ZITC, cuja circulação é, por sua vez, dominada pela presença da depressão do Pacífico oeste, que se encontra centrada nas proximidades do território de Timor-Leste.

[30] ZITC – *Zone of Intertropical Convergence*

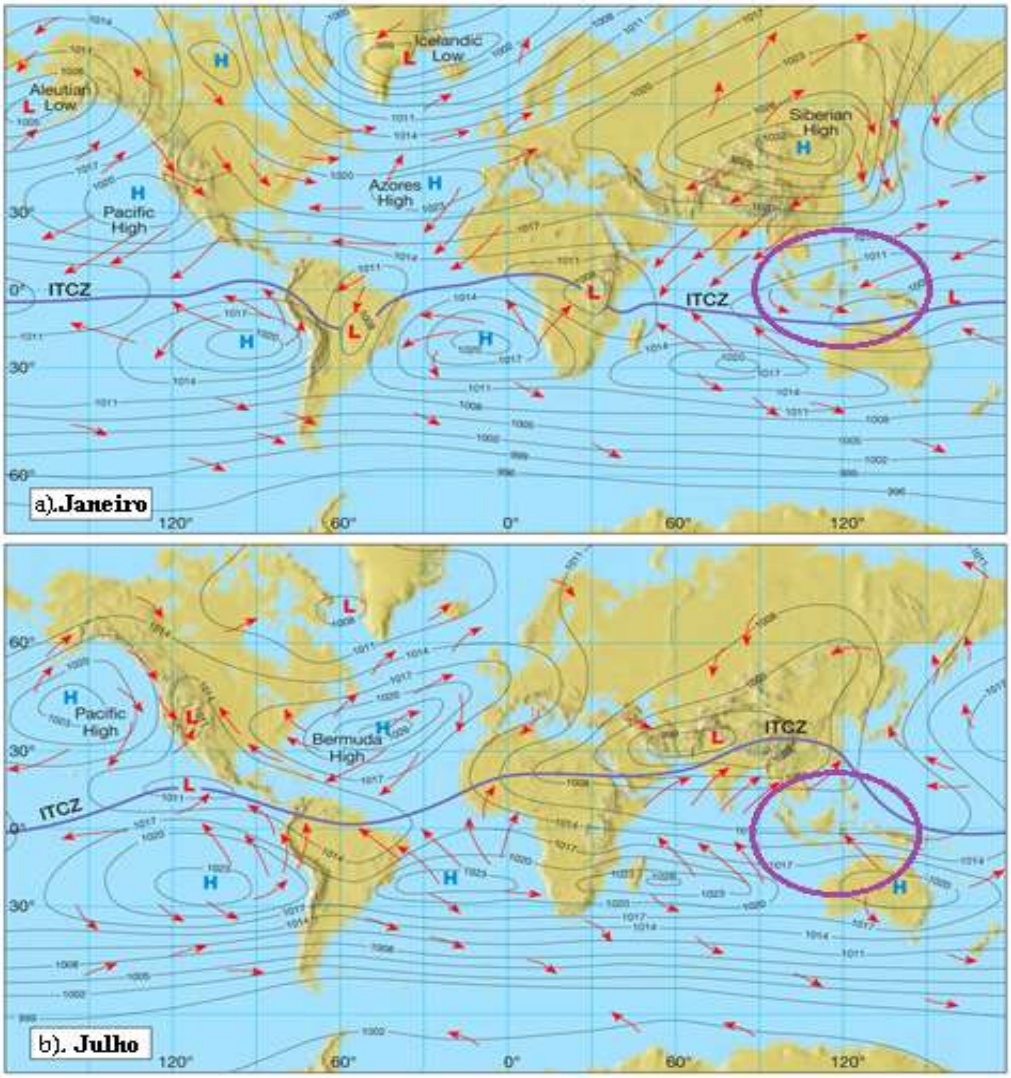


Figura 3.2-a): Distribuição dos campos médios da pressão e do vento junto da superfície associado a circulação global da ZITC no mês de Janeiro e -b): no mês de Julho, [Lutgens e Tarbuck, 2007].

3.1.2 As monções

As monções são a designação dada aos ventos sazonais, em geral associados à alternância entre a estação das chuvas e a estação seca, que ocorrem em grandes áreas das regiões costeiras tropicais e subtropicais. A palavra tem origem na monção do Oceano Índico e sudeste da Ásia, onde o fenómeno é particularmente intenso.

O efeito de monção é causado pelo aparecimento sazonal de grandes diferenças térmicas entre os mares e as regiões continentais adjacentes nas zonas próximas dos bordos externos da célula de Hadley.

Em certas regiões da Terra, particularmente no sul do continente Asiático e no norte da Austrália, ocorre uma inversão sazonal brusca da direção do vento à superfície [Lutgens e Tarbuck, 2007]. Estes ventos são chamados de Monção (do árabe, "*mausin*",

que significa estação) e fazem-se sentir no Oceano Índico e no mar da China nos seguintes períodos:

- Monção do nordeste (NE[31]): no inverno, quando a ZITC se movimenta para a região do Equador, as regiões continentais arrefecem rapidamente enquanto os mares adjacentes se conservam quentes. Por conseguinte, formam-se anticiclones sobre as regiões terrestres e baixas pressões sobre os mares adjacentes, passando os ventos a soprar do continente para o mar, sendo em geral muito secos e frios. Esta situação é representada na figura 3.2-a).
- Monção de sudoeste (SW[32]): no verão do Hemisfério Norte (abril a setembro), o forte aquecimento da terra, subida das temperaturas na Ásia Central origina um centro de baixas pressões muito cavado, que se contrapõe aos núcleos de altas pressões sobre os Oceanos Índico e Pacífico. A temperatura da superfície das águas é relativamente menor, originando uma circulação típica, com ventos soprando do oceano para a terra e transportando para o continente ar marítimo rico em humidade, o qual condensa e se precipita em particular nas regiões junto da cordilheira montanhosa asiática. Este caso encontra-se representado na figura 3.2-b).

O movimento da ZITC, quando associado à presença das monções, afeta o padrão climático do vento sobretudo nos territórios tropicais e subtropicais dos continentes da Ásia, Austrália e África. Nestas regiões ocorrem ainda mudanças climáticas sazonais na distribuição espacial do vento e dos regimes de precipitação atmosférica conhecidas por El Niño e La Niña, com frequências temporais caraterísticas entre 5 a 7 anos [Lutgens e Tarbuck, 2007]. O padrão climático La Niña domina a região de Timor-Leste e é caraterizado pelo aquecimento das águas junto do Pacífico Ocidental, o que, quando combinado com a presença da depressão ao Largo de Timor-Leste no período de Inverno, origina eventos extremos de vento e precipitação.

No caso do padrão climático El Niño, a temperatura do oceano nas regiões do Pacífico Ocidental tende a descer [Lutgens e Tarbuck, 2007] e a impedir o surgimento de precipitação. Nos eventos de El Niño mais severos, este fenómeno pode provocar cerca de 50% de diminuição da precipitação em algumas partes de Timor-Leste, e.g. em Ainaro, com consequências adversas para as colheitas e subsequente escassez de alimentos [Barnett et al., 2007].

[31] NE – *North East*.
[32] SW – *South West*.

O padrão do vento de Timor-Leste (representado na figura 2.22 do capítulo 2), quando acompanhado por ventos de monções, é o fator que mais afeta a redução da precipitação. Desses dois acontecimentos resultam escassas colheitas agrícolas no período do El Niño (ENSO[33]), que inclui o La Niña e outras fases do El Niño [Pedersen e Arneberg, 1999]. Normalmente, o efeito El Niño reduz a ocorrência de precipitação nas zonas do Sul e do sudeste asiático, enquanto La Niña tem o efeito inverso, ou seja, aumento de precipitação na zona ocidental dos Estados Unidos e na América do Sul.

3.1.3 O vento geostrófico

O vento geostrófico representa o escoamento atmosférico resultante do equilíbrio entre a força do gradiente de pressão e a força de Coriolis, dominando, por exemplo, a circulação atmosférica nos níveis altos da atmosfera, onde as forças de atrito junto ao solo não são significativas sobretudo nas latitudes médias e altas (uma vez que nas proximidades do Equador a força de Coriolis é praticamente nula). Como no topo da camada limite atmosférica o efeito do atrito da superfície se torna desprezável, o vento geostrófico permite descrever fielmente o comportamento do vento acima da camada limite atmosférica (geralmente a partir de 1.000 a 3.000 metros acima da superfície [Lutgens e Tarbuck, 2007]).

O movimento do ar pode ser estudado recorrendo às leis da dinâmica, aplicadas a um fluido. No caso de uma partícula de ar, o movimento é determinado pela resultante das forças, traduzidas pelo segundo princípio de Newton, i.e., a lei da conservação da quantidade de movimento pela equação (3.1):

$$\vec{F} = \frac{d(m\vec{u})}{dt} \tag{3.1}$$

sendo $\vec{F}$, a resultante das forças atuantes no elemento de ar e $m\vec{u}$ a quantidade de movimento (massa e a aceleração do corpo). As forças que atuam no elemento de ar e que dão origem ou modificam o estado do movimento, devem-se a: força da gravidade ($m\vec{g}$); força do gradiente de pressão ($\vec{F}_p$); força centrífuga ($\vec{F}_{cp}$); força de Coriolis ($\vec{F}_{cor}$); e força de atrito ($\vec{F}_a$).

Uma das soluções mais simples da equação (3.1) obtém-se quando se considera a situação de equilíbrio puro entre a força do gradiente de pressão e a força de Coriolis. Neste caso, admite-se que o escoamento permanece estacionário e a aceleração

[33] ENSO - *El Niño Southern Oscillation.*

permanece nula, escrevendo-se assim a equação:

$$\vec{F} + \overrightarrow{F_p} = 0 \rightarrow fv - \frac{1}{\rho}\frac{\Delta p}{\Delta n} = 0 \tag{3.2}$$

$$v = \frac{1}{\rho f}\frac{\Delta p}{\Delta n} \tag{3.3}$$

onde f (frequência) é o parâmetro de Coriolis ($f = 2\Omega sen\varphi$, sendo Ω a velocidade angular da terra, Ω = 7,29 x 10^{-5} rad s^{-1} e φ a latitude do local), ρ a densidade do ar, Δp a diferença de pressão das duas isóbaras contíguas e Δn a menor distância entre elas.

A condição imposta pela equação 3.2 traduz-se pelo equilíbrio geostrófico, sendo o valor do vento *(v)* que lhe corresponde (equação 3.3) designado por vento geostrófico [Simiu e Scanlan, 1977]. Esta aproximação, apesar da sua extrema simplicidade, fornece uma boa aproximação ao vento observado longe da superfície terrestre.

3.1.4 O vento gradiente

Designa-se como vento gradiente o vento que resulta do desequilíbrio entre as forças de Coriolis e do gradiente de pressão, originando uma aceleração centrípeta que se torna responsável pela curvatura das parcelas de ar em torno das células de alta e baixa pressão [Martins et al., 2008].

Na análise de qualquer carta meteorológica verifica-se facilmente que as isóbaras são quase sempre linhas curvas, observando-se frequentemente sistemas de forma circular ou elíptica que correspondem a locais de pressão máximos e mínimos, designados respetivamente por anticiclones e depressões. Nestes sistemas, a aproximação do vento geostrófico deixa de ser válida, pois a curvatura das trajetórias do ar implica necessariamente uma aceleração ($\vec{a}$).

Uma solução simples (embora pouco relevante para o setor da eólica) contendo o efeito de curvatura pode ser obtida, mesmo para movimento estacionário, se a aceleração do movimento for decomposta numa componente tangencial *(a_t)* com a mesma direção da velocidade e numa componente normal *(a_n)* correspondendo à aceleração centrípeta, traduzidas pela seguinte equação (3.4):

$$\vec{a} = a_t\overrightarrow{u_t} + a_n = \frac{v^2}{R}u_n + \frac{dv}{dt}\overrightarrow{u_t} \tag{3.4}$$

onde R é o raio da curvatura da partícula ao centro do sistema. Se o movimento é estacionário, $v = const$, fica só a existir aceleração centrípeta. Neste caso, a condição de

equilíbrio para a manutenção do vento do gradiente exprime-se através da equação (3.5):

$$\overrightarrow{F_{cor}} + \overrightarrow{F_p} - \frac{v^2}{R} u_n + \frac{dv}{dt} \overrightarrow{u_t} = 0 \tag{3.5}$$

em que o terceiro termo corresponde a força centrífuga, dirigida para o exterior da curva, e de sentido contrário a força centrípeta. Dado que os centros de ação se constituem por anticiclones ou depressões, isso implica que a força do gradiente de pressão seja de sentido inverso nestes sistemas. Neste caso, obtém-se uma solução individualizada para cada sistema, sendo as equações (3.6) e (3.7) as soluções obtidas para um anticiclone e depressão no hemisfério norte, respetivamente:

$$v = \frac{fR}{2} - \sqrt{\left(\frac{fR}{2}\right)^2 - \frac{4}{\rho R} \frac{\Delta p}{\Delta n}} \tag{3.6}$$

$$v = \frac{fR}{2} + \sqrt{\left(\frac{fR}{2}\right)^2 + \frac{4}{\rho R} \frac{\Delta p}{\Delta n}} \tag{3.7}$$

Este princípio torna-se válido se nos restringirmos aos movimentos de escala sinóptica, dado que a força de Coriolis é muito superior à força centrífuga.

No caso de pequenos turbilhões ou tornados, cujos diâmetros são da ordem de 1 km, a força de Coriolis torna-se desprezável. Neste caso, admitindo um regime de movimento estacionário chega-se à solução do vento ciclostrófico pela equação (3.8), correspondendo ao equilíbrio entre a força do gradiente de pressão e a força centrífuga.

$$v = \sqrt{\frac{R}{\rho} \frac{\Delta p}{\Delta n}} \tag{3.8}$$

As soluções para o vento geostrófico e do gradiente podem ser facilmente modificadas para entrarem em linha de conta com a representação do efeito do atrito, tornando-as utilizáveis na zona da atmosfera próxima da superfície. Admitindo, mais uma vez, que existe equilíbrio e que as isóbaras são retas paralelas, pode facilmente concluir-se que o vento deixa de ser paralelo às isóbaras, atravessando-as no sentido das baixas pressões, provocando convergência de ar nos centros de baixas pressões e divergência nos centros de altas pressões na figura 3.3 ilustra-se, a título de exemplo, o efeito da força de atrito sobre o vento geostrófico (a) e o vento do gradiente em regime anticiclónico e ciclónico em (b) e (c), respetivamente. P_H, e C representam a força do

gradiente de pressão e força de Coriolis, F representa a força de atrito e R representa a força resultante entre a força de Coriolis e a força de atrito.

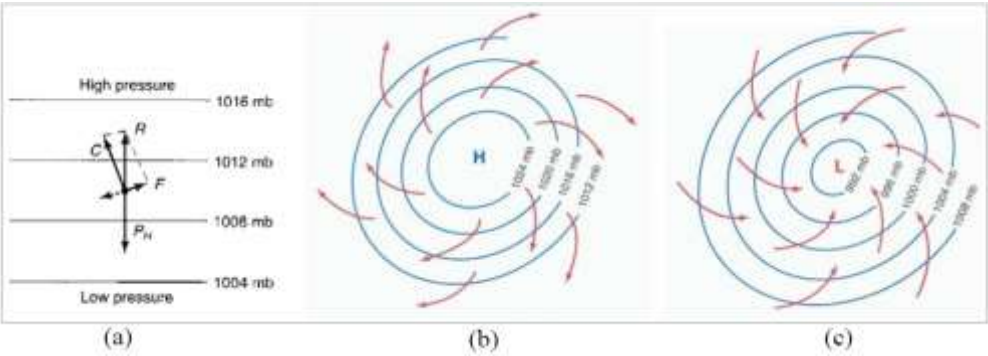


Figura 3.3: Efeito da força de atrito sobre o vento geostrófico [Moran et al., 1997].

3.2 As circulações regionais, locais e brisas

Nesta seção descrevem-se as circulações locais típicas que se formam junto da superfície terrestre, a brisa marítima e terrestre, a brisa de vale e de montanha, bem como os efeitos locais da circulação atmosférica.

3.2.1 As circulações locais

As circulações locais são circulações cujas escalas de movimento espacial se classificam por mesoscala ou microescala e, que se fazem sentir junto da superfície terrestre, sendo muito afetadas pela sua interação com o solo. Essa interação faz-se sentir sob diversas formas e envolve, em particular, a resposta da temperatura da superfície e os efeitos do atrito.

Em algumas regiões, no entanto, as propriedades da superfície variam de forma abrupta, podendo originar uma circulação organizada capaz de afetar o clima local. Essas circulações, produzidas em resposta à existência de diferenças de temperatura entre superfícies próximas, são genericamente designadas por brisas (figura 3.4).

A brisa marítima e a brisa terrestre caraterizam-se por ventos locais resultantes do contraste entre os valores de pressão atmosférica ocorridos sobre a região terrestre e a região marítima, tendo a sua origem nas diferenças de temperatura do ar [Lutgens e Tarbuck, 2007]. Essa diferença de temperatura resulta essencialmente da grande diferença de capacidade calorífica das duas superfícies. Os oceanos têm um elevado calor específico, o qual impede a ocorrência de grandes oscilações térmicas durante o ciclo diurno.

Por outro lado, o calor específico é mais baixo sobre os continentes, conduzindo a oscilações térmicas maiores que a superfície dos oceanos, tornando os continentes mais quentes que os oceanos durante o dia e mais frios durante a noite. Desta forma, estão reunidas as condições para o desenvolvimento de brisas nas regiões costeiras dos continentes. Ao longo do dia, o ar aquecido e menos denso sobre estas regiões sobe, e o ar mais frio sobre o oceano circulam de forma a substituí-lo. Este tipo de circulação chama-se brisa marítima e é apresentado na figura 3.4-a).

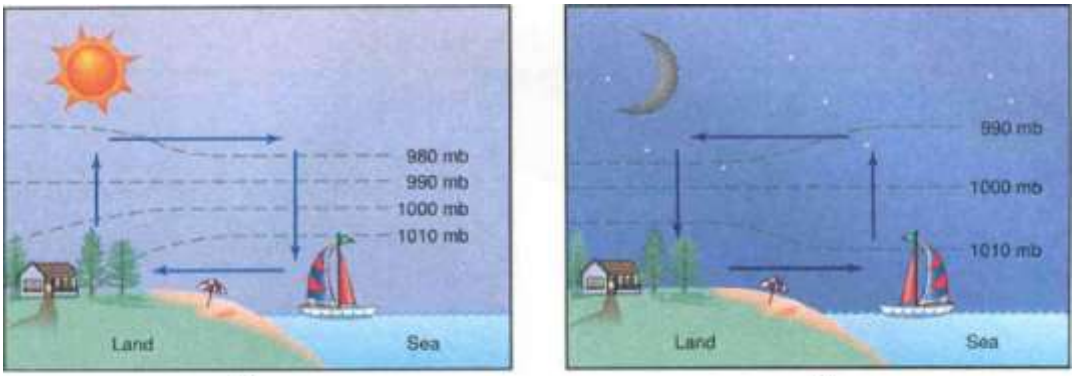


Figura 3.4: A brisa terrestre e marítima [Moran, et al., 1997]

Em altitude desenvolve-se uma circulação de retorno, o ar arrefece e desce sobre o oceano, fechando a circulação principal. Neste tipo de circulação, a velocidade do escoamento à superfície pode ir de 5 a 7 m/s [Stull, 1988]. Durante a noite, o arrefecimento da superfície terrestre é mais acentuado, no qual as temperaturas descem abaixo da temperatura da superfície do oceano, formando uma circulação inversa àquela que ocorre durante o dia.

À superfície, o sentido do escoamento é agora da terra para o oceano, sendo este conhecido como brisa terrestre como mostra a figura 3.4-b). Em geral, estes tipos de circulações de brisa marítima e terrestre estendem-se a poucas dezenas de quilómetros da costa em ambas as direções. Em condições favoráveis, no entanto, esta circulação pode assumir um caráter regional definindo o clima de grandes áreas do mundo [Costa, 2004].

3.2.2 As brisas de vale e de montanha

A topografia pode dar origem a circulações de brisa, com inversão do sentido da circulação entre a situação diurna e noturna, tal como está patente na figura 3.5. Tal

como no caso da brisa marítima/terrestre, a superfície do solo funciona como fonte de aquecimento durante o dia e de arrefecimento durante a noite. A um dado nível, a atmosfera sobre o vale encontra-se longe do solo, sendo pouco afetada pelo ciclo térmico diurno.

Enquanto isso, na zona montanhosa a esse mesmo nível, a atmosfera está em contacto direto com a superfície, trocando calor. Assim, durante o dia a montanha comporta-se como uma fonte de calor, dando origem a uma circulação de ar mais fresco vinda do vale - a brisa de vale, observada na figura 3.5-a). Durante a noite, a superfície da montanha perde calor radiativo e arrefece mais rapidamente do que o ar na região do vale. As diferenças de temperatura assim originadas vão criar uma corrente de ar frio da montanha para o vale, ao longo da encosta - a brisa de montanha, observada na figura 3.5-b).

Figura 3.5: As brisas de vale e montanha [Moran, et al., 1997]

Na circulação de brisa de montanha o vento junto da superfície é designado por vento catabático, podendo atingir velocidades muito elevadas. O vento de superfície associado à brisa de vale é designado por vento anabático [Moran et al., 1997].

3.2.3 Os efeitos locais da circulação atmosférica

Os efeitos de brisas descritos anteriormente constituem um exemplo de circulações atmosféricas diretamente devidas à existência de variações das propriedades da superfície, traduzidas, nesse caso, pela criação de gradientes horizontais de temperatura. É possível produzir efeitos semelhantes quando se encontram gradientes horizontais de vento, devidos, à alteração da rugosidade da superfície.

Um exemplo típico é o caso da circulação nas proximidades de um lago. Dado que a superfície do lago é, geralmente, muito mais lisa que a superfície envolvente, especialmente se esta for florestada ou tiver construções, observa-se um aumento da

velocidade do vento sobre o lago e uma redução quando o ar volta a circular sobre a margem. Em consequência, observa-se divergência horizontal do ar na transição terra/lago e convergência na transição lago/terra.

Tal como no caso da circulação atmosférica em anticiclones e depressões, a zona de divergência à superfície vai forçar o aparecimento de uma corrente descendente, enquanto a zona de convergência vai originar uma corrente ascendente. Outro tipo de efeito local exemplificativo da perturbação que causa na circulação atmosférica é o das zonas urbanas. Estas zonas caraterizam-se por terem elevada rugosidade, devido à presença de edifícios, e também pelo facto de serem, em geral, zonas mais quentes que as zonas rurais circundantes. Isto potencia circulações atmosféricas derivadas dos contrastes térmicos entre as duas zonas. Nalguns casos, a diferença de temperatura entre o interior da cidade e o ambiente rural pode ultrapassar os 5 °C [Costa, 2004] devido ao facto de a cidade absorver melhor a radiação solar e possuir uma menor superfície de evaporação. Este efeito é designado ilha de calor urbana e pode contribuir significativamente para a deterioração da qualidade do ar na zona urbana, especialmente se existirem fontes de poluição nos arredores da cidade.

Em condições de estabilidade estática, uma partícula de ar oscila verticalmente com a frequência de Brunt-Vaisala (N_{BV})[34]. Quando esta partícula acompanha uma massa de ar a uma velocidade constante ($\bar{u}$), a partícula segue uma trajetória oscilante. Este movimento ondulatório tem um comprimento de onda proporcional a ($2\pi\bar{u}/N_{BV}$).

Se a partícula de ar for obrigada a contornar uma colina ou montanha, o seu movimento irá sofrer uma influência derivada da presença do obstáculo. Em particular, se a semi-largura da montanha que perturba o movimento da partícula for D, então o comprimento de onda efetivo é igual a 2D.

A razão entre os dois comprimentos de onda define uma grandeza adimensional, vulgarmente designada "número de Froude interno" [Stull, 1988] expressa pela eq.(3.9):

$$F_r = \frac{\pi\bar{u}}{N_{Bv}D} \tag{3.9}$$

Para situações fortemente estáveis e ventos fracos (F_r = 0,1), o escoamento contorna a montanha. O escoamento diretamente incidente na montanha é bloqueado, chegando mesmo a estagnar. Para ventos mais fortes, ou para situações de menor

[34] N_{BV} - é a frequência angular na qual uma parcela de fluido que se desloque verticalmente irá oscilar dentro de um ambiente estaticamente estável, com uma densidade que é função da altura.

estabilidade (F_r = 0,4), uma parte do escoamento contorna a montanha e outra parte passa por cima, originando ondas de montanha. O escoamento perturbado pelo topo da montanha tem um comprimento de onda menor que a largura da montanha.

Para um número de Froude igual a um, verifica-se que a estabilidade atmosférica é fraca e/ou os ventos são mais fortes, e o escoamento passa em grande parte sobre o topo da montanha. As ondas de montanha amplificam-se devido a um efeito de ressonância, podendo o comprimento de onda igualar-se à largura da montanha. Alguns vórtices poderão formar-se na base a jusante da montanha.

Neste caso, o escoamento pode mesmo estagnar a intervalos periódicos e pode ocorrer inversão do sentido do escoamento à superfície. No caso de ventos ainda mais fortes e/ou estabilidade mais fraca (F_r = 1,7), o comprimento de onda adquirido pelo movimento da massa de ar é maior que as dimensões da própria montanha. Nesta situação ocorre separação da camada limite atmosférica na encosta a jusante ao escoamento, criando zonas com inversão do sentido do escoamento à superfície, junto do sopé da montanha.

3.3 A camada limite atmosférica

A porção da atmosfera em movimento junto do solo pode sofrer um efeito de retardamento do escoamento devido à presença de atrito. Esta é a região na qual a atmosfera sente os efeitos da presença do solo, através da troca vertical de quantidade de movimento, calor e humidade. De facto, a condição fronteira de não deslizamento obriga a que a velocidade do vento seja nula ao nível do solo. Dado que a força de atrito decresce com a distância ao solo, esta torna-se desprezável para alturas suficientemente elevadas nas quais a velocidade do escoamento toma o valor do vento do gradiente.

É a esta zona na qual se verifica uma variação da velocidade do vento em altura que se dá o nome de Camada Limite Atmosférica (CLA), sendo a sua espessura normalmente representada por δ (figura 3.6). Acima desta diz-se, normalmente, que a atmosfera é livre. A espessura da CLA é da ordem de algumas centenas de metros, tipicamente tendo valores entre 600 a 1.000 metros, mas podendo atingir os 3.000 metros (dependendo da rugosidade da superfície e das condições de estabilidade atmosférica) [Simiu e Scanlan, 1977].

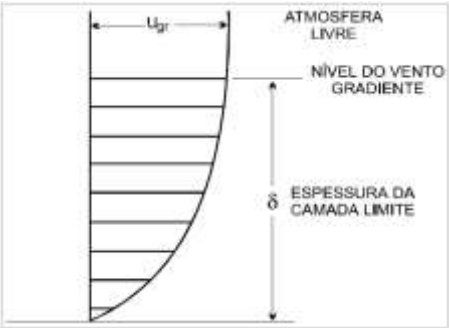


Figura 3.6: A representação da CLA [Simiu e Scanlan, 1977

Na situação de ventos fortes, para os quais se pode desprezar o efeito do gradiente de temperatura normalmente designada condição de estabilidade/atmosfera neutra, a espessura da CLA depende, tal como a sua forma, essencialmente do tipo de fronteira, ou seja, da configuração da superfície terrestre. A orografia do terreno, ou, a uma menor escala de comprimentos, a rugosidade do solo, condiciona de modo determinante o perfil da velocidade média que descreve a CLA, podendo ser dividida em pelo menos duas subcamadas como representado na figura 3.7.

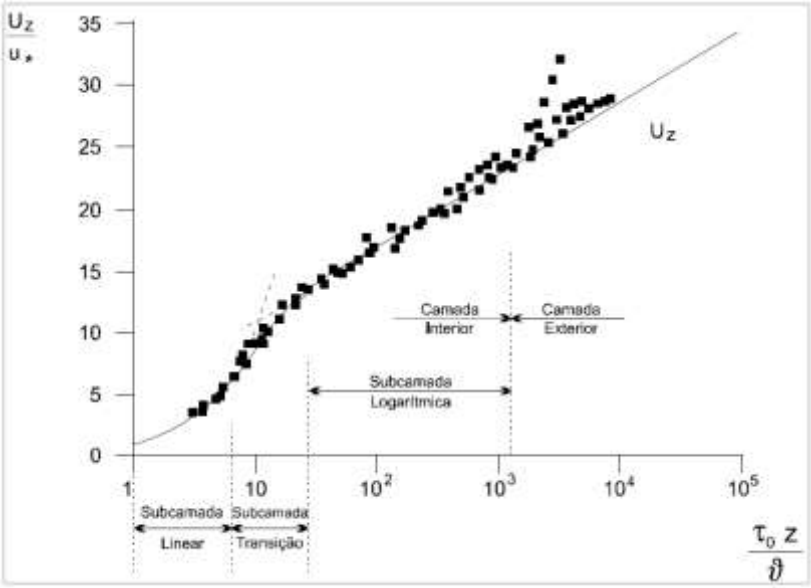


Figura 3.7: Estrutura da CLA [Estanqueiro, 1997]

São elas: subcamada logarítmica, ou zona da parede, na qual as tensões de corte são aproximadamente constantes e iguais às tensões de corte no solo, e subcamada exterior, na qual as tensões de corte evoluem do valor constante assumido na subcamada logarítmica até se anularem no topo da CLA [Estanqueiro, 1997].

É na zona da subcamada logarítmica, entre 100 a 150 metros, que se situa o domínio dos aproveitamentos da energia do vento, revestindo-se o seu estudo, por esta razão, de primordial importância para o setor da energia eólica. Nesta zona e na condição de atmosfera neutra, o perfil da velocidade do vento pode ser descrito pela lei logarítmica de Prandtl vulgarmente designada "lei de parede" [Davenport, 1966]:

$$\overline{U_z} = \frac{u^*}{k} \ln \frac{z}{z_0} + b_0 \tag{3.18}$$

em que,

$$u^* = \sqrt{\frac{\tau_0}{\rho}} \tag{3.19}$$

onde, $\overline{U_z}$ é a velocidade média do vento à altura z, u^*a velocidade de atrito, τ_o a tensão de corte à superfície da terra, k a constante universal de von Karman (k = 0,4), b_o uma constante de integração e z_0 é o comprimento de rugosidade. A distância acima do solo ate à qual a lei de parede é considerada válida, vem dada pela relação:

$$z_1 = b' \frac{u^*}{fc} \tag{3.20}$$

onde b' e uma constante que toma valores entre 0,015 e 0,03 [Simiu e Scanlan, 1986] e f_c representa o parâmetro de Coriolis. Relacionado com a subcamada logarítmica pode ainda definir-se o coeficiente de atrito do escoamento no solo k cujos valores são apresentados para vários tipos de rugosidade na tabela 3.2 [Simiu e Scanlan, 1977].

$$k = \frac{\tau_0}{\rho \overline{U_z^2}} \tag{3.21}$$

Tabela 3-2 Classificação da rugosidade e coeficientes de atrito no solo [Simiu e Scanlan, 1977].

Tipo de terreno	**zo (cm)**	$\boldsymbol{k \times 10^3}$
Areia	0,01 – 0,1	1,2 – 1,9
Superfície do mar*	0,0003 – 0,5	0,7 – 2,6
Superficie da Neve	0,1 – 0,6	1,9 – 2,9
Relva baixa	0,1 – 1,0	1,9 – 3,4
Estepes (pastagem)	1,0 – 4,0	3,4 – 5,2
Descampados	2,0 – 3,0	4,1 – 4,7
Relva alta/Cereais	4,0 – 10,0	5,2 – 7,6
Arbustos	10,0 – 30,0	7,6 – 13,0
Terreno arborizado**	90,0 – 100,0	28,0 – 30,0
Subúrbios	20,0 – 40,0	10,5 – 15,4
Centro de povoações	35,0 – 45,0	14,2 – 16,6
Centro de grandes cidades	60,0 – 80,0	20,2 – 25,1

* função de velocidade do vento e da ondulação.
**função da altura média das árvores (15m) aproximadamente 102 árvores/ha

$$k = \left(\frac{u^*}{\overline{U_{z1}}}\right)^2 = \frac{k^2}{ln^2(z/z_0)} \tag{3.22}$$

É também possível aproximar empiricamente o perfil de velocidades do vento na subcamada logarítmica por uma lei de potências, embora o seu uso seja somente recomendado como primeira aproximação:

$$\frac{\overline{U_{z2}}}{\overline{U_{z1}}} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^{\alpha} \tag{3.23}$$

onde o expoente α se pode ajustar ao tipo de terreno, tomando normalmente o valor de 1/9 para terreno aberto, sendo z_1 a altura e $\overline{U_{z1}}$ a velocidade de referência conhecidas, e $\overline{U_{z2}}$ a velocidade extrapolada para a altura z_2.

Na subcamada exterior, o perfil de velocidades afasta-se daquele descrito pela lei logarítmica. Este afastamento é controlado pelo escoamento exterior na zona de atmosfera livre que transfere energia para a zona de fronteira com o solo através da subcamada logarítmica. Esta zona é também denominada subcamada de esteira pela semelhança que apresenta com os escoamentos de esteira.

3.4 A caraterização da energia do vento

Nesta seção descreve-se a caraterização do vento, a distribuição de Weibull, a orografia, rugosidade, obstáculos e efeito de esteira.

3.4.1 A caraterização do vento

A partir de observações do vento num dado local pode concluir-se que tanto a velocidade como a direção sofrem grandes variações ao longo do tempo e do espaço. Para poder definir o vento medido de uma forma razoavelmente precisa é necessário definir um período de tempo *T*.

Nas aplicações eólicas, e tendo em vista a caraterização energética de um local, existem escalas meteorológicas do escoamento atmosférico que devem ser caraterizadas, visto terem influência em condicionantes locais que envolvem fenómenos com dimensões que podem atingir as dezenas de milhares de quilómetros, tais como superfícies frontais, depressões ou anticiclones.

Em relação a fenómenos condicionantes do escoamento local capazes de influenciar as caraterísticas atmosféricas locais, há que considerar parâmetros tais como a orografia, a rugosidade e obstáculos do local. No domínio das aplicações da energia eólica torna-se fundamental conhecer e caraterizar a escala temporal/espacial da energia dos fenómenos meteorológicos. Desse modo, pode considerar-se o vento como uma sobreposição de escalas que se assumem como independentes, tornando possível descrevê-lo à custa de um espectro de energia, normalmente o espetro de Van der Hoven, na figura 3.8.

- A região do espectro micro meteorológico, situada entre os primeiros segundos e os dez minutos, carateriza os fenómenos de turbulência atmosférica, onde são sentidos os picos de velocidade do vento.
- A região entre os dez minutos e as oito horas, designado *vazio espectral*, é caraterizada pelo reduzido conteúdo energético devido às parcas variações da velocidade nesse período de tempo. Esta região é por isso adequada para o cálculo da média de períodos de vento nas medições. De modo a minimizar os erros da avaliação dos momentos estatísticos com o tempo, utilizam-se curtos períodos de tempo no cálculo da velocidade média horizontal, normalmente uma hora ou dez minutos.
- A região do espectro macro meteorológico, situada entre as oito horas e um ano, carateriza os fenómenos meteorológicos de larga escala, tais como: o ciclo semidiurno (12 horas), o tempo médio de passagem das superfícies frontais (4 dias), a oscilação do eixo da Terra (6 meses) e o movimento da Terra em torno do Sol.

Para se proceder a uma avaliação do recurso eólico para um determinado local, são necessários pelo menos 12 meses de dados consecutivos.

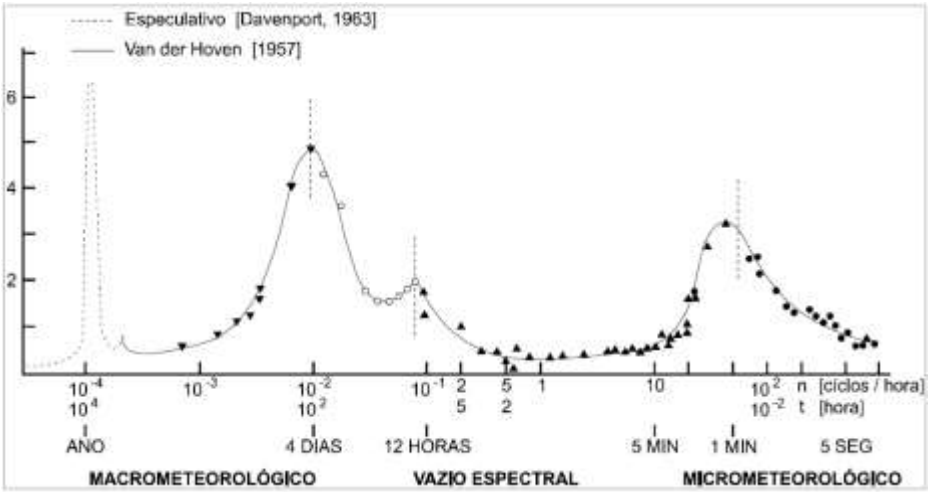


Figura 3.8: O espectro de energia do vento caraterizado por Van der Hoven [Davenport, 1963 e Van der Hoven, 1957].

O período mínimo de tempo requerido para a avaliação do potencial eólico corresponde normalmente a um período anual do vento, tal como patente na figura 3.8. O facto de o comportamento do vento também poder ser variável de ano para ano é também motivo para a realização de campanhas experimentais mais longas, dado que o ano escolhido poderá não ser típico do comportamento a longo prazo, tornando assim necessárias campanhas com períodos mais longos (3/4 anos). Em alternativa, podem ser utilizados dados de estações anemométricas de longo prazo que estejam situadas nas imediações do local em monitorização (e.g. estações de aeroportos, institutos de meteorologia), de modo a possibilitar a caracterização da variabilidade inter-anual do escoamento atmosférico.

Em suma, quanto mais longa for a campanha experimental, maior será a precisão nas estimativas de velocidade média de longo termo do vento [Silva, 1997]. Nas campanhas experimentais, é habitual registar valores médios de velocidade do vento de dez em dez minutos, frequência de aquisição que se situa no vazio espectral. Desta forma, a velocidade média do vento é calculada através da equação (3.24).

$$\bar{u} = \frac{1}{T} \int u(T)\, dt \tag{3.24}$$

Onde $\bar{u}$ representa o valor médio da velocidade (instantâneo) e T o intervalo de tempo considerado. A potência disponível no vento, por unidade de área de captação da turbina eólica e unidade de tempo, provém da equação da energia cinética e vem dada pela equação (3.25):

$$\bar{E} = \frac{1}{2}\,\overline{\rho u^3} \tag{3.25}$$

onde ρ representa a massa volúmica do fluxo de ar (1,225 kg/m^3), e u a velocidade instantânea. Pode constatar-se que a potência é proporcional ao cubo da velocidade, daí a importância de descrever corretamente a velocidade média do recurso. A velocidade instantânea pode ser escrita como a soma da média com um desvio em relação à média:

$$u = \bar{u} + u' \tag{3.26}$$

e têm-se as seguintes relações:

$$\overline{u'} = 0$$

$$\overline{u'^2} = \overline{u^2} - u^{-2}$$

$$\overline{u'^3} = u^{-3} + \overline{u'^3} + \overline{3u'^2}\,\bar{u} \tag{3.27}$$

Assim, o fluxo de potência vem dada por:

$$E \cong \frac{1}{2}\,\rho\bar{u}^3(1 + 3i^2) \tag{3.28}$$

onde $i \equiv \frac{\sigma_u}{\bar{u}}$ representa a intensidade de turbulência e $\sigma_u^2 \equiv \overline{u'^2}$ a variância da velocidade do vento. A intensidade de turbulência depende da altitude e das condições da superfície. Para uma superfície com rugosidade homogénea tem-se:

$$i = \frac{1}{ln(z/z_0)} \tag{3.29}$$

Na equação (3.28) o termo $3i^2$ representa um fator de correção para condições "*standard*" de z = 30 m e z_o = 0,03 e representa um acréscimo de, aproximadamente, 6% a fator de correção [Mortensen et all., 1993a]. Alguns elementos a ter em conta no desempenho de um sistema de aproveitamento eólico, assim como na avaliação do potencial eólico de um local, dependem da campanha experimental e do tratamento de dados para as quais se consideram, entre outros, os seguintes parâmetros:

- a velocidade média do vento e as suas variações diurnas e sazonais – perfil diário e anual; distribuição da velocidade do vento e os seus valores extremos – distribuição de Weibull; a variação com a altitude da velocidade do vento – perfil vertical da velocidade horizontal; distribuição da direção do vento – rosas de vento e de potência; as variações

diurnas e sazonais da massa volúmica do ar e a sua variação com a altitude – correção da massa volúmica do ar do local.

3.4.2 A distribuição de Weibull

Se medirmos a velocidade do vento ao longo de um ano em que a ocorrência de ventos fortes é rara, isso quer dizer que os ventos calmos a moderados são bastantes comuns. A variação distribuição por classes do vento num determinado local pode ser descrita pela conhecida lei de Weibull, uma das funções de distribuição normalmente mais utilizadas para este fim. Esta distribuição é um caso particular da distribuição Gama generalizada e apresenta algumas vantagens na sua aplicação por ser uma distribuição a 2 parâmetros, A e k; se apresenta razoavelmente adequada ao perfil de distribuição de velocidades do vento; e, uma vez conhecidos os parâmetros A e k a uma determinada altura, esta pode facilmente ser ajustada para qualquer outra [Troen e Peterson, 1989].

A lei de distribuição de Weibull é a função clássica de distribuição do vento utilizada na avaliação do potencial eólico e, exprime-se matematicamente através da expressão:

$$f(\bar{u}) = \frac{k}{A}\left(\frac{\bar{u}}{A}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{\bar{u}}{A}\right)^{k}\right] \tag{3.30}$$

Onde, $f(\bar{u})$ representa a frequência de ocorrência da velocidade média do vento $\bar{u}$, A representa o parâmetro de escala (m/s), que sugere a indicação da intensidade do vento, em média, naquele local e *k*, o parâmetro de forma (adimensional) indica como se comporta, em média, a distribuição do vento. Para *k* = 1 a distribuição de Weibull degenera na distribuição exponencial e para *k* = 2 na distribuição de Rayleigh.

Para os países europeus, principalmente aqueles situados no Norte da Europa, *k* apresenta valores muito próximos de 2.0.

O valor médio da velocidade *v* (m/s), pode ser dado por:

$$v = A\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \tag{3.31}$$

Sendo a função Gama (Γ) definida por:

$$\Gamma(x) = \int exp(-t)\, t^{x-1} dt, com\ x > 0 \tag{3.32}$$

O fluxo de potência disponível no vento *E*, *(W/m²)*, pode então ser calculado pela expressão:

$$E = \frac{1}{2}\,\rho A^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \tag{3.33}$$

onde ρ representa a massa volúmica do ar $\approx 1{,}225\ kg/m^3$ para uma atmosfera padrão com temperatura de 15 °C e pressão de 1 atm.

Os parâmetros da distribuição de Weibull podem determinar-se de várias formas. Uma vez conhecido o valor médio e o desvio padrão da velocidade, estes podem ser determinados através das seguintes equações, aplicando-se métodos iterativos:

$$\frac{\bar{u}}{A} = \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right),\ \frac{\sigma}{\bar{u}} = \left(\frac{\Gamma\left(1+\frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1+\frac{1}{k}\right)} - 1\right)^{\frac{1}{2}} \tag{3.34}$$

sendo o desvio padrão dado por:

$$\sigma = \left(\overline{u^2} - u^{-2}\right)^{\frac{1}{2}} \tag{3.35}$$

Utilizando a curva de potência de uma turbina eólica, pode estimar-se a energia produzida pela mesma num determinado local e período de tempo utilizando-se a informação patente na figura 3.9, isto é, os parâmetros da distribuição de Weibull e a curva de potência.

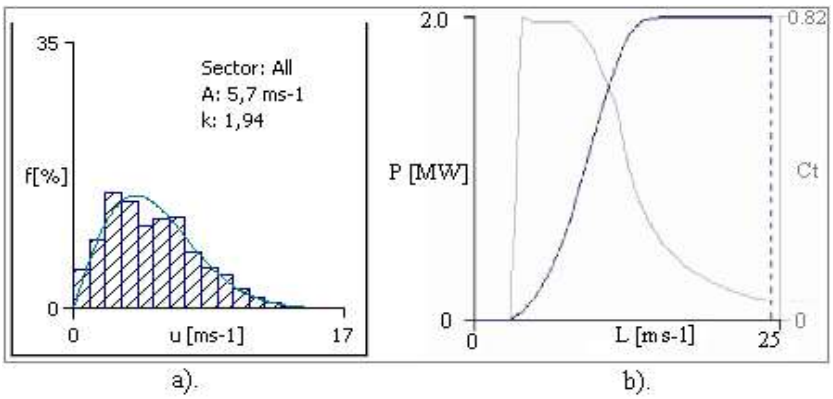


Figura 3.9-a): A distribuição da velocidade do vento e -b): A curva de potência de uma turbina de 2 MW.

O calculo da estimativa de produção de energia anual E_n (MWh_{ano}) para um dado local é feito através da integração do produto da função de distribuição de classes de vento *f(u)*, pela curva de potência de uma turbina, $P_{WT}(u)$ [Justus, 1996]. Neste caso,

obtém-se:

$$E_n = 8760 \int f(u)\, P_{WT}(u) du, \tag{3.36}$$

onde 8760 representa o número de horas do ano.

Se a função de distribuição do vento for a função de Weibull, então a equação 3.36 torna-se:

$$E_n = 8760 \int \left(\frac{k}{A}\right)\left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} exp\left(-\left(\frac{u}{A}\right)^{k}\right) P_{WT}(u) du \tag{3.37}$$

Para a quantificação da energia que cumpra os critérios de viabilidade definidos para os PEs de uma região é comum utilizarem-se indicadores de produção energética que utilizam a informação da produção e da capacidade eólica instalada, ou a instalar, num dado local. Os indicadores mais utilizados em energia eólica assentam numa base anual, estão relacionados entre si e definem-se por fator de capacidade (Fc) na equação (3.38) e número de horas equivalentes à potência nominal (NEPS) equação (3.39). O fator de capacidade (F_c) e o NEPs podem ser calculados, respetivamente, da seguinte forma:

$$F_c = \frac{E_n}{P_n \times h_{ano}} \tag{3.38}$$

$$NEPS = \frac{E_n}{P_n} = F_c \times h_{ano} \tag{3.39}$$

Onde E_n corresponde à energia anualmente produzida pela turbina eólica, P_n é a sua potência nominal e h_{ano} o número de horas do ano (8.760 horas). Na prática, o fator de capacidade representa a fração de tempo na qual a turbina eólica precisa de funcionar à potência nominal para produzir a energia anualmente prevista naquele local. Por seu lado, o NEPS tem o mesmo significado, mas traduzido em termos de horas anuais em vez de fração de tempo. O conhecimento do valor de um destes índices torna-se indispensável ao promotor no ramo da energia eólica, uma vez que, do ponto de vista energético, viabilidade económica para a instalação de um PE é calculada com base neste índice. De uma forma geral, um PE torna-se rentável ao promotor se o respetivo índice NEPS for superior a 2.000 horas/ano (fator de capacidade na ordem de 22,8%), no caso de Portugal, podendo variar em função dos custos de investimento e valor da

tarifa de energia [Costa, 2004]. Em países com custos de produção de eletricidade mais elevados, como é o caso de TL, o limite mínimo de produtividade que assegura a rentabilidade de um PE pode revelar-se substancialmente mais baixo.

3.4.3 A orografia

A orografia constitui um dos elementos mais importantes na caraterização do escoamento atmosférico de um dado local, pois dependendo da complexidade do terreno em análise (terreno plano, elevações de declive suave ou terreno montanhoso) pode alterar significativamente as caraterísticas do escoamento atmosférico de diferentes formas. Por exemplo, o aquecimento das encostas de montanhas durante o dia e arrefecimento durante a noite fazem com que o ar adjacente à montanha aqueça ou arrefeça por condução e mistura. A diferença de temperatura que se faz sentir entre o ar perto da montanha e o ambiente circundante vai dar origem a fenómenos de brisa.

Outro aspeto é o comportamento do escoamento. Por exemplo, quando a estabilidade estática é neutra, o escoamento sobre as montanhas cria gradientes de pressão na direção do mesmo, o que, em conjunto com o atrito causado pela superfície, pode produzir separação do fluxo [Simões e Estanqueiro, 2000]. Este fenómeno vai provocar turbilhões em esteira a montante ou a jusante da montanha, podendo atingir distâncias de várias vezes a altura da montanha, consoante o seu declive. Quando a separação ocorre a jusante da montanha, a esteira produzida pode ir até 10 ou 20 vezes a altura do cume da elevação, enquanto, quando ocorre a montante, os turbilhões produzidos juntam-se na sua base e são constrangidos pela sua presença.

Neste caso, a esteira não vai além de duas alturas da montanha. Este fenómeno é quase inexistente em elevações de inclinação suave e, neste caso, existindo concentração das linhas de corrente, verifica-se um aumento da velocidade do vento e consequente aumento de energia que pode ir até 2 vezes o valor obtido sem a perturbação do terreno, como exemplifica a figura 3.10.

Figura 3.10: A aceleração do vento sobre uma elevação [Esteves, 2004]

A localização de um parque numa linha de cumeada tem algumas vantagens, uma vez que esta proporciona, em muitos casos, a aceleração do vento, aumentando desta forma a energia disponível no local. Neste tipo de terreno são vários os efeitos a ter em conta, como por exemplo a influência da componente térmica sobre o vento. Esta pode ser relevante devido aos ventos de vale e de montanha que eventualmente se podem formar.

Quando se estuda o potencial eólico de uma região montanhosa, são normalmente seguidos alguns critérios gerais para a seleção das zonas mais favoráveis ao aproveitamento da energia do escoamento: [Esteves, 2004]:

- cristas perpendiculares à direção predominante do vento (as cristas são preferíveis às colinas com a mesma inclinação);
- colinas de inclinação suave (onde os cumes não são nem muito planos, nem muito acentuados, nem de forma dentada);
- colinas onde a vegetação seja rasteira.

Na figura 3.11 apresentam-se várias orientações possíveis e respetivas classificações, do qual a orientação da linha de cumeada perpendicular à direção predominante do vento apresenta as características ideais ao aproveitamento do vento.

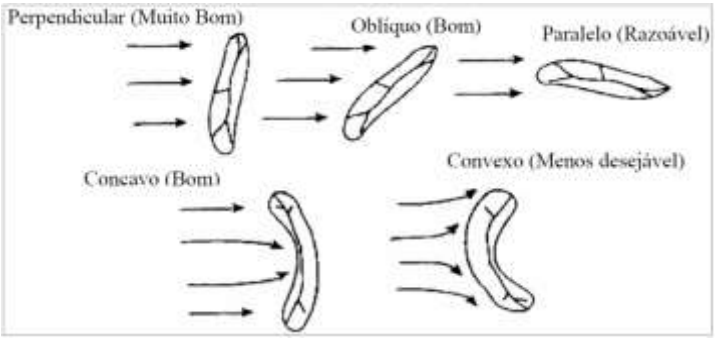


Figura 3.11: As adequações das orientações de linhas de cumeada à instalação de aproveitamentos eólicos [Esteves, 2004].

3.4.4 A rugosidade

A rugosidade entende-se, no sentido mais geral do termo, como o tipo de ocupação do solo caraterística de uma dada região ou local, tais como vegetação, rasteira, florestação, zonas de cultivo, etc. Esta atua como um dos parâmetros de entrada indispensáveis na caraterização do recurso eólico, uma vez que influencia de forma determinante o escoamento atmosférico junto ao solo e, consequentemente, a energia

disponível num determinado local.

O local ideal é caraterizado por rugosidade homogénea e reduzida, sendo, no entanto, mais frequente encontrar locais onde se encontram vários tipos de rugosidade que se interpenetram. A rugosidade de uma determinada área em estudo é normalmente representada nos modelos comuns de avaliação do potencial eólico na forma de mapa vetorial, embora o mesmo possa fazer-se através de ficheiros em formato tabular.

No caso de existir uma campanha experimental de medição do vento, o chamado "mapa de rugosidade" é normalmente construído após a recolha em campo da informação sobre o tipo de vegetação e outros elementos de rugosidade que circundem o mastro anemométrico.

Os dados são obtidos com base em visitas aos locais para uma identificação *in situ* das diferentes tipologias existentes e aferição das suas dimensões características de acordo com a tabela 3.2.

3.4.5 Obstáculos

Os obstáculos à passagem do vento, tais como edifícios, árvores ou formações rochosas, têm uma influência significativa na diminuição da velocidade do vento e são fontes de turbulência na sua vizinhança. A figura 3.12 mostra o modo como o escoamento é afetado na área envolvente do obstáculo, podendo verificar-se que a zona turbulenta se pode estender até cerca de três vezes a altura do obstáculo, sendo mais intensa na parte a jusante do que na parte a montante do obstáculo [Castro, 2011]. Deve assim evitar-se a presença de grandes obstáculos perto das turbinas eólicas, e em particular nas direções do vento dominante.

A redução na velocidade do vento depende das dimensões e da porosidade (p) do obstáculo, onde esta última se define através da equação (3.40):

$$p = 1 - \frac{A_T}{A_{ef}} \tag{3.40}$$

em que: (A_T) é a área total ocupada pelo objeto e (A_{ef}) é a sua área efetiva.

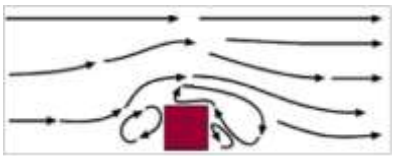


Figura 3.12: Comportamento do escoamento na zona envolvente de um obstáculo [Danish, 2003].

A porosidade dos obstáculos à passagem do vento é tabelada, considerando-se que um edifício tem porosidade nula. A porosidade das árvores pode variar entre o verão e o inverno de acordo com a quantidade de folhas. Sempre que os obstáculos se encontrem a menos de 1 km medido segundo uma das direções predominantes do vento, eles deverão ser tidos em conta no projeto de instalação de turbinas.

Quando os obstáculos são considerados como tal do ponto de vista da caraterização do recurso eólico, é necessário proceder à sua correta identificação e caraterização da sua influência no desenvolvimento do escoamento. Os obstáculos podem ser de várias naturezas, como por exemplo casas, depósitos de água, florestas, aglomerados de árvores ou mesmo grandes estruturas de pedra. São todos caraterizados de acordo com a sua porosidade.

Na tabela 3.4 são apresentados os coeficientes de porosidade atribuídos a cada obstáculo de acordo com a sua aparência face ao escoamento. [Mortensen et al., 1993].

Tabela 3.3: Coeficientes de porosidade atribuídos aos obstáculos. [Mortensen et al., 1993].

Aparência da barreira	**Porosidade (p)**
Sólida (parede)	0
Muito densa	<0,35
Densa	0,35 – 0,50
Aberta	>0,50

3.5 Sistemas de aproveitamento de energia cinética do vento

A energia cinética do vento é captada pelo rotor de uma turbina eólica, convertida em energia mecânica e posteriormente em energia elétrica tendo como princípio de ação as forças de sustentação e arrastamento geradas pela atuação da velocidade do vento sobre pás, as quais são aerodinamicamente concebidas para otimizar a força axial produzida.

Teoria do momento axial e limite de Betz

A análise convencional de uma HAWT teve origem no conceito de momento axial introduzido por Rankine, o qual foi mais tarde melhorado por Froude para hélices marítimas. Nesta análise, as condições de fluxo são consideradas ideais, ou seja: o fluxo é assumido como incompressível e homogéneo, o rotor é considerado composto por um número infinito de pás, as pressões estáticas a montante e a jusante do rotor assumem-se

iguais à pressão atmosférica e, os efeitos do atrito do arrasto sobre as hélices e perdas do rotor são desprezados [Mathew, 2006].

Considere-se uma turbina de vento com o rotor da área de A_T, colocado num fluxo de vento, como mostrado na figura 3.13. Sejam A e A' as áreas da seção 1-1 e 2-2, e v e v' as velocidades de vento nestas respetivas seções. v_T é a velocidade na seção da turbina. De acordo com a lei da conservação de massa, o fluxo da massa de ar nesta seção é igual:

$$\rho_a A v = \rho_a A_T v_T = \rho_a A' v' \tag{3.41}$$

A força de impulso experimentada pelo rotor é devida à diferença no momento do vento de entrada e saída, sendo dada por,

$$F = \rho_a A v^2 - \rho_a A' v'^2 \tag{3.42}$$

Onde $Av = A'v' = A_T v_T$ a partir da equação (3.41), a força do impulso pode ser expressa como:

$$F = \rho_a A_T v_T (v - v') \tag{3.43}$$

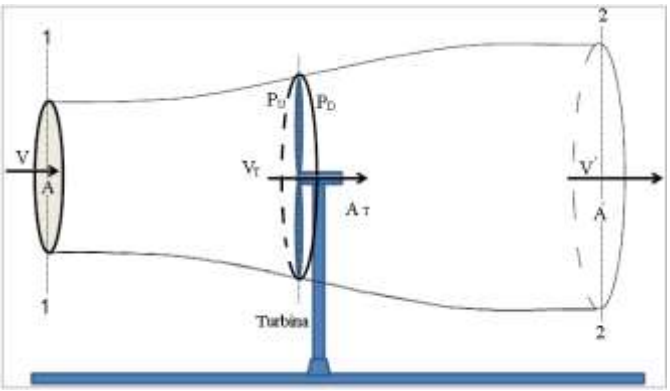


Figura 3.13: Modelo axial de escoamento no cilindro adaptado [Mathew, 2006].

Sendo, que a força de impulsão pode ser representada como a diferença de pressão a montante e a jusante do rotor, tem-se que P_U e P_D que são, respetivamente, a pressão a montante e a jusante do escoamento do rotor. Assim:

$$F = (P_U - P_D)\, A_T \tag{3.44}$$

Aplicando-se a equação de Bernoulli na seção e assumindo-se que a pressão estática na seção 1-1 e 2-2 da figura 3.14 são iguais à pressão atmosférica p, obtém-se:

$$p + \frac{\rho_a V^2}{2} = P_U + \frac{\rho_a V_T^2}{2} \tag{3.45}$$

e

$$p + \frac{\rho_a V'^2}{2} = P_D + \frac{\rho_a V_T^2}{2} \tag{3.46}$$

A partir das equações (3.45) e (3.46), tem-se que:

$$P_U - P_D = \frac{\rho_a (V^2 - V'^2)}{2} \tag{3.47}$$

Substituindo a expressão acima para ($P_U - P_D$) na equação (3.44):

$$F = \frac{\rho_a A_T (V^2 - V'^2)}{2} \tag{3.48}$$

Comparando equação (3.43) e (3.48) tem-se:

$$v_T = \frac{(v - v')}{2} \tag{3.49}$$

Assim a velocidade de escoamento do vento incidente na seção do rotor corresponde à média das velocidades verificadas a montante e a jusante.

Neste estado, introduz-se o parâmetro *a*, denominado coeficiente de indução axial na análise, o qual indica o grau em que a velocidade do vento a montante do rotor é reduzida devido ao rotor da turbina e, é dado por:

$$a = \frac{v - v_T}{v} \tag{3.50}$$

A partir da equação (3.49) e (3.50) tem-se:

$$v_T = v(1 - a) \tag{3.51}$$

e,

$$v' = v(1 - 2a) \tag{3.52}$$

como já visto anteriormente, a energia transmitida para a turbina eólica é devido à transferência da energia cinética do ar para o rotor. O fluxo de massa através do rotor (por unidade de tempo) é dado por:

$$m = \rho\, A_T\, v_T \tag{3.53}$$

portanto, a potência desenvolvida pela turbina devido a esta transferência de energia cinética corresponde a:

$$P_T = \frac{1}{2}\rho_a\, A_T\, v_T\, (v^2 - v'^2) \tag{3.54}$$

Substituindo o v_T e v' com a equação (3.51) e (3.52), obtém-se:

$$P_T = \frac{1}{2}\, \rho_a\, A_T\, v^3\, 4a(1-a)^2 \tag{3.55}$$

Sendo a potência (disponível) do vento incidente dada por:

$$P_I = \frac{1}{2}\, \rho_a\, A_T\, v^3 \tag{3.56}$$

Comparando-se a equação (3.55) com a equação (5.56), identifica-se a expressão chamado *coeficiente de potência*[35], que pode ser calculado através da equação:

$$C_p = 4a\,(1-a)^2 \tag{3.57}$$

onde para C_p ser máximo verifica-se que:

$$\frac{dC_p}{da} = 0 \tag{3.58}$$

Resolvendo a equação (3.58) obtém-se a = 1/3. Substituindo esse valor na equação (3.57), pode obter-se o máximo teórico do coeficiente de potência da turbina eixo horizontal, i.e. 16/27. Deste modo, potência máxima extraída do vento traduz-se por:

$$P_{T\,Max} = \frac{1}{2}\, \rho_a\, A_T\, v^3\, \frac{16}{27} \tag{3.59}$$

Este limite máximo 16/27 para o coeficiente de potência é conhecido como limite de Betz [Mathew, 2006].

Por fim, como o coeficiente de potência depende da velocidade do vento, os fabricantes de turbinas eólicas fornecem aos promotores uma curva de desempenho da turbina eólica, designada *curva de potência*, que representa a potência gerada em função

[35] O coeficiente de potência traduz-se pela fração de potência extraída da energia contida no vento, a qual, de acordo com a teoria do escoamento axial ao longo de um cilindro, vem dada pela razão entre a potência extraída (P_ext) e a potência disponível (P_disp) também denominada de potência incidente.

da velocidade do vento, dada pela seguinte expressão:

$$P_e(v) = \frac{1}{2} C_p(v) \rho A v^3 \qquad (3.60)$$

3.6 A tecnologia eólica

A tecnologia de geração de energia elétrica a partir da energia cinética do vento tem avançado substancialmente nas últimas décadas. Existem dois tipos básicos de rotores eólicos: os de eixo vertical e os de eixo horizontal. Os rotores diferem no seu custo relativo de produção, eficiência, e na velocidade do vento à qual apresentam maior eficiência. Os rotores do tipo de eixo horizontal (HAWT[36]) caraterizam o tipo de turbinas mais comuns, de acionamento por forças de sustentação e utilizadas na totalidade dos PEs atuais para produção de energia elétrica [PER, 2015].

Atualmente, a maior parte dos rotores de turbinas são constituídos por três pás. A figura 3.14-a) mostra os principais componentes do sistema de uma turbina eólica do tipo eixo horizontal ligada à rede elétrica e figura 3.14-b) e um esquema de funcionamento de um aerogerador.

O rotor da turbina é constituído pelas pás e por um sistema na qual estas se fixam denominado cubo. É o componente do sistema eólico responsável por captar a energia cinética do vento e transformá-la em energia mecânica. Por este motivo, a sua configuração influencia diretamente o rendimento global do sistema, sendo o componente mais caraterístico de um sistema eólico [Benito, 2012]. As pás distinguem-se por um conjunto de caraterísticas, sendo as mais importantes o comprimento que determina a área varrida pelo rotor, o perfil das pás (semelhante ao perfil das asas aeronáuticas), a corda (distância entre os pontos extremos do perfil), o ângulo formado pela corda do perfil e a direção do escoamento.

A cabina ou gôndola (Nacelle) na cabina da turbina eólica estão alojados os equipamentos mais importantes do sistema de conversão mecânico-elétrico. São eles: o eixo de baixa e alta velocidade, o travão de disco, a caixa de velocidades (quando existente), o gerador, o controlador e por vezes também um transformador. Na parte inferior da cabina estão alojados o mecanismo de orientação direcional e o motor para controlo da direção. Por cima da cabina, no exterior, estão colocados o anemómetro (para medição do vento) e um sensor de direção, como representado na figura 3.14.

[36] HAWT - *horizontal axis of wind turbines*

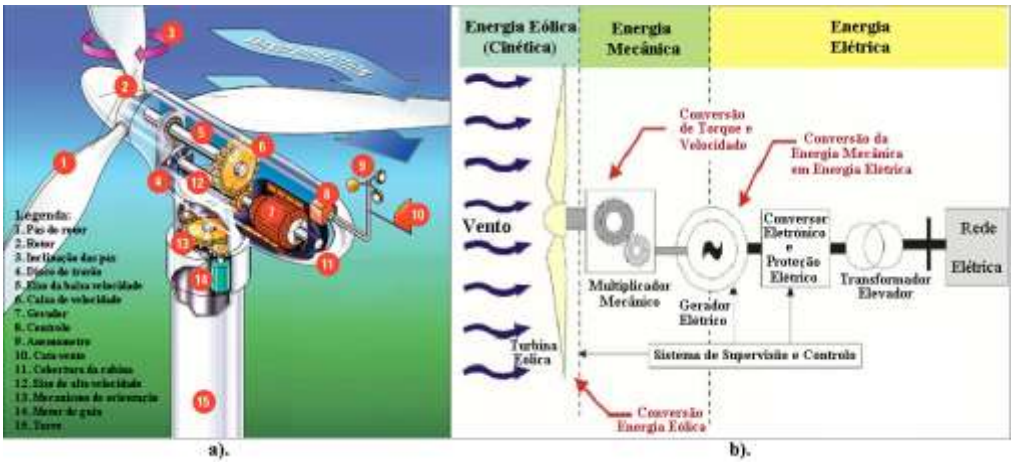


Figura 3.14-a): A esquema de uma turbina eólica tipo HAWT [PER, 2015] e -b): Esquema de funcionamento de um aerogerador [Centrais Eletricas, 2013].

Eixo de transmissão e travão: o eixo principal de baixa rotação transfere o binário primário do rotor para a caixa de velocidades. Neste veio estão montadas as tubagens de controlo hidráulico dos travões aerodinâmicos. Em situações de emergência devidas a falha no travão aerodinâmico ou para efetuar operações de manutenção, é usado um travão mecânico de disco.

Este travão tanto pode estar situado no eixo de baixa rotação como no veio de alta rotação, após a caixa de velocidades. Na segunda opção, o travão é menor e menos dispendioso, pois o binário de travagem requisitado é menor. Contudo, na eventualidade de uma falha na caixa de velocidades, não há controlo sobre o rotor.

Caixa de velocidades: o mecanismo de transmissão de baixa velocidade do rotor para a velocidade mais elevada do gerador convencional é feito através do acoplamento de engrenagens na caixa de velocidades, sendo necessário para adaptar a frequência do rotor da turbina, tipicamente da ordem de 0,33 Hz (20 rpm) ou 0,5 Hz (30 rpm) à frequência do gerador elétrico, isto é, a frequência síncrona da rede elétrica de 50 Hz [Castro, 2011] (ou 60 Hz, nalguns países).

Controlo de direção: sendo necessário que o rotor fique alinhado com a direção dominante do vento, de modo a extrair a máxima energia possível, existe nas turbinas um mecanismo de orientação direcional, constituído essencialmente por um motor, o qual, em face da informação recebida de um sensor de direção do vento, roda a *nacelle* (gôndola) e o rotor até que a turbina fique adequadamente posicionada [Danish, 2003].

Controlo da potência: verifica-se a necessidade de limitar a potência fornecida pela

turbina eólica para valores acima da velocidade nominal do vento[37], geralmente a partir de uma velocidade acima de 11/12 m/s. Esta tarefa de regulação pode ser efetuada por meios passivos, isto é, o perfil das pás é desenhado e construído de modo a que estas entrem em perda aerodinâmica a partir de determinada velocidade do vento, sem necessidade de variação do passo – controlo por perda (*Stall*), ou por meios ativos, isto é, variando o passo (i.e. o ângulo de ataque) das pás do rotor – controlo de passo (*Pitch*). Os aerogeradores modernos utilizam os dois diferentes princípios de controlo aerodinâmico para limitar a extração de potência à potência nominal do aerogerador. No passado, a maioria dos aerogeradores usavam o controlo por perda simples, mas atualmente, com o aumento do tamanho das máquinas, a quase totalidade dos fabricantes tem vindo a optar pelo sistema de controlo ativo de passo, o qual oferece maior flexibilidade na operação das turbinas eólicas e permite reduzir o seu custo.

Nas turbinas do tipo *stall* a estratégia de controlo de potência assenta nas caraterísticas aerodinâmicas das pás do rotor que são projetadas para entrar em perda a partir de uma certa velocidade do vento. Por outro lado, as turbinas do tipo *pitch* têm a possibilidade de rodar as pás em torno do seu eixo longitudinal e estão dotadas de sistemas que variam o ângulo de passo das pás, relativamente ao cubo (número 3 da figura 3.14-a). Esta opção consiste em permitir a rotação de toda a pá em torno do seu eixo longitudinal. O controlo é feito por variação do passo das pás, atuando sobre o ângulo de passo até se atingir a velocidade nominal de projeto para que a turbina capte, qualquer que seja a velocidade do vento, a potência máxima disponível. Desse modo, o sistema de controlo vai variando o passo da pá, de modo a maximizar sempre a componente da força que contribui para o binário. Acima da velocidade nominal, o controlo do passo permite limitar o rendimento de captação da energia do vento e, assim, controlar a potência captada e entregue à rede.

<u>Anemómetro e sensor de direção:</u> no cimo da cabina está montado um anemómetro e o respetivo sensor de direção. As medidas da velocidade do vento são usadas pelo sistema de controlo para efetuar o controlo da turbina, nomeadamente, a entrada em funcionamento, a partir da velocidade de, aproximadamente, 4 m/s, e a paragem, geralmente, para ventos superiores a 25 m/s, aproximadamente. A informação da direção do vento é usada como entrada do sistema de orientação direcional.

<u>Gerador elétrico:</u> o gerador converte a energia mecânica disponível no eixo de alta

[37] A velocidade à qual se atinge a potência nominal da turbina. Entende-se por potência nominal a potência de projeto.

rotação em energia elétrica (figura 3.15-a). A opção básica consiste em usar o gerador síncrono (alternador) ou o assíncrono (de indução). Quando a conversão da energia eólica é efetuada de maneira a que a exploração se faça a velocidade de rotação praticamente constante, o gerador de indução ou assíncrono é a opção mais usada pelos fabricantes, tirando partido da sua grande simplicidade e robustez, e, consequentemente, do seu baixo custo.

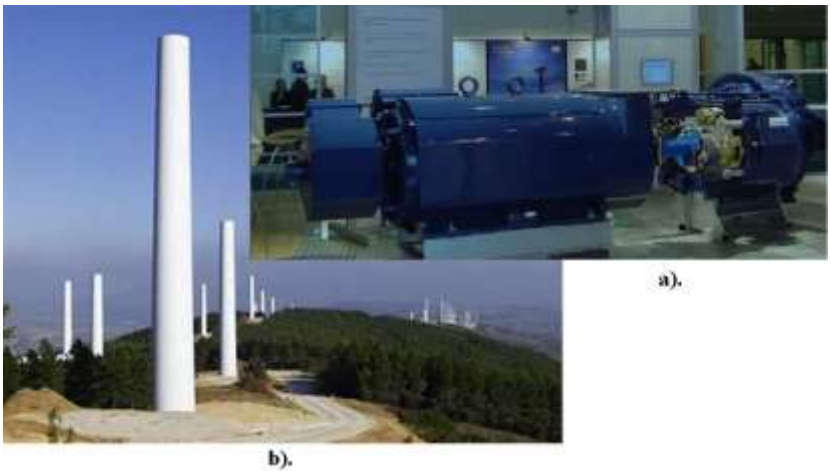


Figura 3.15-a): O gerador elétrico e a caixa de velocidade [Dutra, 2008]; e -b): As torres do parque eólico de Navara, Espanha [Danish, 2003].

A existência de uma discrepância entre a velocidade de rotação e a velocidade de sincronismo do gerador permite acomodar parte da turbulência associada ao vento, de modo a tornar a operação deste tipo de máquinas suficientemente suave.

Pelo contrário, o funcionamento síncrono do alternador não deixa margem para acolher as flutuações da velocidade do vento e garantir geração de grandezas alternadas com a frequência constante da rede, obrigando a que esta configuração de turbina eólica seja equipada com um sistema de conversão de frequência das grandezas induzidas (retificação e inversão). Como principal desvantagem do gerador de indução aponta-se o facto de consumir energia reativa e, portanto, necessitar de equipamento adicional para corrigir o fator de potência. Os sistemas de conversão de energia eólica funcionando a velocidade aproximadamente constante equipados com geradores de indução diretamente ligados a uma rede de frequência constante correspondem ao chamado conceito dinamarquês e constituem a extensa maioria das aplicações atualmente em operação.

A torre é a estrutura que sustenta o gerador eólico, permitindo elevar o rotor até à altura ideal para capturar ventos de maior velocidade e menos perturbada do que junto ao solo. No seu interior acolhe os módulos do equipamento eletrónico necessário para acondicionar a energia elétrica gerada. A figura 3.15-b) apresenta um modelo de torre tubular em que a estrutura tem de ser dimensionada para suportar cargas elevadas (dezenas de toneladas), bem como resistir a condições ambientais por vezes extremas (e.g. forças causadas pelo vento, corrosão) e permanecer operacional ao longo da sua vida útil estimada de vinte (a vinte e cinco) anos.

Os fabricantes têm-se dividido entre dois tipos de torres: tubulares e treliçadas. Para fabricar as torres tubulares, utiliza-se em geral aço ou betão, sendo normalmente os diversos troços pré-fabricados e fixados no local com uma grua. Estas torres são mais seguras para as equipas de manutenção para aceder ao interior de plataforma da cabina. As torres treliçadas são menos dispendiosas; as suas fundações são mais ligeiras e o efeito de sombra da torre é bastante menor. Contudo, têm vindo a ser progressivamente abandonadas na Europa, especialmente devido ao impacto visual causado, embora sejam comummente aceites nos EUA.

Um exemplo típico de uma curva de potência de uma turbina eólica e respetivos coeficientes de potência é apresentado na figura 3.16.

Figura 3.16: Curva de potência da turbina Vestas V90 – 2MW e respetivos coeficientes de potência.

O efeito de esteira uma vez que uma turbina eólica produz energia mecânica a partir da energia do vento incidente, o vento a jusante da turbina tem um conteúdo energético muito inferior ao do vento que a montante da turbina. De facto, a jusante da turbina forma-se uma esteira de vento turbulento e com velocidade mais reduzida relativamente ao vento incidente. A figura 3.17-a) mostra o efeito de esteira no parque eólico

offshore[38] de Horns Rev, no Mar do Norte, Dinamarca, devido a um fenómeno pouco frequente de condensação de ar muito húmido criado pela rotação das pás das turbinas.

O efeito de esteira é o motivo pelo qual o posicionamento das turbinas dentro de um parque eólico tem de ser efetuado de modo muito criterioso. Assim, é prática espaçarem-se as turbinas com uma distância de cinco até nove diâmetros na direção predominante do vento e de três até cinco diâmetros na direção perpendicular, como exemplifica a figura 3.17-b). Mesmo tomando estas medidas, a experiência tem mostrado que a energia perdida nos parques eólicos devido ao efeito de esteira é, em média, na ordem de 5% [Danish, 2003].

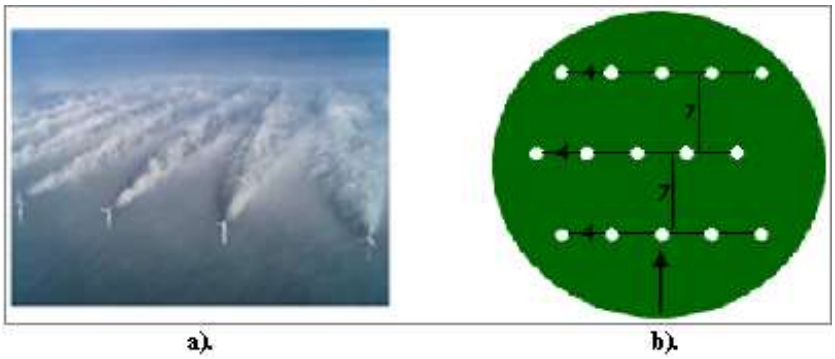


Figura 3.17-a): O efeito de esteira no PE *offshore* de Horns Rev, [Roeth, 2010] e -b): Posicionamento das turbinas num parque eólico [Danish, 2003].

[38] *offshore* – instalada no mar.

CAPÍTULO 4

4. Metodologia de Planeamento do Aproveitamento do Potencial Eólico

Neste capítulo apresenta-se a metodologia de planeamento desenvolvida para o aproveitamento do potencial eólico e para a determinação do potencial eólico sustentável disponível em Timor-Leste. Para tal, recorreu-se a um conjunto de modelos e procedimentos, os quais se descrevem de seguida: os estudos recentes do potencial eólico, a metodologia de planeamento do aproveitamento eólico, dados globais, climatológicos e observados, determinação do PES e a hierarquização das zonas mais favoráveis do vento para o seu aproveitamento através da georreferenciação de informação de planeamento numa plataforma ArcGIS.

4.1 Os estudos recentes do potencial eólico

Nos últimos anos têm sido publicados diversos trabalhos na área da caracterização do potencial eólico que apresentam metodologias inovadoras desenvolvidas para terrenos de elevada complexidade. Estes estudos incluem a caracterização do recurso energético do vento através do uso de modelos numéricos de mesoscala aplicados à determinação de Atlas do Potencial Eólico com resultados bastante encorajadores. Costa, P. desenvolveu um atlas do potencial eólico para Portugal Continental com recurso a modelos numéricos de mesoscala, onde obteve desvios da ordem dos 10% a 25% para a velocidade do vento face a medidas no terreno [Costa, 2004]. Nos EUA foi apresentado um estudo de mapeamento do vento com recurso a dois modelos de mesoscala, com várias resoluções de terreno e com base em dois anos de reanálises meteorológicas. As conclusões preliminares a 10 metros do solo apontam para a existência de desvios de 30% e 40%, respetivamente para a velocidade e direção do vento face a valores medidos experimentalmente, sobretudo no noroeste do país [Mass et al., 2002].

Troen e Petersen propuseram em 1989 uma metodologia de avaliação do recurso eólico que aplicaram ao desenvolvimento do primeiro Atlas Europeu do Vento. Este trabalho consistiu num projeto de investigação conjunta de vários países da comunidade Europeia, tendo sido o laboratório nacional Riso (atualmente denominado DTU[39] Wind) na Dinamarca, o responsável pela sua coordenação e pela edição do atlas (figura 4.1).

[39] *Denmark Technical University*

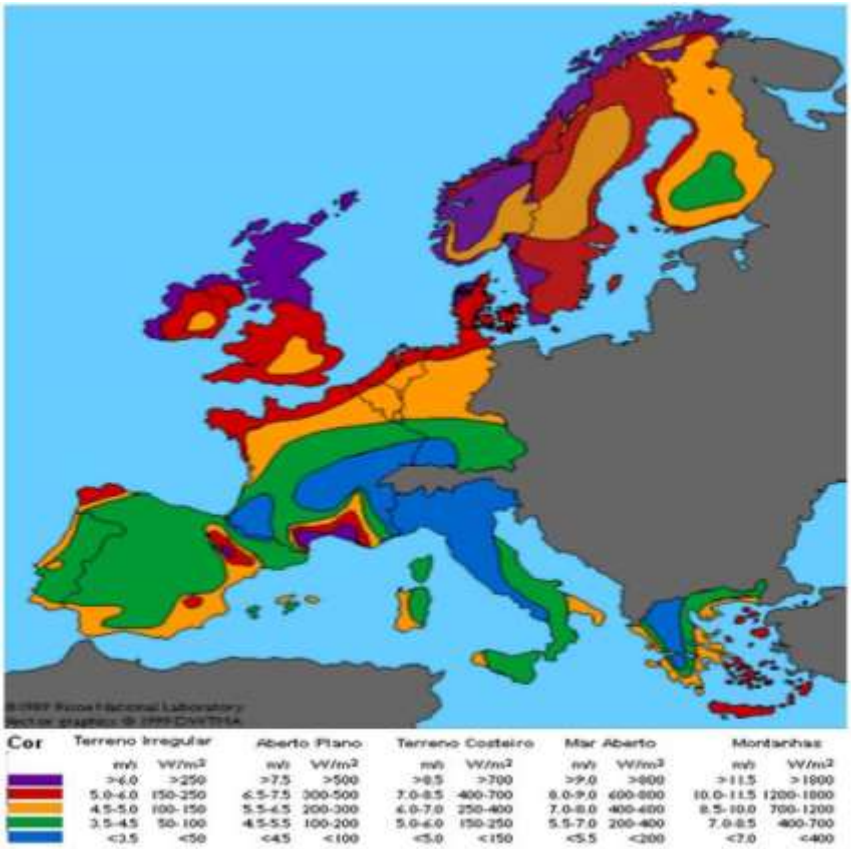


Figura 4.1: O atlas Europeu do vento [Troen e Petersen, 1989]

A metodologia espacial de avaliação do recurso energético proposta pelo Riso serviu de base para o desenvolvimento do modelo numérico WAsP [Mortensen et al., 1993]. O modelo WAsP permite efetuar a avaliação do recurso energético do vento num ponto de medida do vento, ou num local situado nas suas imediações, sendo classificado como um modelo de microescala. A caracterização do recurso eólico é feita pelo modelo WAsP através da integração de submodelos que permitem considerar a influência das caraterísticas do terreno, orografia e rugosidade, bem como a presença de obstáculos ao escoamento atmosférico existentes na área de interesse (ver ANEXO A-2, Figura A-2).

Este modelo permite ainda efetuar a estimativa de produção energética de um PE tendo como base as caraterísticas de um modelo de turbina eólica. Hoje em dia, o WAsP tornou-se num modelo de referência para a energia eólica, sendo o mais utilizado a nível mundial. Em Portugal, a metodologia aplicada na elaboração do atlas do potencial eólico de Portugal Continental figura 4.2-a), foi desenvolvida pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) e baseou-se num sofisticado

modelo atmosférico de mesoscala conhecido como MM5[40], produzido e cedido pelo PSU[41] / NCAR[42] [Kalnay et al., 1996] que se enquadra num dos modelos padrão mais avançados da modelação de escoamentos atmosféricos. Este permite, para áreas de dimensão considerável em países ou regiões extensas, ilustrar o recurso energético do vento e as consequentes estimativas de produção eólica. Desta forma, o mapeamento do recurso obtido pode ser utilizado no domínio do ambiente e ordenamento do território, tornando-se uma ferramenta eficaz na avaliação do potencial energético do vento. Pode ser também um auxiliar na tomada de decisão de futuros investimentos em campanhas experimentais para a caraterização do escoamento atmosférico, de planeamento de aproveitamentos do recurso e de determinação de áreas favoráveis ao desenvolvimento de PEs.

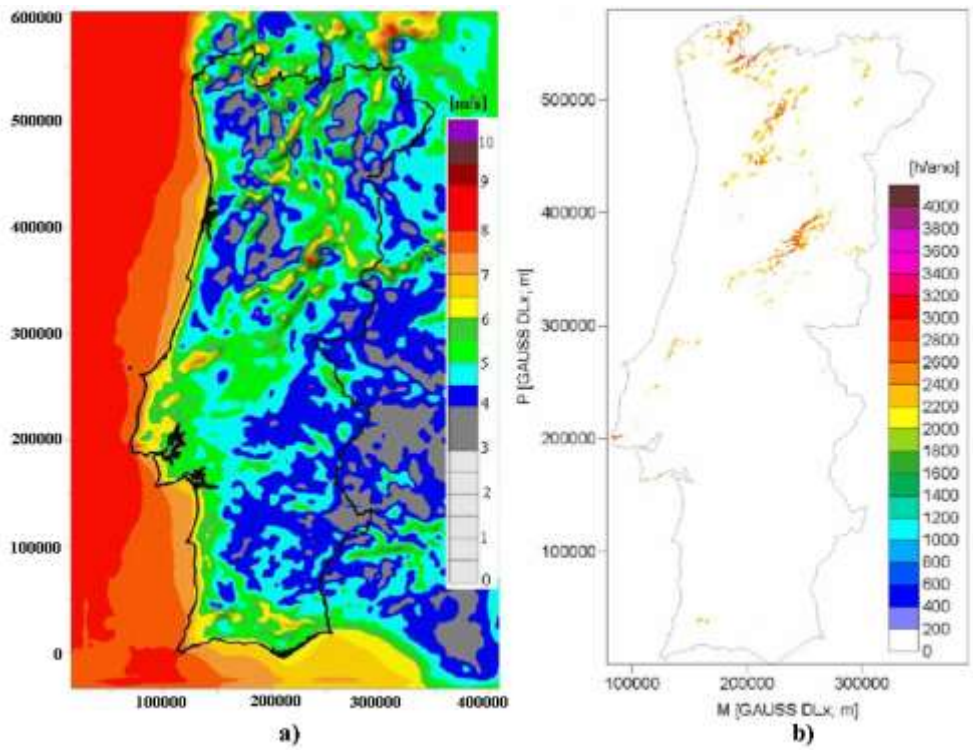


Figura 4.2-a): Atlas do vento de Portugal Continental [Costa, 2004] e-b): Mapa do vento sustentável de Portugal Continental [Esteves, 2004].

O planeamento do aproveitamento da energia eólica sustentável constitui uma tarefa complexa, exigindo a identificação de um conjunto alargado de informação e a sua programação sistematizada num Sistema de Informação Geográfica (SIG). Esteves

[40] MM5 - *Mesoscale Model Fifth Generation*
[41] PSU - *Pennsylvania State University*
[42] NCAR - *National Center for Atmospheric Research*

recorreu a informação disponível nos vários organismos competentes, em formato digital (tabular, *vectorial* e *raster*), desde a área ambiental até à rede elétrica nacional, passando pela seleção de dados experimentais de estações anemométricas instaladas para a avaliação do potencial eólico em várias regiões do país [Esteves, 2004]. A estimativa do potencial eólico sustentável de Portugal Continental foi efetuada através de uma determinação da área englobando as zonas com potencial favorável à instalação de parques eólicos (PEs), como se vê na figura 4.2-b).

Com base nestas boas práticas de outros países, Timor-Leste tem vindo a manifestar um forte interesse no desenvolvimento deste tipo de estudo especial, pelo que se espera que o aqui apresentado: Perspetivas de Utilização de Energia Eólica de Timor-Leste representem um forte contributo para a definição da política de utilização de energia eólica em Timor-Leste.

4.2 A metodologia de planeamento do aproveitamento eólico

A metodologia de planeamento sistemático do aproveitamento do potencial eólico para Timor-Leste baseia-se, numa primeira fase, no desenvolvimento de um Atlas do Potencial Eólico para a totalidade do território (a ilha de Timor inclusive a parte ocidental da Indonésia). Este inclui o enclave de Oecússi e a ilha de Atauro, tendo como base um conjunto de simulações numéricas efetuadas com recurso ao modelo de mesoscala MM5. Propõe-se assim atingir o objetivo de obter uma representação estatística suficientemente representativa da climatologia das grandezas meteorológicas e calcular os parâmetros relacionados com o potencial eólico, considerando as boas práticas e os estudos recentes do potencial eólico descrito na seção 4.1. Os resultados das simulações são posteriormente comparados com dados experimentais do vento provenientes de três estações anemométricas anteriormente operadas em Timor-Leste. Estes dados são fruto de uma campanha experimental realizada pela empresa Martifer no período compreendido entre dezembro de 2008 e novembro de 2009 [SEPE-Martifer, 2010] apresentada na figura 2.23 do capítulo 2. Para maior detalhe, aborda-se este ponto na alínea dos dados experimentais da seção 4.3.

O organigrama da metodologia de caracterização do potencial eólico para efeito de planeamento do seu aproveitamento seguida neste trabalho apresenta-se na figura 4.3 e é constituída pelas seguintes fases:

<u>Primeira fase:</u> são recolhidos os dados das grandezas representativas (dados globais de

reanálises-NCEP R2[43] e do terreno-GTOPO 30s[44]) correspondentes ao do potencial eólico do ano em estudo (Dezembro 2008 - Novembro 2009) dos dados climatológicos da superfície e dados experimentais para serem processados.

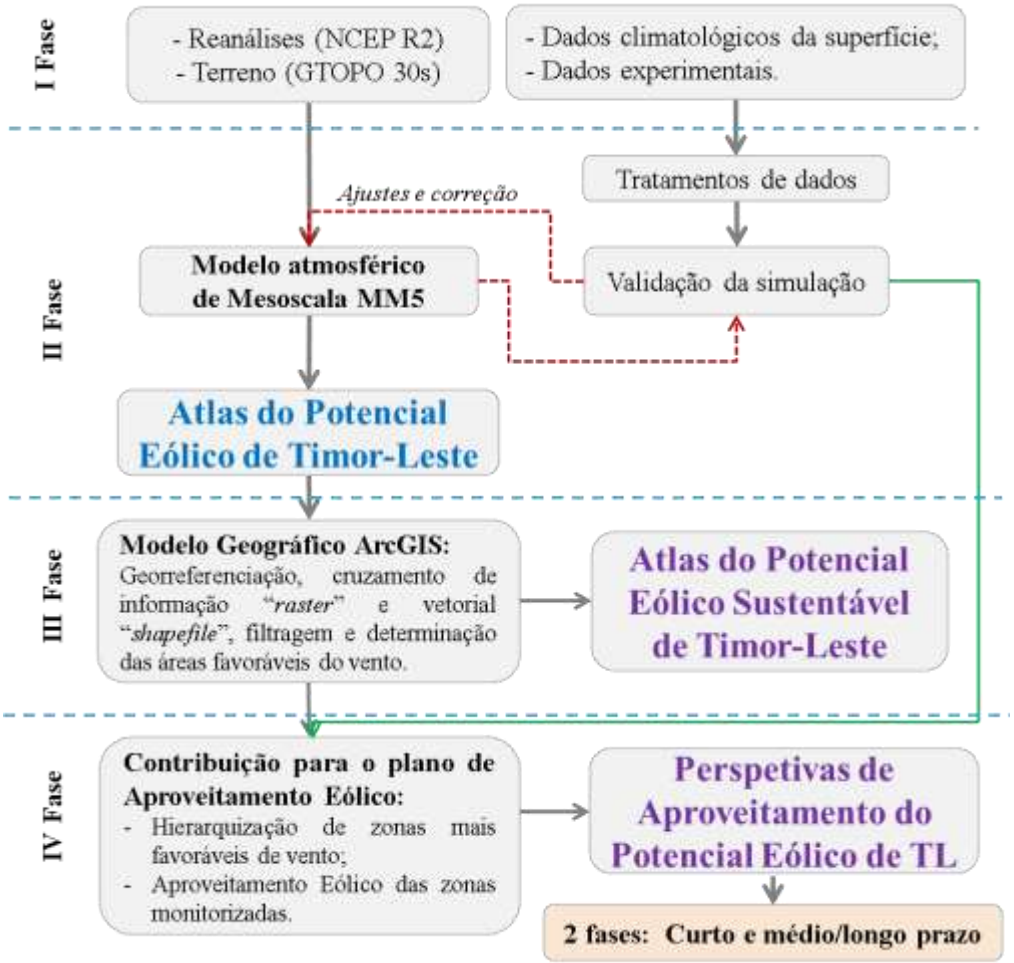


Figura 4.3: A metodologia de desenvolvimento de aproveitamento do potencial eólico

<u>Segunda fase:</u> implementação de um processo de identificação de regimes de tempo correspondentes ao período dezembro de 2008 – novembro de 2009, num período de longo prazo – nove anos – neste caso referente aos dados medidos na estação meteorológica (EM) da Direção Nacional de Meteorologia e Geofísica (DNMG) junto ao aeroporto de Díli, com o objetivo de se obter um coeficiente de variabilidade inter anual ($C_{variab.}$) na construção do mapa do vento a médio/longo prazo. Aplicou-se ainda o modelo WAsP para validar e ajustar os resultados obtidos por modelação numérica de

[43]Reanálises R2- previsão de tecnologia de ponta para executar assimilação de dados, usando dados meteorológicos históricos desde 1948 até ao presente da 2ª versão do National centre for envioronmental prediction (NCEP).

[44]GTOPO30s - é um modelo global de elevação digital do terreno (DEM) com um espaçamento de grade horizontal de 30 segundos de arco (aproximadamente $1 \times 1\ km$).

mesoscala, com recurso aos dados observados na campanha experimental de medição do vento realizada pela empresa Martifer.

Terceira fase: simulação do potencial eólico sustentável (PES) de Timor-Leste através do desenvolvimento de ferramentas adequadas num sistema de informação geográfica - no caso presente a plataforma ArcGIS [ESRI, 2000]). Para tal, recorre-se a técnicas de informação geográfica (georreferenciação, cruzamento de informação *raster* e vetorial *shapefile, entre outros)* para filtrar e aplicar os constrangimentos e restrições do terreno (apresentada na seção 4.5 mais a frente) à instalação de turbinas eólicas no território em análise, obtendo-se o mapeamento do PES de Timor-Leste no final do processo.

Quarta fase: numa perspetiva de contribuição ao plano de aproveitamento do potencial energético do vento, através de: - identificação e hierarquização das zonas mais favoráveis de vento do país; - aproveitamento do potencial eólico das zonas monitorizadas (medidas).

4.3 Método de caraterização do potencial eólico

Nesta seção apresentam-se os dados globais (reanálise R2 e terreno), climatológicos da superfície (dados de vento longo termo), observados (experimentais) e o modelo de mesoscala proposto na metodologia.

4.3.1 Dados globais, climatológicos e observados

Neste trabalho recorreu-se a um conjunto de dados de vento e de descrição do terreno para introdução nos modelos selecionados (de mesoscala e de microescala) que seguidamente se apresentam.

Dados globais: a base de dados *GTOPO30s* contém dados geográficos de alta resolução da orografia do terreno (1x1 km), os quais foram utilizados neste trabalho para descrição da orografia de Timor-Leste. Nos dados *GTOPO30/ EROS*[45], a informação sobre a rugosidade foi obtida na base de dados USGS[46], para a mesma resolução. Ambas as bases de dados contêm informação obtida por satélite *EROS* e cobrem a totalidade do planeta [Kalnay et al., 1996].

Os dados de vento utilizados nas simulações de mesoscala correspondem a

[45] EROS - *Earth Resources Observation Systems* (Sistema Global de Observação dos Recursos),
[46] USGS - *United States Geological Survey*

reanálises obtidas no NCAR / NCEP[47], cujas bases de dados são de atualização contínua e representam o estado da atmosfera incorporando observações de séries obtidas por modelação numérica desde 1948. Os dados climatológicos de 3D e 2D do solo, ou seja, reanálises meteorológicas que foram utilizadas como condições iniciais e de fronteira para as simulações com o modelo MM5, que será apresentada mais a frente 4.3.2.

Dados climatológicos da superfície: os dados climatológicos do vento de Timor-Leste a longo prazo foram disponibilizados pela Direção Nacional de Meteorologia e Geofísica do Ministério das Infraestruturas (DNMG-MI) de Timor-Leste, e referem-se a uma Estação Meteorológica (EM) de Díli situada junto ao Aeroporto Internacional Presidente Nicolau Lobato (figura 4.4). Os dados dos ventos são recolhidos a partir do ano de 2004 - 2012 com três registos diários, às 09h00, 15h00 e 18h00 à cota de 10 metros de altura acima do solo.

Dados experimentais: o acesso aos dados experimentais de vento utilizados neste estudo foi autorizado pela Secretaria de Estado de Eletricidade de TL (SE-EDTL) e pela empresa Martifer, contratada pelo governo no âmbito da campanha experimental para o plano de eletrificação de Timor-Leste com base em ERs [SEPE-Martifer, 2010]. Foram ainda subcontratadas as empresas Megajoule e Gesto-Energy para a realização da campanha experimental de avaliação potencial eólico em Timor-Leste. Um dos objetivos do plano de eletrificação de Timor-Leste com base em ERs concluído em 2010 passava por caraterizar o recurso eólico em Timor-Leste.

Como primeira análise, foi realizado um estudo de mesoscala da velocidade média anual do vento em todo o território. A empresa Megajoule determinou em 2009 um mapeamento do potencial eólico em Timor-Leste e levou a cabo a campanhas experimentais (figura 2.23). Contudo, o mapeamento do recurso eólico desenvolvido pela empresa Megajoule não está disponível em formato vetorizado e georreferenciado, por forma a permitir a sua utilização na metodologia de planeamento do aproveitamento sustentável de potencial eólico que se pretende desenvolver para Timor-Leste no âmbito do presente trabalho.

Acresce que o mapeamento produzido em 2010 não foi validado, e a sua representatividade das condições de vento de longo termo não foi assegurada. Por essas razões foi desenvolvido neste trabalho (e validado com os dados experimentais cedidos pela Megajoule) um novo Atlas do Potencial Eólico de Timor-Leste.

[47] NCEP - *National Center for Environmental Prediction*

No presente caso, foram utilizados os dados referentes às estações anemométricas localizadas em Lariguto, Baucau e Bobonaro, que se assumiram como representativos da ilha de Timor-Leste, na figura 4.4. As séries de dados obtidas nestas estações anemométricas, e aqui utilizadas, correspondem a registos de 10 em 10 minutos obtidos no período compreendido entre Dezembro 2008 e Novembro 2009 para as cotas de 31 e 61 metros acima do solo.

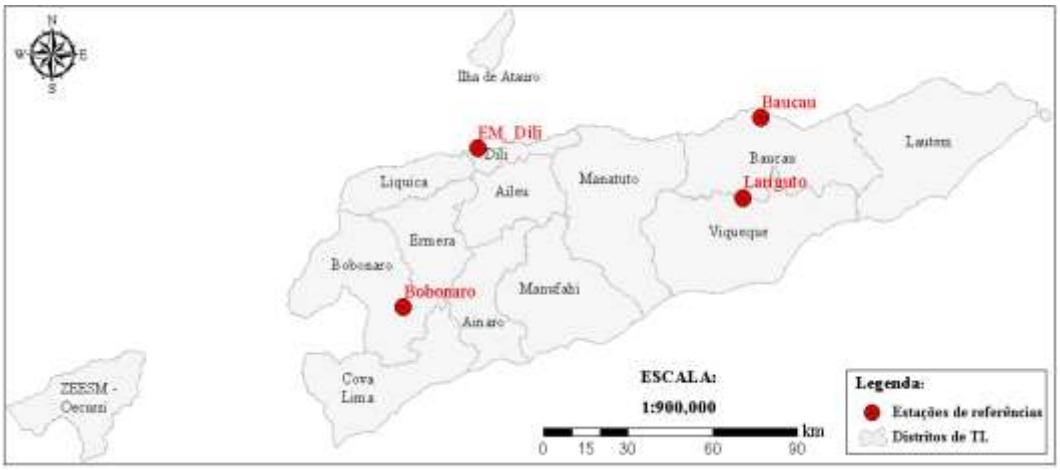


Figura 4.4: Mapa de localizações de estações de referência

<u>Coeficiente de variabilidade do clima de vento:</u> para uma adequada representatividade das estimativas do potencial eólico apresentadas neste trabalho, é necessário efetuar uma análise de variabilidade inter-anual do escoamento atmosférico. A avaliação do coeficiente de variabilidade dos dados climatológicos do vento durante a campanha experimental, bem como do período corresponde às reanálises usadas nos modelos de mesoscala é fundamental para corrigir os desvios na construção do mapa representativo do vento a médio/longo prazo designado por Atlas do Potencial Eólico de Timor-Leste e é efetuada neste trabalho recorrendo aos dados da EM de Díli no período 2004-2012 para o efeito, cuja localização está ilustrada na figura 4.4.

4.3.2 O modelo atmosférico de mesoscala

A caraterização do potencial energético em Timor-Leste foi efetuada com recurso ao modelo MM5, apresentando-se nesta secção uma perspetiva geral sobre as circulações típicas verificadas sobre o território. Esta informação baseia-se num conjunto de índices associados não só à variação espacial, temporal, à direção e velocidade média anual do vento, mas também ao escoamento geostrófico na superfície terrestre, de forma a caraterizar estatisticamente a climatologia dos processos físicos

relativos à orografia da região.

O modelo de mesoscala (MM5) é um modelo computacional de acesso livre que foi desenvolvido nos Estados Unidos da América, na Pennsylvania State University/National Center for Atmospheric Research (PSU/NCAR) [Grell, 1995], tendo vindo a ser continuamente aperfeiçoado através da contribuição de diversos utilizadores em universidades e institutos de investigação em todo o mundo.

O modelo utiliza tecnologia de ponta em simulações de meteorologia e climatologia regional (áreas limitadas a centenas de quilómetros) com resoluções médias de 20 – 30 km. Utiliza coordenadas sigma [Haltiner e Williams, 1980] que acompanham o terreno, tornando-o capaz de simular e prever circulações de mesoscala ou escala regional. O modelo MM5 é composto por um conjunto de subprogramas independentes utilizando informação adequada a cada um deles, como apresentado no ANEXO A-1 (figura A-1). O conjunto de informações processadas por cada subprograma constitui a base de dados para as simulações do programa principal, MM5, que fornece os resultados climáticos.

Após a obtenção dos resultados do modelo MM5, foram identificadas as áreas que correspondem à campanha experimental no mapeamento de mesoscala, as quais são refinadas e simuladas no modelo de microescala WAsP com vista à geração de séries de vento que servirão para efetuar os ajustes e validações do mapeamento do recurso eólico.

4.4 O modelo de georreferenciação da informação de planeamento dos SIG

Um SIG, pode ser definido como um conjunto de ferramentas potentes com procedimentos e suporte para recolher, armazenar, pesquisar, analisar, representar e visualizar os dados espaciais do mundo real [Burrough, 1992]. A definição aqui apresentada e carateriza de forma geral os produtos que se destinam ao suporte de aplicações envolvendo dados geográficos (geometria e atributos) representados por pontos, linhas, polígonos e volumes.

Neste trabalho pretende-se aplicar uma metodologia ao planeamento do aproveitamento do potencial energético do vento de Timor-Leste utilizando um Sistema de Informação Geográfica – SIG. Esta metodologia de planeamento passa pela recolha da informação necessária à correta avaliação do potencial eólico de um dado local ou região, sua dependência espacial, i.e., geográfica, e também determinação do PES em

cada região, tendo em conta os constrangimentos ao aproveitamento do potencial eólico identificados e georreferenciados. Embora a grande maioria dos modelos utilizados na avaliação do potencial eólico e estimativas de produção energética de PE utilizem e processem informação georreferenciada, fazem-no à escala local, de um PE, e não numa perspetiva de planeamento do aproveitamento de um país ou região.

O processo de desenvolvimento deste trabalho pressupõe a identificação e manuseamento de informação de natureza mais abrangente, relacionada com temas diversos. São eles restrições ambientais, filtragem de declives, acesso à rede elétrica e cruzamento de outras informações de interesse para o aproveitamento do potencial eólico [Esteves, 2004]. Apresenta-se uma descrição sucinta de vários processos utilizados para transformar/formatar a informação de forma a ser apresentada de forma adequada aos programas desenvolvidos para a realização das operações/seleções desejadas dentro do SIG - georreferenciação de potencial energético sustentável [ESRI, 2000]. A georreferenciação da informação de planeamento dos SIG, as condições de restrições e as ferramentas utilizadas neste modelo para a construção do Atlas do PES e a Identificação das Zonas Favoráveis de Timor-Leste são apresentadas no ANEXO A-4 e o modelo correspondente (*Model Builder*) na figura A-3.

4.5 As restrições e condicionantes do plano no ordenamento do território

As áreas de interesse no plano de aproveitamento do potencial eólico e no projeto de implantação de PEs poderão estar condicionadas como áreas de interesse paisagístico e perímetros florestais (as vinte e nove Áreas de Ambiente Protegidas), como a Reserva Ecológica Nacional (o Parque Nacional Nino Koni Santana) e como servidões aeronáuticas (zona de proteção do aeroporto) entre outras.

No que concerne à caracterização destes fatores, terão que se identificar os planos de ordenamento do território que vigoram nas regiões onde se poderão localizar os PEs, bem como os espaços de uso e as condicionantes definidas nos Planos. Terão de se identificar igualmente outras condicionantes, servidões ou restrições de utilidade pública associadas à localização dos PEs, tais como estradas nacionais, redes de transmissão elétrica, declives do terreno, áreas urbanas com potencial eólico adequado e exclusão da zona fronteiriça. Estes pontos são apresentados em seguida.

4.5.1 Áreas protegidas e parque nacional

O impacto ambiental envolvente no plano de aproveitamento do potencial eólico e no projeto de PEs de Timor-Leste são considerados ao abrigo do decreto-lei Nº: 5/2011 de 9 de Fevereiro sobre licenciamento ambiental. São também considerados no Diploma Ministerial Nº 429/10/DM/XI/10 [MAP, 2010] sobre estabelecimento do governo no Parque Nacional (Nino Koni Santana) e vinte e nove zonas de Áreas Protegidas estabelecidas de biodiversidade e conservação natural, patrimónios históricos e turísticos, montanhas e lagoas (figura 4.5), fornecido pelo Departamento de Áreas Protegidas da secretaria de estado da floresta – ministério da agricultura e pescas (SEF – MAP) em 2013, vê-se em detalhe a lista de tabela no ANEXO D.

Considera-se também neste particular, a proteção dos costumes e direito tradicional Timorense, Acordo de Impactos e Benefício (AIB) Decreto-Lei Nº 5/2011 [MAP, 2011] o instrumento legal de âmbito privado regido pelo Código Civil que define os direitos e obrigações, o respeito pelo uso tradicional da terra, os patrimónios do culto Timorense (*Lulic* ou relíquias sagradas), os costumes, os direitos da comunidade e o impacto ambiental dos projetos nos costumes e tradições Timorenses.

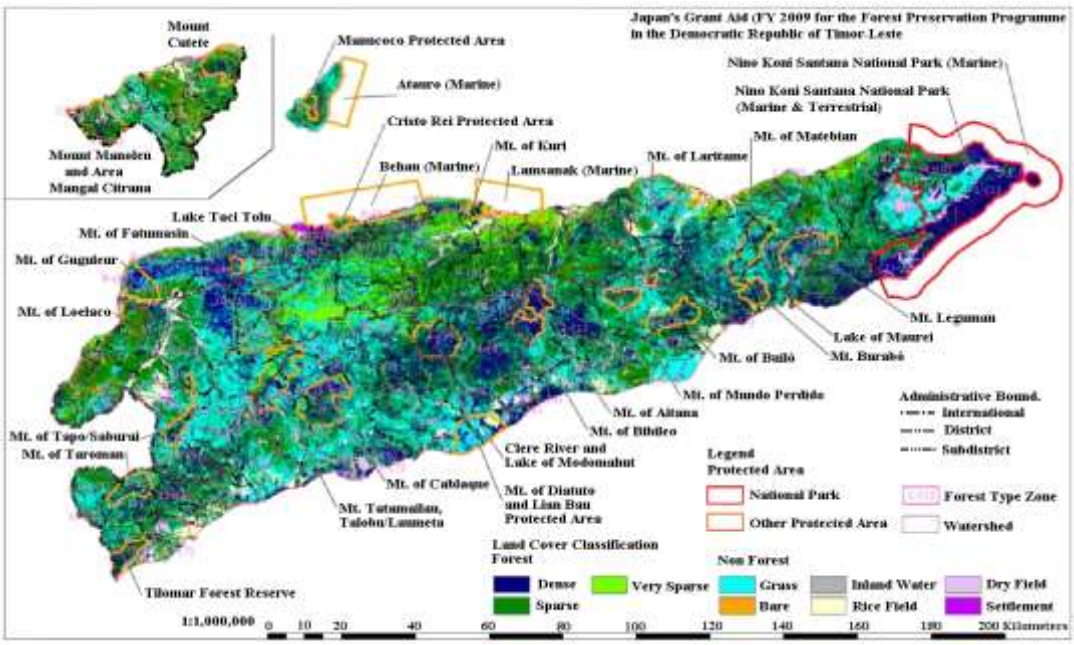


Figura 4.5: O mapa de áreas protegidas e parque nacional do DAP-SEF-MAP

4.5.2 As estradas nacionais e distritais

Os dados de estradas foram fornecidos para este trabalho pela Direção de Estradas, Pontes e Controlo de Cheias (DEPCC) do Secretaria de Estado das Obras

Públicas (SEOP)-MI em 2013, e são representados pelos troços de estradas nacionais e distritais de todo o território. O enclave de Oecussi e a ilha de Atauro são também incluídos apresentando-se na figura 4.6.

Figura 4.6: Mapa rodoviário de Timor-Leste da DEPCC-SEOP-MI

4.5.3 A rede de transmissão elétrica

Os dados de produção e transporte do sistema elétrico de Timor-Leste foram fornecidos pela Direção Nacional de Produção e Transporte (DNPT) da EDTL em 2012. As linhas de transmissão elétrica na ilha foram apresentadas na figura 1.9 do capítulo 1 são considerados como condicionantes ao aproveitamento eólico tal como no caso dos acessos rodoviários como estradas nacionais e distritais.

4.5.4 A utilização do solo de Timor-Leste

A identificação do PES de Timor-Leste é determinada tendo em conta a ocupação do solo para além de outras restrições do terreno.

Numa primeira fase, o tipo de cobertura do solo foi inserido como elemento de rugosidade, sendo que, a cada tipo de ocupação representado na figura 4.7, se atribuiu um valor tabelado de comprimento equivalente de rugosidade ao modelo MM5. Numa segunda fase, considerou-se um fator de ocupação de ordem económico-social, dependente da densidade populacional [Esteves, 2004]. Isto é, atividades agrícolas, pastagem, património sagrado da cultura Timorense (*Lulic*), centro de comunidades e residências dispersas podem ser representados por diferentes fatores da ocupação do solo, esses dependentes da distribuição da população timorense referida na figura 1.1 do capítulo 1. Dado que, dependendo desses fatores, os locais com potencial eólico são, ou não, passíveis de aproveitamento energético do vento, procedeu-se ao cálculo dos

fatores de ocupação do solo nos distritos, subdistritos e sucos, fatores esses que são utilizados no cálculo do PES de cada zona na subseção 4.6.1.

Ainda respeitante à classificação das zonas e de uso do solo, com base nos resultados das simulações de mesoscala foi possível identificar algumas regiões com potencial eólico elevado no interior de zonas urbanas, nas quais não é viável a instalação de turbinas eólicas convencionais. Assim, as zonas urbanas com potencial eólico foram classificadas como zonas de exclusão no âmbito deste trabalho.

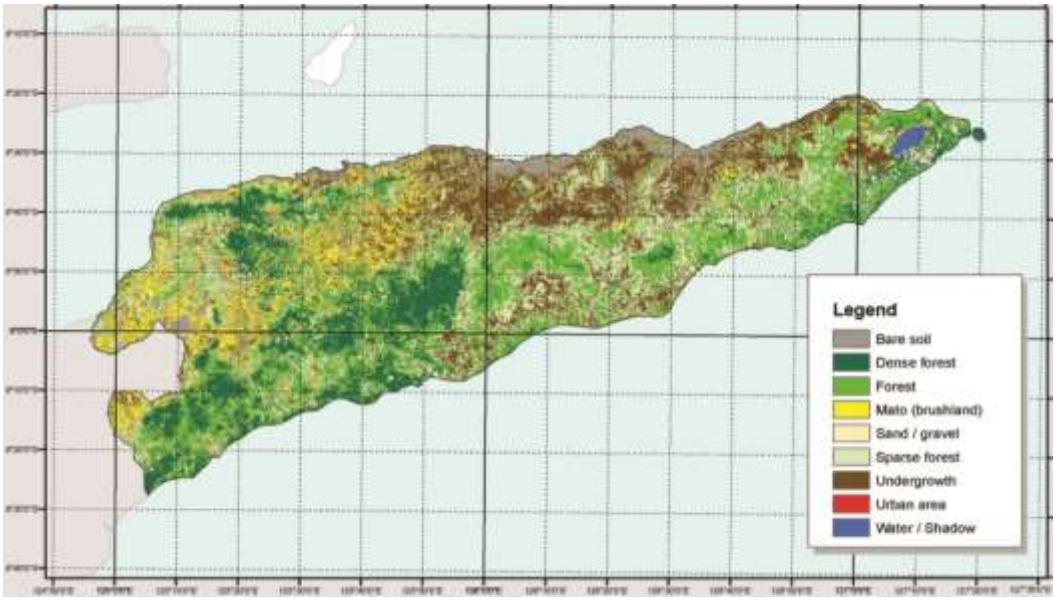


Figura 4.7: A cobertura vegetal do solo de Timor-Leste [COBD-TL, 2011]

4.5.5 O terreno de Timor-Leste

Segundo as boas práticas seguidas na União Europeia no início do desenvolvimento do sector eólico, apenas se deveriam construir PEs em terrenos com declives inferiores a 8%, essas práticas que decorriam do facto do desenvolvimento eólico ter sido iniciado em países de orografia plana, e.g. Dinamarca. Em Portugal, atualmente, considera-se viável a implementação de PEs em terrenos com declives inferiores a 20% [Simões, 2009]. Os declives são calculados a partir de um mapa de orografia denominado Modelo Digital do Terreno.

O território de Timor-Leste pode ser classificado como muito complexo, com declives do terreno muito acentuados no interior, devido à forma da cordilheira montanhosa ao longo da ilha. É exceção a região ao longo da costa Sul e Norte, onde existem alguns terrenos planos (figura 4.8). Existem ainda alguns planaltos, como são exemplo as zonas de Lospalos e Baucau, nas proximidades do aeroporto. As maiorias

dos locais interessantes do ponto de vista do aproveitamento eólico situam-se em zonas com altitude elevada e declives acentuados.

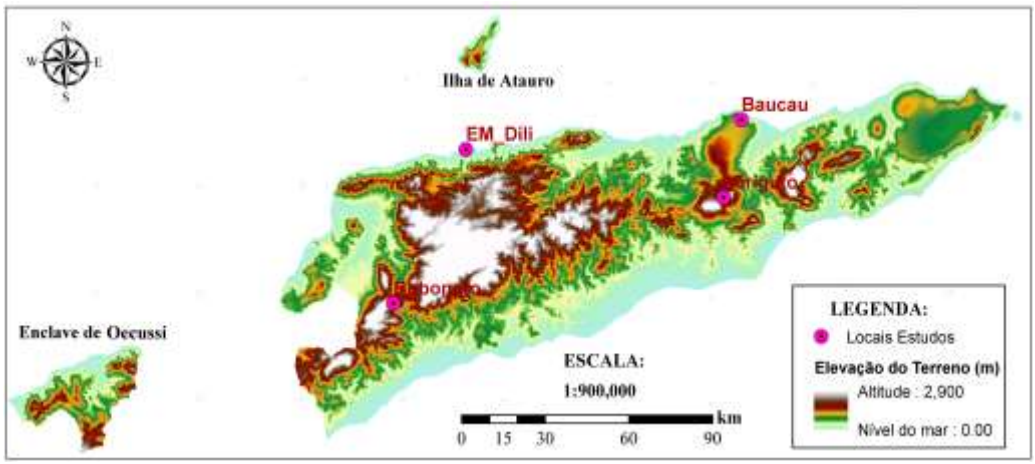


Figura 4.8: Mapa do terreno de Timor-Leste

O declive do terreno tem uma influência não desprezável no aproveitamento do potencial energético do vento, quer do ponto de vista do próprio recurso eólico, quer do ponto de vista da instalação das turbinas no terreno, sobretudo com a atual tendência para a instalação de máquinas de grandes dimensões. Torna-se difícil, e por vezes impossível, o transporte de máquinas de grandes dimensões para o cimo de cumeadas com declives muito acentuados.

4.5.6 A definição da zona de proteção do aeroporto

Na área do aeroporto de Baucau, localizado num dos maiores planaltos de Timor-Leste, existe uma área de elevado potencial eólico e, assim, tornou-se necessário definir uma zona de proteção à pista do tráfico aéreo e da área envolvente do aeroporto. Fora da área de proteção definida, assegura-se, o aproveitamento máximo de todas as áreas com potencial eólico.

4.5.7 A definição da zona de proteção fronteiriça

Existem duas zonas da fronteira terrestre de Timor-Leste com a Indonésia com elevado potencial eólico. A primeira é uma linha de fronteira do distrito de Bobonaro, nos subdistritos de Maliana e Bobonaro, e distrito de Cova Lima cujos subdistritos são Fatululik, Fatumean, Fohorem e Tilomar. A segunda é outra linha de fronteira da Zona Especial de Economia Social de Mercado (ZEESM) com a Indonésia, dos subdistritos de Pante Makassar, Oesilo, Passabe e Nitibe. Há situações de conflitos entre as

populações e movimentos das autoridades de segurança dos dois lados da fronteira, pelo que se considera ser de evitar o aproveitamento do potencial eólico nestas regiões, que foram assim classificadas como zonas de exclusão.

Todas as áreas de restrições do terreno com as suas respetivas condicionantes são reunidas no modelo ArcGIS, nomeadamente o parque nacional e as áreas protegidas, as estradas nacionais e distritais, a rede elétrica nacional, as áreas urbanas em distritos em subdistritos, as fronteiras terrestres e a pista do aeroporto, sendo esses elementos fundamentais para o cálculo do PES de Timor-Leste.

4.6 O atlas do Potencial Eólico Sustentável

O atlas do PES resulta do cruzamento de processos de multiplicação binária entre os valores das camadas (*layers*) de informação georreferenciada no programa ArcGIS. Essas camadas são constituídas pelo Atlas do Potencial Eólico, o mapeamento do NEPs, o mapa do declive do terreno favorável à instalação de turbinas eólicas e a união das restantes restrições apresentadas na secção 4.5. É também considerado o fator do uso (ocupação) do solo (distribuição populacional) para o cálculo do potencial sustentável na globalidade do território de Timor-Leste, na medida em que essa distribuição condiciona a disponibilidade de terrenos para desenvolvimento de PEs.

4.6.1 A metodologia de avaliação do PES

Para a avaliação do PES na globalidade do território de Timor-Leste recorreu-se à metodologia desenvolvida por Simões [Simões et.al, 2009]. Para efeitos de cálculo, considerou-se um espaçamento de oito diâmetros de uma turbina na direção dominante do vento e três diâmetros na direção perpendicular. Para tal, a autora recorreu ao mapa de distribuição espacial do NEPs e ao mapa de declives (*slope*) em percentagem. Foram definidas como condições ao aproveitamento eólico em Portugal Continental NEPS >2.100 h/ano e declives inferiores a 55%.

Estas condições devem ser aplicadas ao mapeamento do potencial eólico de Costa, P. (figura 4.2-a), assim como para obtenção das zonas favoráveis ao aproveitamento eólico (figura 4.2-b) [Esteves, 2004 e Simões et. al., 2009]. Do ponto de vista do recurso eólico, têm de ser estabelecidos os limites a aplicar aos mapeamentos, entre eles a velocidade do vento, o parâmetro NEPS e o declive do terreno. Ainda são consideradas a ocupação do solo (distribuição populacional), ao desenvolvimento de

PEs. Através do modelo geográfico ArcGIS, fez-se o cruzamento de informação *raster* e vetorial do potencial energético do vento recorrendo às equações 4.1 a 4.6.

$$P_i = \propto * \ \beta_i * \ \gamma_i * \ \delta \tag{4.1}$$

sendo, P_i = potencial sustentável de vento dentro do polígono *i* em MW e *i* = número de *ID* de cada fronteira regional do polígono. *α, β, γ* e *δ* são parâmetros dados pelas expressões:

$$\alpha = \frac{P_{nt}}{8760} \tag{4.2}$$

$$\beta_i = \frac{C_x L_y}{d_x d_y} \tag{4.3}$$

$$\gamma_i = \sum_{j=1}^{N_i} NEPs_{ji} \tag{4.4}$$

$$\delta = \frac{F_{oc}}{Dp_{\max}} * Dp \tag{4.5}$$

O número de turbinas por polígono é calculado pela expressão:

$$N^{o} Turbina = \frac{\sum_{i=1}^{N_i} P_i}{P_{nt}} \tag{4.6}$$

onde,

P_{nt} = Potência nominal da turbina (MW);

8.760 = número de horas do ano;

d_x *e* d_y = Resolução da grelha em longitude; e d_y = Resolução da grelha em latitude;

C_x = Espaçamento na direção perpendicular ao vento dominante, com valor de três diâmetros da turbina; e L_y = Espaçamento na direção do vento dominante com valor de dez diâmetros da turbina;

N_i = Número total de pixéis do recurso eólico dentro do polígono *i*;

$NEPs_{ji}$ = valor do NEPs na grelha do recurso do vento depois de aplicação de filtragem GIS na grelha do recurso *j* dentro do polígono *i*;

$Dp_{\max}$ = Densidade populacional máxima dos polígonos *i* (distritos, subdistritos e sucos);

Dp = Densidade populacional do polígono *i* (subdistritos e sucos);

F_{oc} = Fator de ocupação do solo de densidade populacional máxima dos polígonos *i* (distritos). Equivalente ao percentil 50 da densidade populacional do polígono *i*. O valor da ocupação do solo para subdistritos e sucos são apresentados no Anexo B-4.

4.6.2 A identificação das zonas favoráveis

Para a identificação das zonas favoráveis aos aproveitamentos eólicos devem selecionar-se as melhores condições de disponibilidade do terreno e ocorrência do recurso, obedecendo às condições impostas nas filtragens do modelo de georreferenciação em SIG. Seguidamente procedeu-se à hierarquização das zonas com condições mais favoráveis para o aproveitamento do potencial eólico, considerando o potencial sustentável por divisões administrativas: distritos, subdistritos e sucos de todo o território de Timor-Leste, incluindo o enclave de Oecussi e a ilha de Atauro, bem como outros fatores com impacto no desenvolvimento de projetos eólicos, e.g, proximidade de vias de comunicação rodoviária ou da rede elétrica e outros fatores.

4.7 Contributo para o plano energético de Timor-Leste

O PED 2011-2030 é uma visão a 20 anos que reflete as aspirações do povo timorense. Foi desenvolvido para inspirar mudanças, apoiar ações coletivas e pensar um futuro melhor. É um pacote integrado de políticas estratégicas a serem implementadas a curto prazo (um a cinco anos), a médio prazo (cinco a dez anos) e a longo prazo (dez a vinte anos). Abrange três áreas fundamentais: Capital Social, Desenvolvimento de Infraestruturas e Desenvolvimento Económico. Na área do Desenvolvimento de Infraestruturas, a eletricidade constitui um campo fundamental, dando-se assim extraordinária importância à criação da rede elétrica nacional (REN), i.e., de um sistema fiável de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Paralelamente à construção da REN, um programa de eletrificação rural será implementado com o objetivo de reduzir e melhorar as condições de vida das populações nas áreas mais remotas. Neste contexto, o desenvolvimento de ERs em Timor-Leste ajudará igualmente a impulsionar o crescimento económico nas áreas rurais e permitirá ao país abraçar novas tecnologias que o transformarão num modelo de desenvolvimento sustentável. As FER têm o potencial de contribuir para o crescimento económico e ajudar a reduzir os níveis de pobreza em áreas rurais remotas. Adicionalmente, também contribuem para os esforços de Timor-Leste na adaptação e mitigação do impacto das mudanças climáticas, e auxiliarão o país a cumprir as suas obrigações, relativamente às convenções internacionais sobre mudanças climáticas. Deste modo espera-se que em 2025, pelo menos metade das necessidades de energia em Timor-Leste sejam asseguradas através de fontes renováveis.

Prevê-se, com o crescimento da população e com as necessidades de uma economia em expansão, que o consumo de eletricidade em Timor-Leste aumente de cerca de 180 GWh em 2009 para 823 GWh até 2020; esperando-se que a tecnologia eólica possa contribuir com a produção de 72 MW [SEPE-Martifer, 2010]. Assim para que tal seja possível, o desenvolvimento de PEs cuidadosamente planificados, tarefa para a qual o presente trabalho pretende dar um valioso contributo, auxiliará a que as metas do PED 2011-2030, no que respeita á política energética, sejam alcançadas.

4.8 O custo normalizado de produção de energia eólica

O custo normalizado da energia (*LCOE*) é um método de cálculo dos custos unitários da energia elétrica, normalmente utilizado para efeitos de comparação entre diferentes tecnologias. A ideia básica de introdução deste indicador prende-se com a sua função de traduzir um rácio entre a soma de todos os custos acumulados na avaliação económica da construção e operação de uma central (ou um PE) e a soma da geração de energia anual (multiplicada pela vida útil do projeto e pela tarifa aplicável) sendo conhecido por *LCOE* e expresso em Euro por kWh [Fraunhofer, 2013]. Para o cálculo do *LCOE* de novas instalações, é aplicável a equação 4.7:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_t^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \tag{4.7}$$

onde,

$LCOE$ = custo normalizado de geração de eletricidade em Euro/kWh

I_o = despesas de investimento em Euro

A_t = custo total anual em Euro no ano t

$M_{t,el}$ = quantidade de produção de eletricidade no respetivo ano t em (kWh)

n = ciclo de vida do sistema (economicamente em operação)

t = ano do ciclo de vida $(1,2,3,...n)$

i = taxa de juro real em (%)

Este tipo de cálculo é importante para Timor-Leste, de forma a auxiliar os decisores políticos, investigadores e a sociedade civil, na orientação das discussões e, subsequentes, tomadas de decisão no que respeita o aproveitamento do potencial energético das FERs, em particular do potencial eólico para que no futuro próximo se possam alcançar as metas de longo prazo do PED, comprometendo o governo a garantir a sustentabilidade energética.

CAPÍTULO 5

5. O Potencial Eólico Sustentável de Timor-Leste

Neste capítulo apresentamos a avaliação do potencial eólico em Timor-Leste de forma a aplicar a metodologia descrita no Capítulo 4 tendo como objetivo quantificar o recurso energético do vento e a sua distribuição geográfica. O potencial eólico sustentável (PES) foi determinado com base no mapeamento do recurso eólico obtido através da aplicação do modelo meso escala MM5 (seção 4.3.2 do capítulo anterior), bem como no mapeamento das restrições e constrangimentos à identificação das áreas favoráveis ao vento e à instalação de turbinas eólicas no território a caraterizar. O processamento desta informação foi efetuado com recurso a um sistema de informação geográfica, tendo-se selecionado para este trabalho o modelo de informação geográfica *ArcGIS*, já descrito na metodologia de desenvolvimento figura 4.3 do capítulo 4.

A metodologia de planeamento consistiu, essencialmente, no desenvolvimento de ferramentas que permitissem a filtragem das restrições e constrangimentos na plataforma de informação geográfica, de forma a obter a hierarquização das áreas adequadas ao aproveitamento do potencial eólico e, posteriormente, à quantificação do PES de Timor-Leste por divisões administrativas: distritos, subdistritos, sucos, enclave de Oecussi e ilha de Atauro. Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos através da aplicação da metodologia desenvolvida.

5.1 A caraterização do recurso eólico

A caraterização do recurso eólico foi efetuada com recurso à modelação de meso escala (MM5) com o objetivo de se obter um mapeamento preliminar do recurso eólico de Timor-Leste – Atlas do Potencial Eólico. Para tal recorreu-se aos dados climatológicos do vento de longo termo disponibilizados pela Direção Nacional de Meteorologia e Geofísica do Ministério das Infraestruturas de Timor-Leste. Efetuou-se uma análise da variabilidade inter-anual do escoamento atmosférico para obter o coeficiente de variabilidade ($C_{variab.}$).

5.1.1 A modelação mesoscala do atlas de vento

A modelação de mesoscala foi efetuada com o modelo MM5 para toda a ilha de Timor, tendo-se definido as condições iniciais e de fronteira através do domínio 1 (D1), domínio mãe, e os domínios subsequentes tridimensionais aninhados, que abrangem a maior parte do sudoeste Asiático e Austrália vê-se na figura 5.1-a.

Na tabela 5.1 podem ver-se os domínios considerados na simulação de meso escala e apresentam-se as dimensões dos pontos de grelha para cada um dos domínios, a resolução espacial e o passe de tempo de simulação considerado para obtenção de uma resolução mais refinada. As simulações numéricas são efetuadas com os dados de reanálises do NCAR, contendo os campos tridimensionais das variáveis meteorológicas em 17 níveis verticais e 5 níveis de solo [Kalnay et al., 1996].

Tabela 5.1: Os domínios de modelação do MM5

Nº do Domínio	**Dimensões de grelha nx x ny x nσ[48]**	**Resolução Espacial (km)**	**Passe de tempo (s)**
D1	$22 \times 22 \times 32$	243	450
D2	$31 \times 31 \times 32$	81	150
D3	$40 \times 46 \times 32$	27	50
D4	$58 \times 76 \times 32$	9	20
D5*	$94 \times 148 \times 32$	3	5
D6	$70 \times 58 \times 32$	1	2
D7	$79 \times 67 \times 32$	1	2

* O domínio do Atlas do potencial eólico de Timor-Leste

É de salientar que os campos processados pelo NCAR contêm informação horizontal numa malha de 2.5° × 2.5° ($275 \times 275\ km$) nos níveis obrigatórios em altitudes padrão, os quais servem para a previsão numérica do tempo e fins aeronáuticos [Costa, 2004].

Todas as simulações foram efetuadas com recurso às análises das 00h, 06h, 12h e 18h diárias, servindo estas de condição fronteira para o domínio 1 (D1) ou domínio mãe de $243 \times 243\ km$ de resolução na figura 5.1-a). Os domínios subsequentes na figura 5.1-b) são domínio 2 (D2) de $81 \times 81\ km$, o domínio 3 (D3) de $27 \times 27\ km$ e domínio 4 (D4) de $9 \times 9\ km$ sendo de menor resolução, o domínio (D5) de resolução refinada $3 \times 3\ km$. Os dados resultantes do modelo MM5 foram introduzidos ao modelo geográfico *ArcGIS* para calcular o PES de todo o território, de acordo com a metodologia de desenvolvimento [Simões e Estanqueiro, 2009] apresentada no capítulo 4. Os domínios mais refinados ($1 \times 1 \times km$) D6 e D7 são áreas onde se localizam as estações de referência (experimentais) de estudo, utilizado para a validação do mapa.

[48] Níveis verticais do modelo MM5

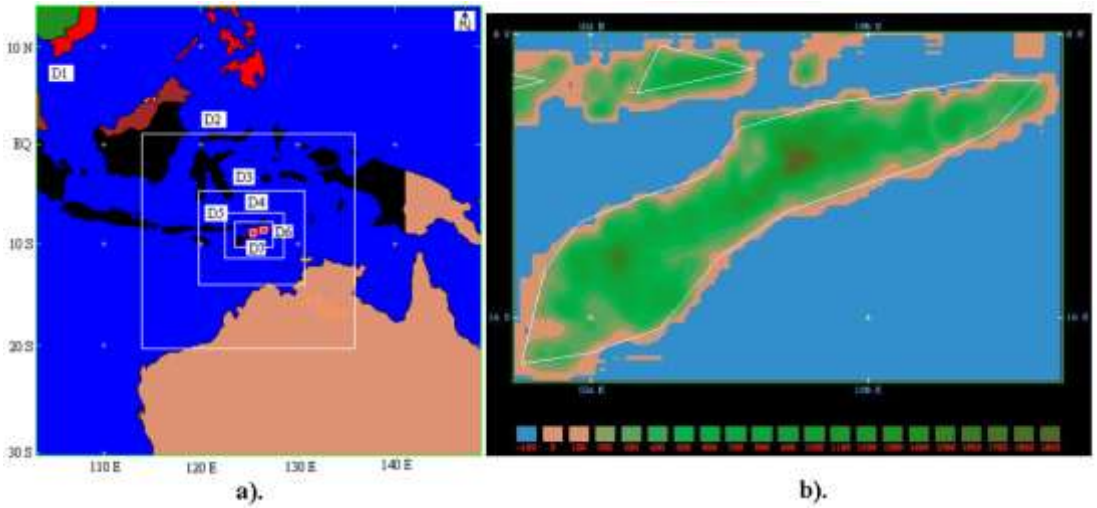


Figura 5.1-a): Representação do domínio mãe e encadeados, -b): O domínio 5.

Na figura 5.2-a) o mapa da intensidade média da velocidade do vento em terra (*onshore*) e no mar (*offshore*) obtido para o domínio D5 à cota de 80 metros da ilha de Timor (Timor-Leste e Timor-Ocidental Indonésio). A intensidade média da velocidade do vento está patente na figura 5.2-b) bem como a representação vetorial da velocidade média do vento.

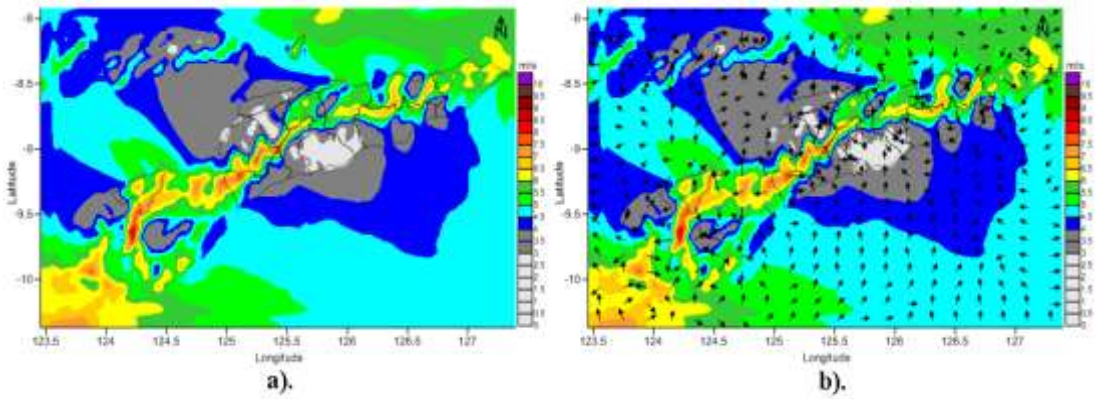


Figura 5.2-a): Mapeamento para o D5 (para cota de 80 m) dos seguintes parâmetros: intensidade média da velocidade do vento e -b): direção do vento predominante.

5.1.2 A análise da variabilidade inter-anual do clima de vento

Para garantir uma representatividade temporal das estimativas do potencial eólico apresentadas neste trabalho, foi efetuada uma análise da variabilidade inter-anual do escoamento atmosférico. Para tal recorreu-se aos dados climatológicos do vento de longo termo disponibilizados pela DNMG-MI de Timor-Leste. Os dados de vento desta estação meteorológica (EM) correspondem ao período de 2004 - 2012 com três registos diários de 09.00, 15.00 e 18.00 respetivamente, na cota de 10m de altura acima do nível

do solo, apresentado na seção 4.3 do capítulo anterior. A figura 5.3 apresenta os valores da velocidade média anual do vento obtidos no período mencionado.

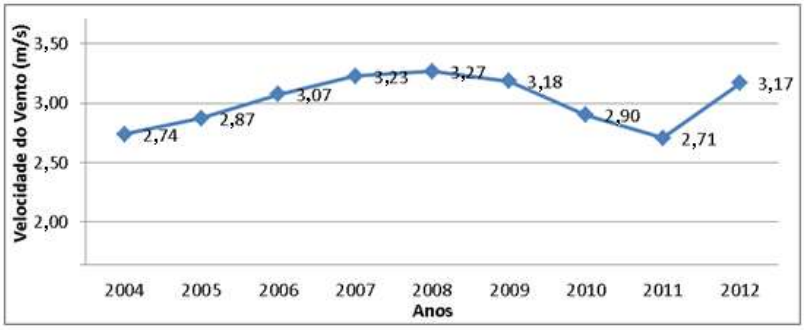


Figura 5.3: A velocidade média do vento inter-anual da EM[49] de Díli, à cota de 10m de altura.

Os dados de vento disponíveis da extensão do período em estudo para a EM de Díli é manifestamente inferior ao desejável, para ser representativo do escoamento atmosférico de longo termo, tornando-se necessário efetuar uma análise da variabilidade inter-anual. Segundo [Silva, 1996], quanto mais longo a duração de observação maior será a precisão das estimativas vê-se no ANEXO B-1 figura B-1.

Foi calculado o coeficiente de correlação (variabilidade) dos valores médios inter-anuais do vento longo termo no período 2004 – 2012, em três registos diários, entre o mastro anemométrica de EM de Díli do ano de referência de Dezembro 2008 a Novembro 2009 em que realizou a campanha experimental da empresa Martifer (Megajoule), permitindo relacionar as estações em estudo com caraterísticas de escoamento atmosférico semelhantes.

A aplicação da equação 5.1 permite analisar as médias estatísticas dos dados da velocidade do vento observado entre dezembro 2008 – novembro 2009 e do vento longo termo do ano 2004 – 2012 da EM de Díli, para determinar o coeficiente de variabilidade ($C_{variab.}$) do mapa médio do vento longo termo do potencial eólico.

$$C_{variab.} = \left[\left(\frac{\bar{x}_{anual}}{\bar{x}_{longterm}}\right) - 1\right] \times 100\% \qquad (5.1)$$

onde,

$\bar{x}_{anual}$ é velocidade do vento médio observado do ano 2009

$\bar{x}_{longterm}$ é velocidade do vento médio do longo termo (2004-2012)

[49] Estação Metereológica

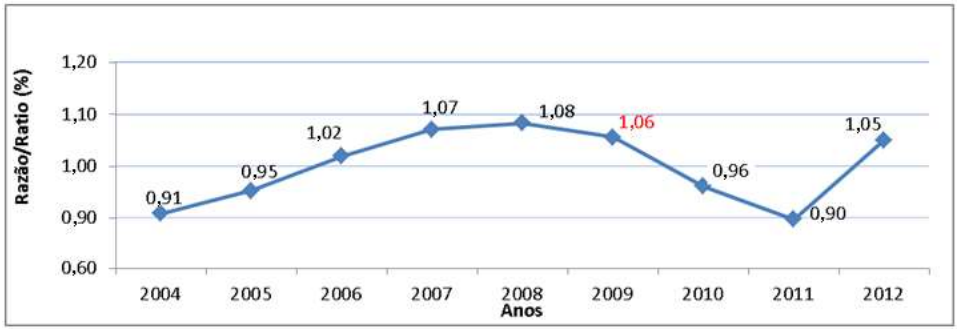


Figura 5.4: O coeficiente de variabilidade ($C_{variab.}$) do longo termo.

Verifica-se que, no período em análise, a velocidade do vento médio observado é cerca de 6% superior à velocidade vento médio de longo termo representado na figura 5.4: o coeficiente de variabilidade *(C_{variab})* do vento longo-termo. Assim, o coeficiente de variabilidade é aplicado aos dados de velocidade do vento simulado, sendo de 0,94, para que estes possam ser tão representativos quanto possível do escoamento de longo-termo. Serão estes dados que possibilitarão a construção do mapa médio do vento de longo termo. O $C_{variab.}$ do clima do vento longo-termo é 6% acima da média inter-anual calculada do vento climatológica do ano 2004 – 2012 da EM de Díli. Este valor deve ser retirado das séries do vento de entrada para corrigir o atlas do vento médio longo termo do modelo MM5 apresentado na figura 5.5.

Este resultado do atlas do vento médio de $3 \times 3\ km$ de resolução será utilizado posteriormente no processamento da plataforma de GIS para cruzamento de dados de restrições do terreno para obter o atlas do vento sustentável de Timor-Leste.

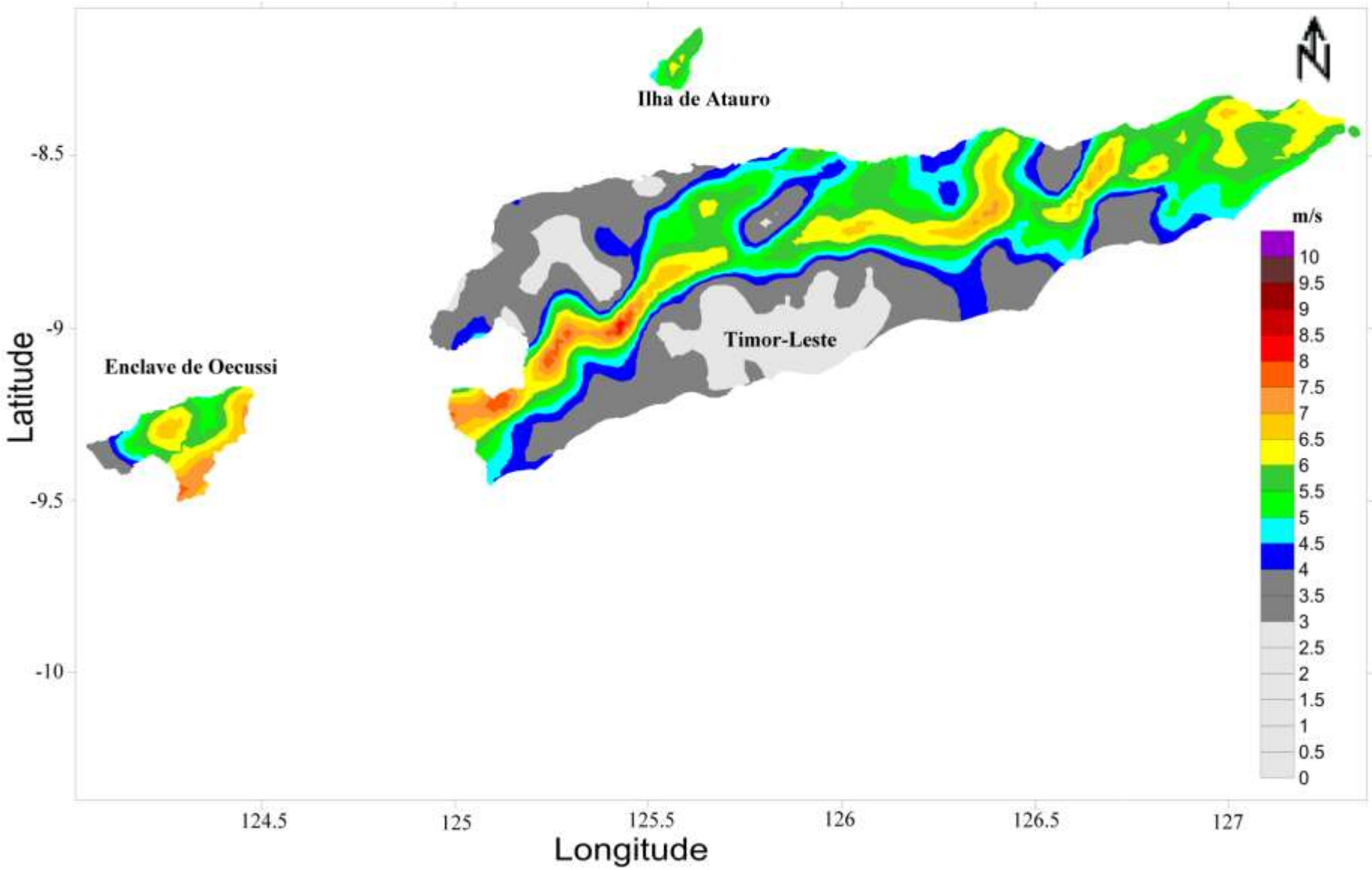


Figura 5.5: Atlas do vento médio longo termo de Timor-Leste

5.1.3 A validação do atlas de vento com dados observados em Timor-Leste

Nesta subseção é apresentado o processamento dos dados de vento das campanhas experimentais, bem como os resultados obtidos pelos modelos utilizados – meso escala e microescala. São ainda apresentadas as estimativas de produção energética dos dados observados e simulados.

Os dados de vento cedidos foram medidos às cotas de 31 e 61 metros tendo sido extrapolados para a cota de 80 metros. Na tabela 5.2 podem consultar-se as coordenadas de instalação das torres de medição e o mapa de localização da estação de referência correspondente na figura 4.4 do capítulo 4.

Os dados experimentais do recurso eólico utilizados para validação do atlas de vento foram cedidos pela Martifer (Gesto Energia – Megajoule) em Janeiro de 2013 conforme a carta disponibilizada no ANEXO E. De seguida foi necessário obter autorização (estritamente para fins de estudos académicos) do governo de Timor-Leste através da Secretaria de Estado de Eletricidade de Timor-Leste (SE-EDTL) em Julho de 2012 (carta de autorização apresentado no ANEXO F).

Tabela 5.2: Localizações das estações anemométricas

	Sistemas WGS84 Geográficas (º)	**Sistema WGS84 UTM Zone 51S (m)**
Estação	**Latitude/ Longitude**	**Latitude/Longitude**
Lariguto	-8,693150/126,373760	9037418/871337
Baucau	-8,442740/126,405320	9065118/875060
Bobonaro	-9,031960/125,298670	9000818/752699
E.M. Díli	-8,548379/125,527423	9054154/778233

As informações relativamente à altitude, à altura da instalação dos sensores de medição do vento (velocidade e direção) e outras caraterísticas relacionadas com a envolvente do local das torres apresentam-se na tabela 5.3.

Tabela 5.3: Altura das estações anemométricas

Estação	Altitude (m)	Altura de Velocidade (m)	Altura de Direção (m)	Observação
Lariguto	990	31 61	31 61	A estação localizada entre duas serras de grande declive (Anexo B figura B-3).
Baucau	442	31 61	31 61	A estação localizada no terreno plano suave com pouco declive e vegetação [Anexo B figura B-4).
Bobonaro	1,069	31 61	31 61	A estação localizado na cumeada da cordilheira entre serras de grande declive (Anexo B figura B-5).
E.M. Díli	12	10	10	A estação fica situada no plano costeiro norte com muita vegetação e edifícios, na proximidade do aeroporto de Díli.

As informações relativamente às imagens dos objetos redundantes nos locais das estações de referência em oito direções são apresentadas nas figuras em ANEXO B de Lariguto B-3; de Baucau B-4 e de Bobonaro B-5.

Os dados simulados do recurso eólico: a validação dos dados simulados é necessariamente realizado através de um mapa de vento mais refinado de $1 \times 1\ km$ de resolução, dos domínios D6 e D7 para a cota de 80 metros nas proximidades dos locais de referência, e pode ser visualizado na figura 5.6. No D6 encontra-se o local de instalação dos mastros da campanha experimental realizada pela empresa Megajoule em Lariguto e Baucau, e no D7, o mastro da campanha experimental realizada igualmente pela empresa Megajoule em Bobonaro.

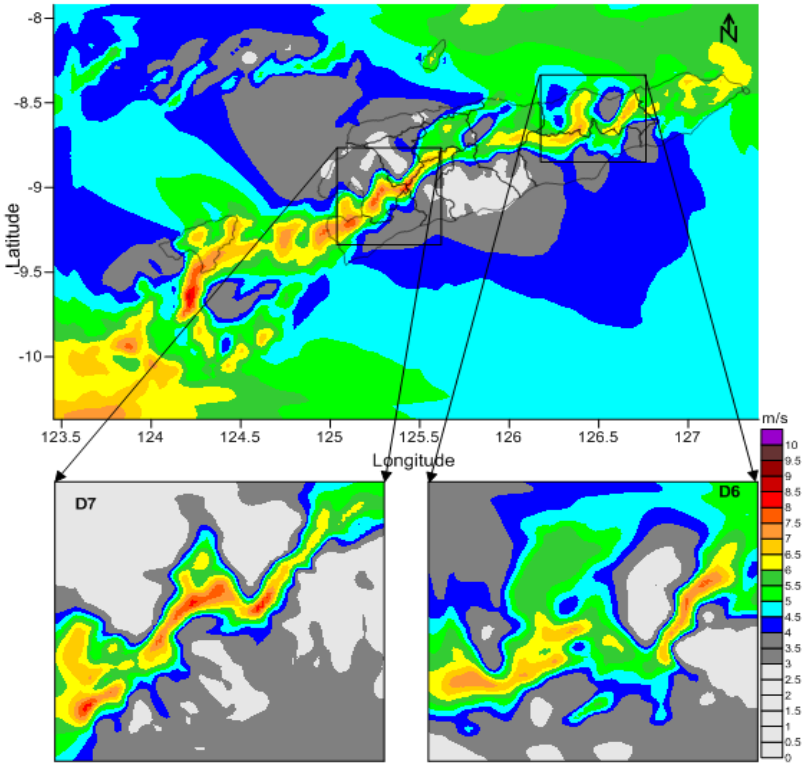


Figura 5.6: A representação do D6 e D7 na resolução de 1x1 km

A intensidade do vento do domínio D6, nas proximidades dos locais das estações de referência de Baucau e Lariguto, é superior a 6 m/s, com maior incidência nas cumeadas das cordilheiras montanhosas de Mundo Perdido, Ariana e Matebian como representado na figura 5.7-a); e 5.7-b), com o respetivo vetor do vento predominante.

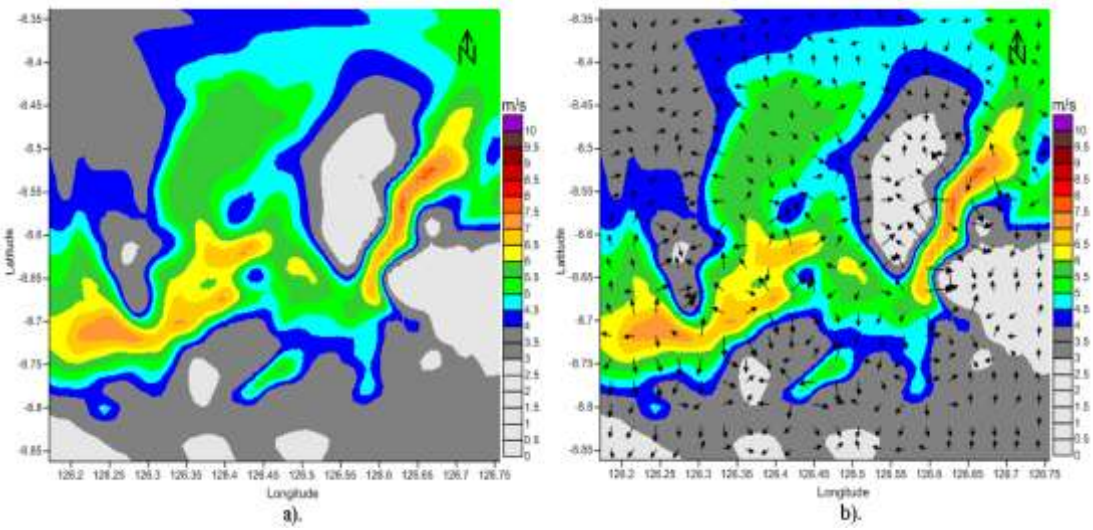


Figura 5.7-a): D6: A intensidade de vento; e -b): A direção de vento predominante

A intensidade do vento do local da estação de referência de Bobonaro é superior a 6 m/s, com maior incidência nas cumeadas das cordilheiras montanhosas de Tapo, Loelaco, Tatamailau e Kablaki (figura 5.8-a), e figura 5.8-b), com o respetivo vetor do vento predominante.

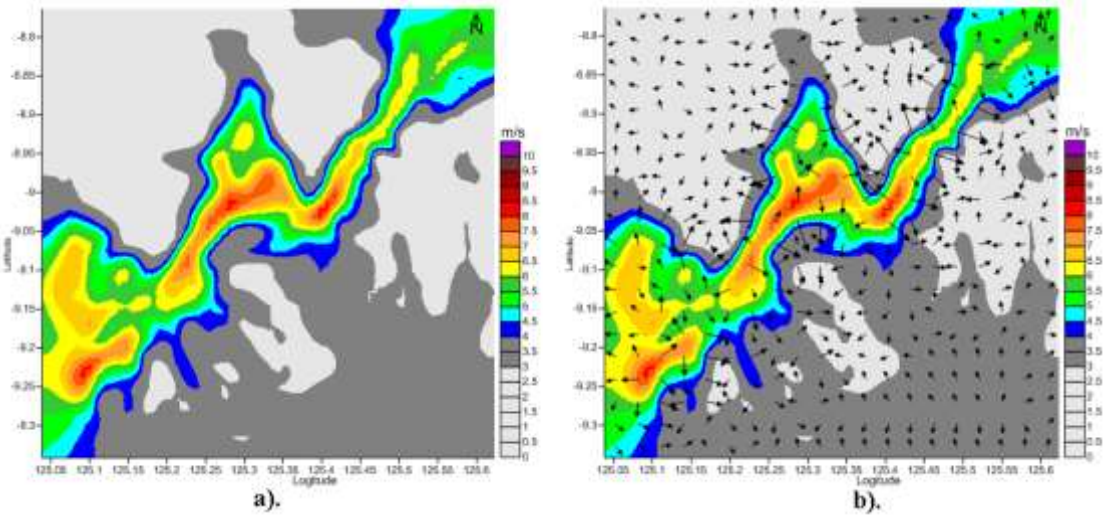


Figura 5.8-a): O D7: A intensidade de vento; e -b): Direção predominante do vento

<u>A validação dos dados:</u> os dados simulados do recurso eólico são provenientes da simulação do meso escala MM5 numa resolução mais refinada $(1 \times 1\ km)$ da localização da estação de referência no domínio D6 (Baucau e Lariguto) e D7 (Bobonaro) para efetuar a validação do modelo MM5. As séries do vento simulado e observado são processados numa escala temporal de uma hora, de forma a serem comparados.

A velocidade média das séries de vento simulado e observado das estações anemométricas são calculados com equação 5.2.

$$\bar{x}_{sim,obs} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} x_i = \frac{x_1 + x_2 + \cdots + x_n}{n} \tag{5.2}$$

onde, *n* é numero total das séries de vento e *i* são séries de vento (1,2,3, ...n)

Os desvios entre o vento simulado e o vento observado são calculados com a equação 5.3, e os resultados são apresentados na tabela 5.5.

$$Desvio = \frac{\bar{x}_{sim} - \bar{x}_{obs}}{\bar{x}_{obs}} \tag{5.3}$$

onde, $\bar{x}_{simul}$ e $\bar{x}_{obs}$ são médias das séries de vento simulado e observado.

A altura do vento de interesse corresponde a 80 metros (altura do rotor do aerogerador) e foi calculada por extrapolação vertical com base nos dois níveis medidos em cada estação como indicado na tabela 5.4. A extrapolação da velocidade do vento para nível de altura pretendido (80 metros no presente caso de estudo) foi efetuada através da lei de potências (equação 5.4), a qual permite representar o perfil de velocidades médias em terreno horizontalmente homogénio até ao topo da camada limite atmosférica.

$$\frac{v_{h2}}{v_{h1}} = \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^{\propto} \tag{5.4}$$

sendo h_1 e v_{h1} a altura (61 m) e velocidade de referência conhecidas, e v_{h2} a velocidade extrapolada para a altura h_2 (80 m) e, α o expoente da lei de potências (transposição vertical) calculado pela equação 5.5. [Simiu e Scanlan, 1996; Manwell et al., 2002]:

$$\propto = \frac{\ln\left({v_{h2}}/{v_{h1}}\right)}{\ln\left({h_2}/{h_1}\right)} \tag{5.5}$$

sendo v_{h2} a velocidade do vento à altura, h_2 61 metros e v_{h1} velocidade do vento à altura h_1 de 31 metros.

A velocidade do vento de três níveis dos dados de vento observados e simulados são apresentados na tabela 5.4. Os dados horários de velocidade e direção do vento compreendido entre dezembro de 2008 – novembro de 2009 dos três locais observados e simulado vê-se no ANEXO B (figura B-6 e B-7).

Tabela 5.4: A velocidade do vento de três níveis observado e simulado

Locais	**Altura (m)**	**Observado (m/s)**	**Simulado (m/s)**	**Desvio (%)**
Lariguto	31	5,63	6,83	21,3
	61	5,88	7,17	20,7
	80	5,99	7,28	21,5
Baucau	31	4,37	6,17	41,2
	61	5,11	6,62	29,5
	80	5,45	6,70	22,9
Bobonaro	31	6,37	5,96	-6,4
	61	6,66	6,24	-6,3
	80	6,77	6,35	-6,2

A correlação das séries de velocidade do vento, entre valores simulados e valores observados (horários) durante os anos de 2008-2009 é calculado pela equação 5.6, sendo que os dados processados em média horária são de 80 metros de altura.

$$Correl\left(v_{sim,}\, v_{obs}\right) = \frac{\sum(v_{sim} - \overline{v_{sim}})(v_{obs} - \overline{v_{obs}})}{\sqrt{\sum(v_{sim} - \overline{v_{sim}})^2 \sum(v_{obs} - \overline{v_{obs}})^2}} \times 100\% \qquad (5.6)$$

As séries do vento simuladas do MM5 são validadas com as séries do vento observado para ajustes de melhores parametrizações do modelo MM5. Na tabela 5.5 são apresentados os resultados da validação do modelo, o que permite efetuar ajustes e correções das melhores parametrizações no ANEXO A (Tabela A-1): os parâmetros utilizados no modelo MM5).

Tabela 5.5: A validação das séries de vento observado e simulado na cota 80 m de altura.

Locais	**Altura (m)**	**Observado (m/s)**	**Simulado (m/s)**	**Desvio (%)**	**Correlação (%)**
Lariguto	80	5,99	7,28	21,5	50
Baucau	80	5,45	6,70	22,9	83
Bobonaro	80	6,77	6,35	-6,2	68

Os perfis verticais do vento observado e simulado em três níveis de altura, 31 metros, 61 metros e 80 metros, nos locais de Lariguto, Baucau, Bobonaro apresentam-se na figura 5.9. Observa-se que a estação de Baucau apresenta maior crescimento de velocidade, derivado à altura, do que as restantes estações. Este facto deve-se à localização das estações anemométricas, especialmente devido às características orográficas locais, apesar da baixa rugosidade da região circundante das estações.

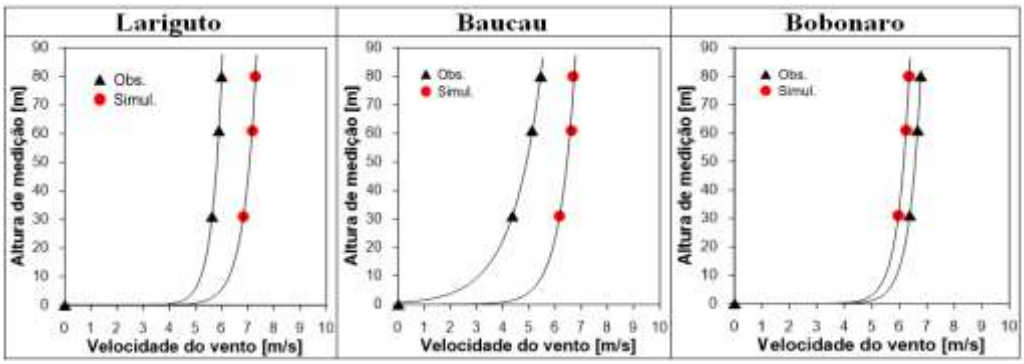


Figura 5.9: Perfil vertical do vento observado e simulado

Na figura 5.10 mostra-se o perfil diário do vento observado e simulado em três níveis de altura: 31 metros, 61 metros e 80 metros do local de Lariguto, Baucau e Bobonaro.

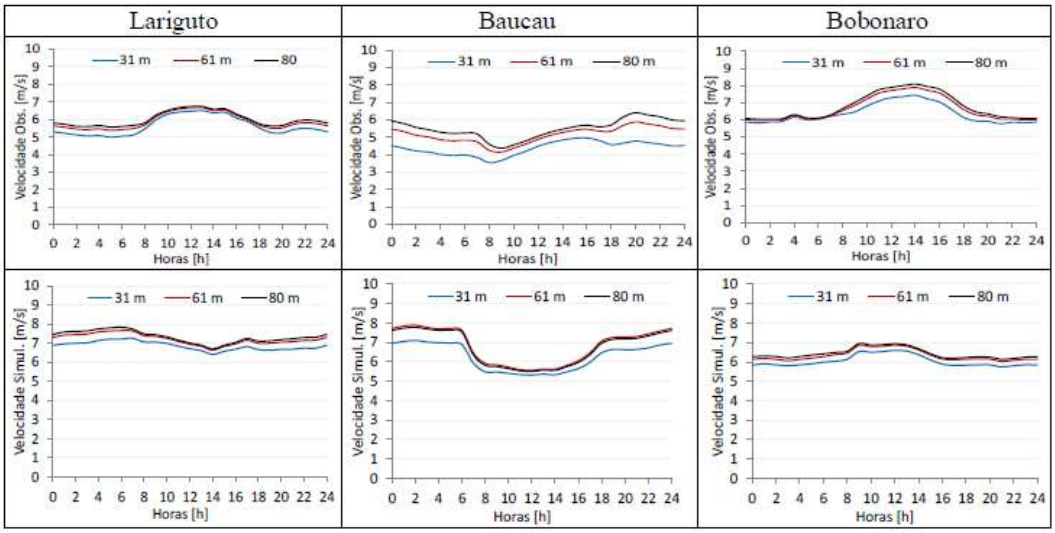


Figura 5.10: O perfil diário do vento observado e simulado

Na figura 5.11, mostra-se o perfil anual do vento de 80 metros observado e simulado, em três locais, onde ocorrem velocidades de vento superiores a 6 m/s nos meses de abril a outubro. No local de Bobonaro de janeiro – outubro, com exceção o mês de abril. No local de Baucau existe velocidade de vento superior ao 5 m/s com exceção dos meses abril e novembro.

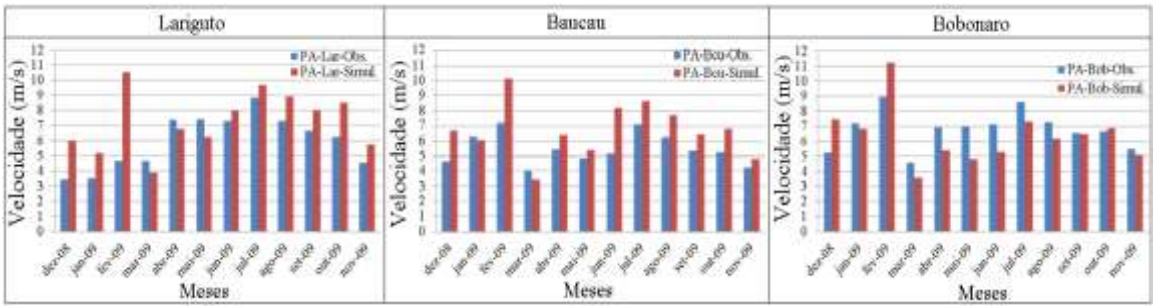


Figura 5.11: O perfil anual do vento observado e simulado

<u>Estimativas de produção</u>: Apresenta-se de seguida, a verificação dos resultados obtidos com o modelo do WAsP para a altura de 80 metros, com base nos dados processados em médias de uma hora – período correspondente aos registos dos valores experimentalmente observados, e simulados de produção energética para os três locais, com base nas caraterísticas de um modelo de turbina comercialmente disponível. Após o processamento

dos dados obtiveram-se os parâmetros estatísticos do vento correspondentes à distribuição de Weibull e rosas de ventos na figura 5.12 e 5.13.

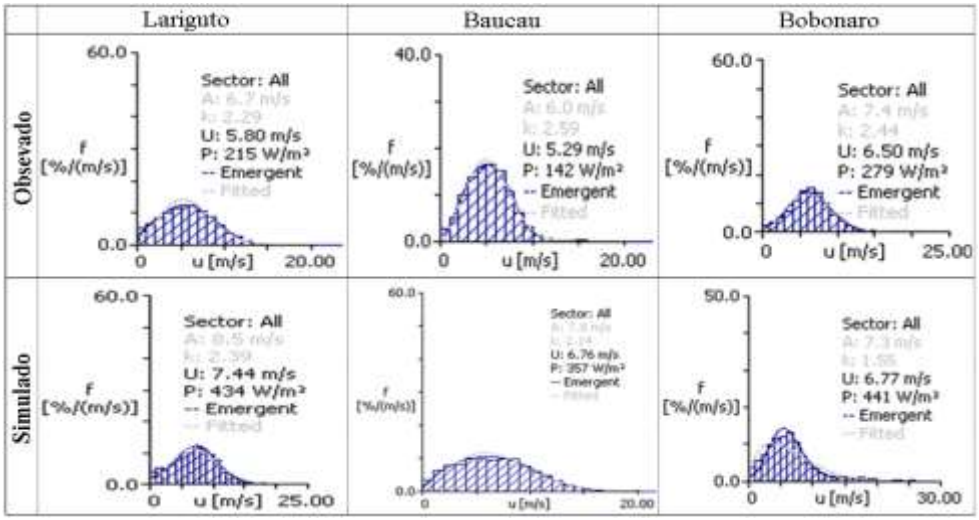


Figura 5.12: A distribuição do Weibull entre os dados observados e simulados de dezembro 2008 – novembro 2009.

As rosas de vento observadas e obtidas a partir do Atlas de vento nos três locais apresentam-se na figura 5.13, estando o setor dominante situado a su-sudeste (150°), representam cerca de 35%-65% dos registos do vento. Os dados de direção apresentam boa concordância embora se denotem alguns pequenos desvios, sendo os pequenos desvios atribuídos à complexidade do terreno dos locais em estudo, especialmente em Bobonaro.

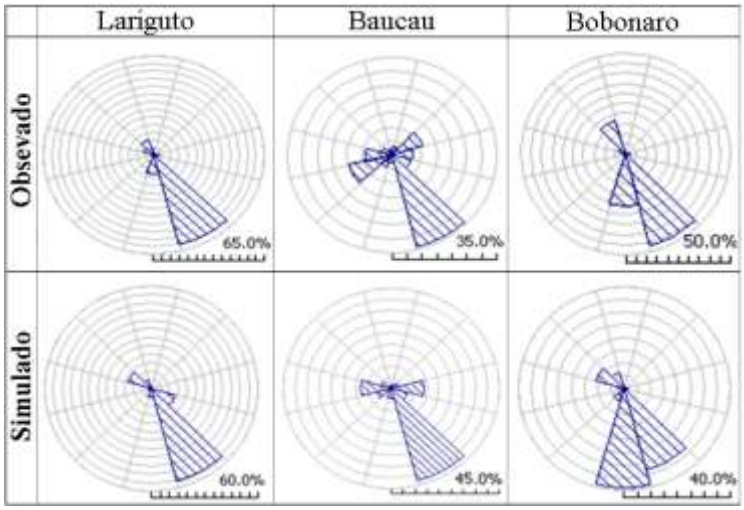


Figura 5.13: As rosas de ventos observados e simulados de dezemb. 2008 – novemb. 2009.

5.2 Georreferenciação e processamento dos constrangimentos do terreno

A aplicação da metodologia descrita no capítulo 4 ao território de TL exige georreferências de todos os fatores condicionantes do desenvolvimento e exploração de parques eólicos, por forma avaliar, numa perspetiva sustentável, o recurso energético do país. Os constrangimentos do terreno constituem todos os condicionantes e restrições do terreno, a serem considerados e filtrados no cálculo do potencial eólico sustentável através do Sistema de Informação Geográfica selecionado para este trabalho – ArcGIS. Para este cálculo recorreu-se uma metodologia baseada na criação de máscaras (*layers*) de classificação binária, onde 0 é um ponto que não cumpre a condição estabelecida e 1 é um ponto que cumpre a condição estabelecida.

Foram considerados o parque nacional e zonas de áreas protegidas, estradas nacionais e distritais, rede elétrica nacional, declives do terreno, limites de cidades e áreas urbanas, pista do aeroporto e delimitação da fronteira terrestre. Todos os constrangimentos do terreno foram digitalizados de forma georreferenciada.

5.2.1 O parque nacional e zonas protegidas

O parque nacional de Nino Koni Santana é uma zona de conservação da natureza e o seu ecossistema original está implementado em sistemas de zoneamento. É utilizado para atividades de pesquisa, ciências, educação e mérito ambiental definido no capítulo anterior subseção 4.5.1 do capítulo 4. As imagens *raster* das áreas protegidas foram digitalizadas de forma georreferenciada e representadas na figura 5.14, mas também mais detalhadamente no ANEXO D.

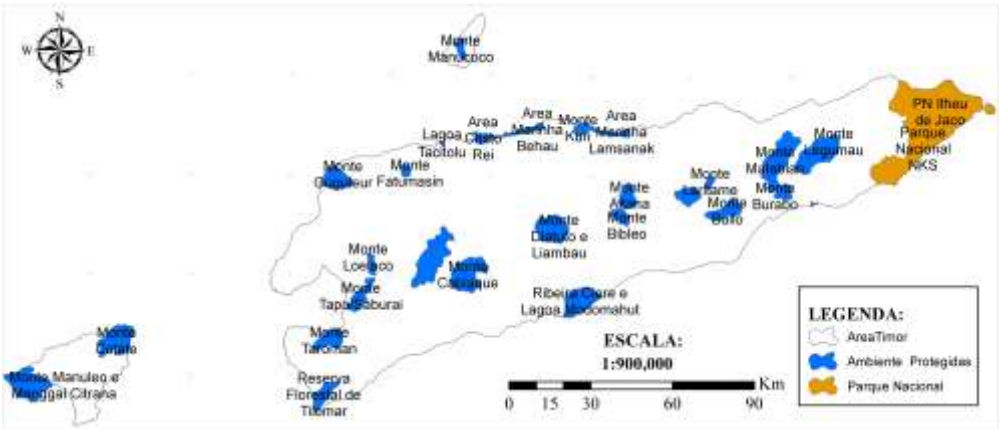


Figura 5.14: Áreas de ambiente protegidas

5.2.2 As estradas nacionais e distritais

Os dados de estradas foram fornecidos pela Direção de Estradas, Pontes e Controlo de Cheias (DEPCC) da Secretaria de Estado das Obras Publicas (SEOP) - MI em 2013, definido no capítulo anterior subseção 4.5.2. As restrições e condicionantes do plano, sobre estradas nacionais e distritais, foram digitalizados de forma georreferenciada e representados na figura 5.15. Incluem-se o enclave de Oecussi e a Ilha de Atauro, além dos troços de estradas nacionais e distritais.

Figura 5.15: Estradas de Timor-Leste

As linhas rodoviárias nacionais e distritais são filtradas com espaçamento (*buffer*) de 15 metros do eixo, correspondente à distância de segurança a considerar na seleção de áreas de interesse.

5.2.3 Rede elétrica nacional

Os dados do sistema elétrico de produção e transporte de Timor-Leste fornecidos pela Direção Nacional de Produção e Transporte (DNPT) da SE-EDTL, em 2012, foram igualmente reproduzidos (digitalizados) e georreferenciados e encontram-se representados na figura 5.16. As linhas de transmissão elétrica em torno da ilha são filtradas com espaçamento (*buffer*) 15 metros, tal como no caso das linhas rodoviárias.

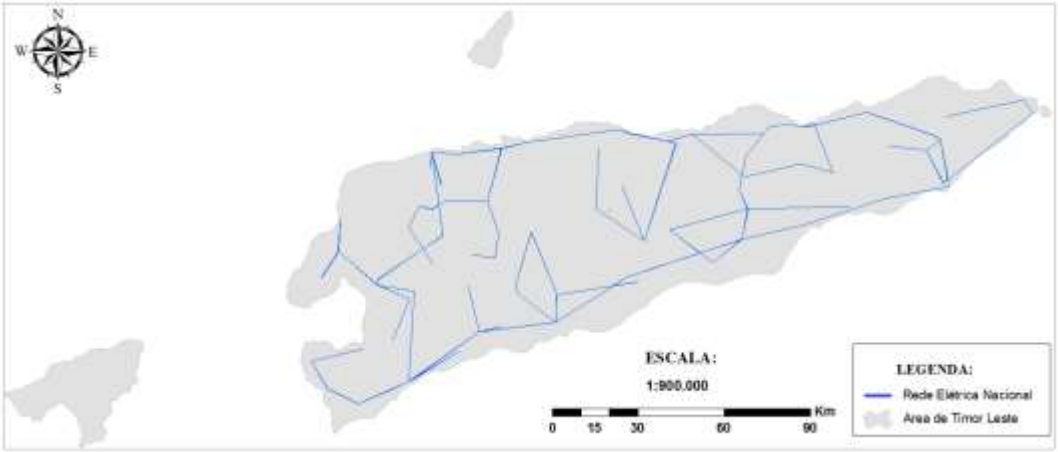


Figura 5.16: Rede elétrica nacional

5.2.4 As áreas urbanas de vento

Os resultados obtidos nas simulações de mesoscala apresentam várias áreas urbanas (e.g. distritos e subdistritos), onde existe potencial eólico adequado. No entanto, estas zonas não deverão ser consideradas para a instalação de PEs. Assim, estas zonas foram filtradas e excluídas, com condições definidas no Anexo A-4-3. Na figura 5.17 mostram-se as restrições e condicionantes do plano sobre áreas urbanas com elevado potencial eólico, apresentando-se as áreas de potencial correspondentes na tabela 5.6.

Figura 5.17: Áreas urbanas com elevado potencial eólico excluído do potencial sustentável do desenvolvimento de parques eólicos.

5.2.5 A zona de proteção do aeroporto e fronteira terrestre

A zona do aeroporto localizado em Baucau, encontra-se localizada numa área com elevado potencial eólico. Assim, houve a necessidade de definir uma zona de proteção da pista de tráfego aéreo e envolvente do próprio aeroporto com aplicação do programa *buffer* do ArcGIS. Devido à ausência de aspetos legais em Timor-Leste, assumiram-se as

seguintes dimensões da área de proteção do aeroporto de Baucau (A_{PA}): duas vezes comprimento da pista ($2C_p$); quatro vezes largura da pista ($4L_p$); o comprimento da pista é de (C_p) = 2.500 metros e a largura da pista de (L_p) = 150 metros.

O resultado processado é apresentado na figura 5.18-a) e os valores das zonas excluídas na tabela 5.6.

$$A_{pa} = 2C_p + 4L_p \tag{5.7}$$

As zonas da fronteira terrestre encontram-se na figura 5.18-b), localizado em duas zonas, numa área com elevado potencial eólico. Assume-se uma zona de proteção de ambos os lados da fronteira terrestre com um raio de 500 metros da zona de proteção das linhas fronteiras com aplicação do programa *buffer* do ArcGIS. O resultado processado e filtrado, é apresentado na figura 5.18-b).

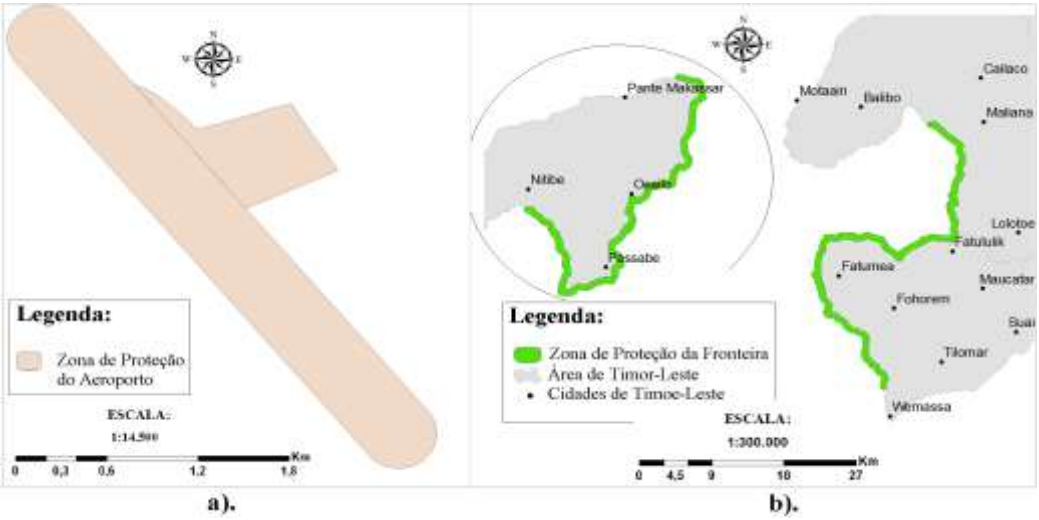


Figura 5.18-a): Zona de proteção da pista do aeroporto; -b): Linha da fronteira

5.2.6 A união das áreas de restrição

O total das áreas das restrições do terreno (A_{TR}) são processadas no modelo ArcGIS como se vê no ANEXO A-4, figura A-3. A soma de todas as áreas de restrições (A_{TR}) está apresentada na tabela 5.6, nomeadamente: o parque nacional e as áreas protegidas *(A_{AP})*, as estradas nacionais e distritais (A_E), a rede elétrica nacional (A_{REN}), as áreas urbanas distritos e subdistritos (A_{UDS}), as fronteiras terrestres (A_{FT}), e a pista do aeroporto (A_{PA}), com os seus respetivos condicionantes definidos e estabelecidos. O total das A_{TR} é calculado com base na equação 5.8.

$$A_{TR(i,j)} = \sum_{i=lon_i}^{lon_f} \sum_{j=lat_i}^{lat_f} \left(A_{AP(i,j)} + A_{E(i,J)} + A_{REN(i,j)} + A_{UDS(i,j)} + A_{FT(i,j)} + A_{PA(i,j)}\right) \quad (5.8)$$

onde,

(i,j) representa as coordenadas de cada célula de malha do cálculo;

se $A_{TR(i,j)} = 0$, o ponto *(i,j)* é uma área de preferência (não é uma restrição);

se $A_{TR(i,j)} \geq 1$, o ponto *(i,j)* é uma área de rejeição (é uma restrição).

Tabela 5.6: Áreas de restrição

Nº	**Zonas de Proteção**	**Designação**	**Distância do *Buffer* (m)**
1	Parque nacional e áreas protegidas	A_{AP}	Áreas do polígono
2	Estradas nacionais e distritais	A_E	15
3	Rede elétrica nacional	A_R	15
4	Zonas urbanos distritos	A_{UD}	2.000
5	Zonas urbanos subdistritos	A_{US}	1.000
6	Zonas de fronteira terrestre	A_F	500
7	Zonas de pista do aeroporto	A_{PA}	2(2.500) x 4(150)

O processamento desta informação e aplicação de filtros foi efetuado com o programa *ArcGIS*. A representação da união das áreas de restrição considerada encontra-se figura 5.19.

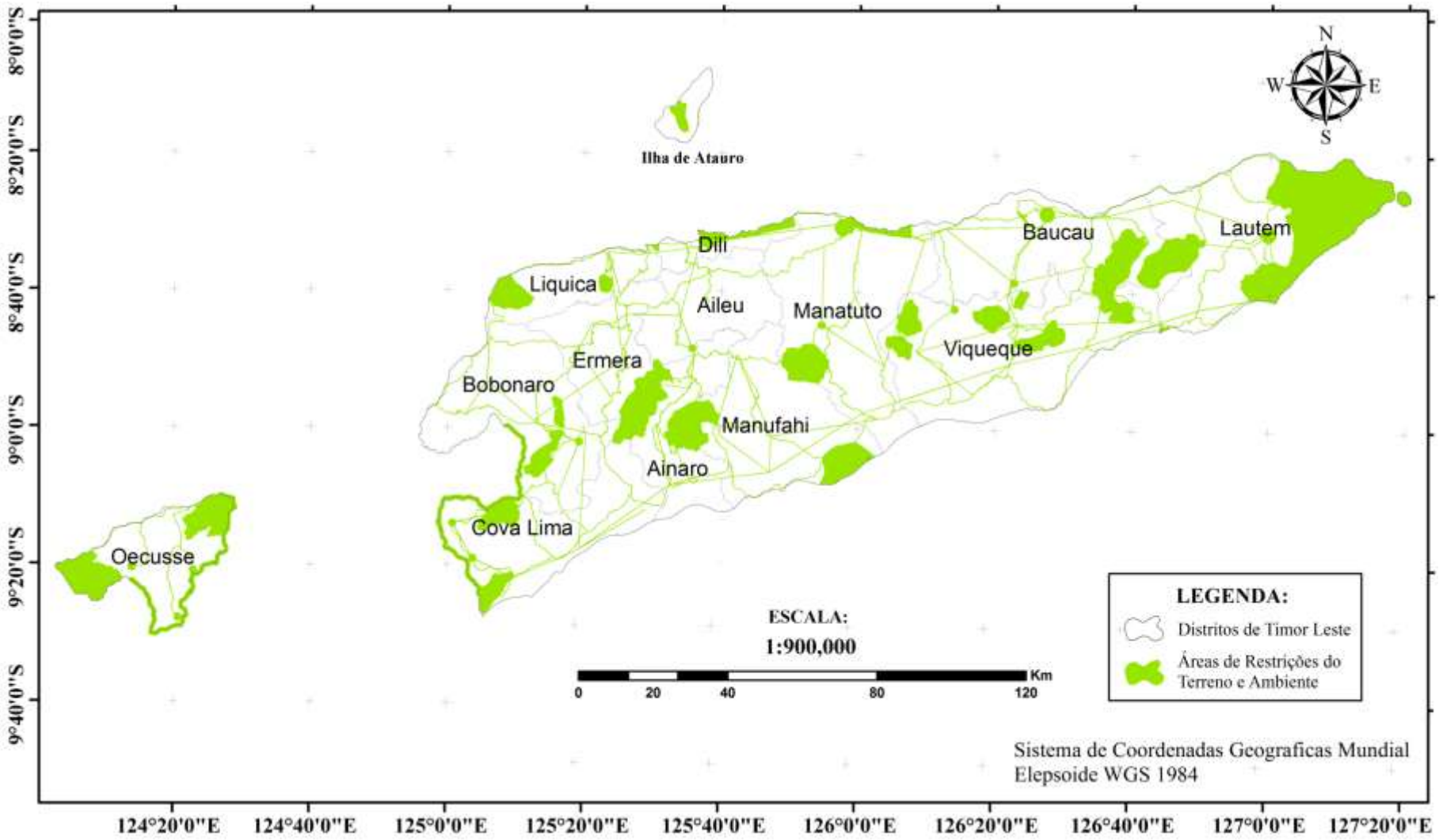


Figura 5.19: A união das áreas de restrições ao desenvolvimento de PEs

5.2.7 Avaliação do declive do terreno

Timor-Leste é caraterizado por ter um terreno complexo e acidentado com declives muito acentuados. O declive do terreno foi calculado com base no mapeamento do terreno (orografia), tendo-se aplicado um filtro para excluir as zonas com valores superiores a 15% (restrições e condicionantes sobre o terreno de TL). Dado que esta informação deriva da orografia do terreno, o declive do terreno, é processada numa grelha de pontos geo-referenciados (formato comumente denominado de *raster* nas plataformas de Informação Geográfica), obedecendo por isso a uma topologia distinta das restrições anteriormente descritas, as quais são caracterizadas por polígonos e linhas (formato comumente denominado de *vectorial* nas plataformas de Informação Geográfica).

O resultado é apresentado na figura 5.20, no interior da ilha nas montanhas onde ocorrem ventos favoráveis, situados em declives superiores a 15%. Assim a seleção dos locais para desenvolvimento de PEs considera somente os terrenos com declives inferiores a 15% para um mais fácil acesso aos locais. Para além das dificuldades de acesso e instalação de equipamentos em terrenos com declive superior a 15%, 20% ocorrem também fenómenos tridimensionais no escoamento atmosférico e intensidades de turbulência elevadas, os quais desaconselham a instalação de turbinas eólicas nestas regiões.

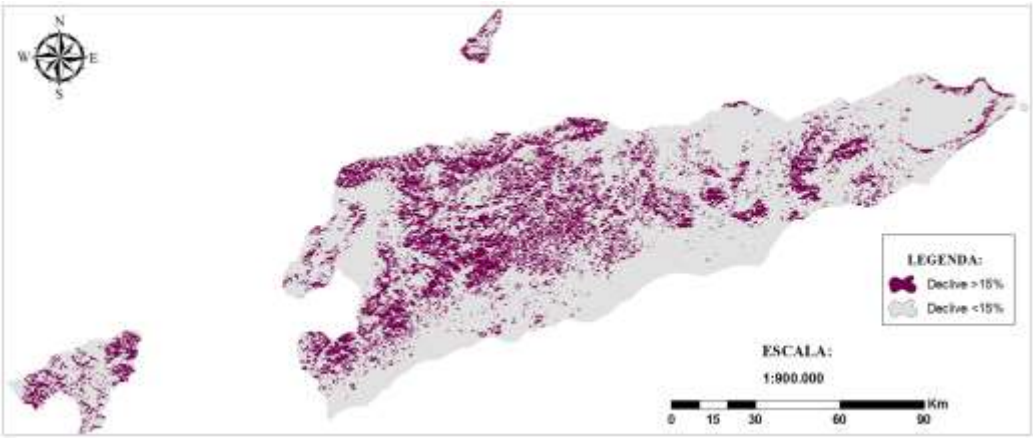


Figura 5.20: Declive do terreno

É de referir que a grelha do terreno base utilizada para o cálculo dos declives foi processada com modelo MM5 do D5 e gerada com um espaçamento (resolução) de $3 \times 3\ km$, o que conduziu a que muitos elementos orográficos fossem filtrados.

Muito embora se tenha posteriormente construído novas grelhas de pontos, desta

vez com discretização mais refinada (maior resolução), por forma a poder efetuar operações com outras grelhas de recurso com este espaçamento, o problema manteve-se, originando um mapa de declives consideravelmente mais liso, como se mostra na figura 5.20.

5.2.8 Caraterização das Turbinas Eólicas

A seleção das turbinas a utilizar como "turbina-teste" foi efetuada tendo como base o desempenho verificado (curva de potência) para as velocidades mais baixas, tendo-se comparado os modelos (Vestas); V80, V90 e (Nordex) N90 (figura 5.21). As curvas de potência e de coeficiente de *Thrust* utilizadas neste trabalho foram obtidas recorrendo à base de dados existente no LNEG (informação que foi sendo disponibilizada por fabricantes ao longo dos últimos anos) e referem-se à densidade do ar padrão [LNEG, 2016].

Verifica-se que, a turbina V90 funciona melhor nas velocidades mínimas de vento, (pelo fato de ter a maior área de varrimento), como é o caso de Timor-Leste, em que a velocidade média do vento ao longo do ano varia entre 5 e 7 m/s.

Especificação técnica da turbina: Potência nominal de 2.000 kW; Velocidade de *Cut-in* 4 m/s; *Rated wind speed* 12 m/s; velocidade de *Cut-out* 25 m/s; torre tubular*;* altura da torre de 80 metros.

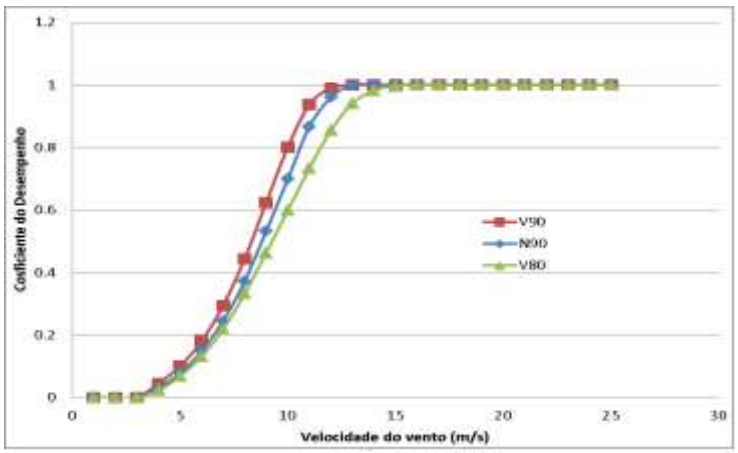


Figura 5.21: Identificação da turbina [LNEG, 2016]

5.2.9 Atlas sustentável do vento

Para a construção do atlas do vento sustentável, parte-se do mapa da intensidade do vento superior a 6 m/s, o qual é intersectado com o mapa do número do NEPs, superior a 2.200 horas (assumido como o limite da rentabilidade de turbinas eólicas em

TL). O resultado deste procedimento é apresentado na figura 5.22.

O mapa do vento sustentável *($A_{Vsust.}$)*, apresentado na figura 5.23, é a área do resultado de processos de interseção (multiplicação binário) do programa ArcGIS entre: a área total de TL *(A_{TL})* na tabela 5.7, o inverso do atlas de intensidade do vento e NEPS *(A_V)* (figura 5.22); o declive do terreno *(A_D)* (figura 5.20); e a união das áreas de restrições *(A_{TR})* (figura 5.19) expresso na equação 5.9.

$$A_{Vsust(i,j)} = \sum_{i=lon_i}^{lon_f} \sum_{j=lat_i}^{lat_f} \left(A_{TL(i,J)} \times \left(1 - A_{V(i,j)}\right)\left(1 - A_{D(i,j)}\right)\left(1 - A_{TR(i,j)}\right)\right) \qquad (5.9)$$

onde,

lon representa a longitude, *lat* representa a latitude e os índices *i* e *f* representam pontos iniciais e finais, respetivamente.

O total da área do vento de Timor-Leste, superior a 6 m/s numa área de 2.479 km^2 equivalente a 16,6% do total da área terrestre do país incluindo o enclave de Oecussi e a ilha de Atauro. A área total do PES de Timor-Leste está resumida na tabela 5.7. Isto significa que, quase metade do recurso do vento disponível de Timor-Leste é considerada sustentável ao seu aproveitamento.

Tabela 5.7: Áreas do vento de 3×3 km do D5

Áreas	**Area (10x10 m^2)**	**Área km^2**	**Observações**
Área total de TL	149.242.631 (pixeis)	14.924,26	
Área do vento >6m/s	24.794.464 (pixeis)	2.479,44	16,6% da área de TL
Área do vento sustentável	11.575.187 (pixeis)	1.157,52	46,7 % da área total do vento > 6m/s e 8% da área de TL

Na figura 5.23 representa o Atlas do Potencial de Vento Sustentável na classificação >6 m/s e NEPS > 2.200 horas-ano, e na figura 5.24 representa o Atlas do Potencial Energético Sustentável de Timor-Leste em termos de classificação do NEPS > 2.200 h/ano.

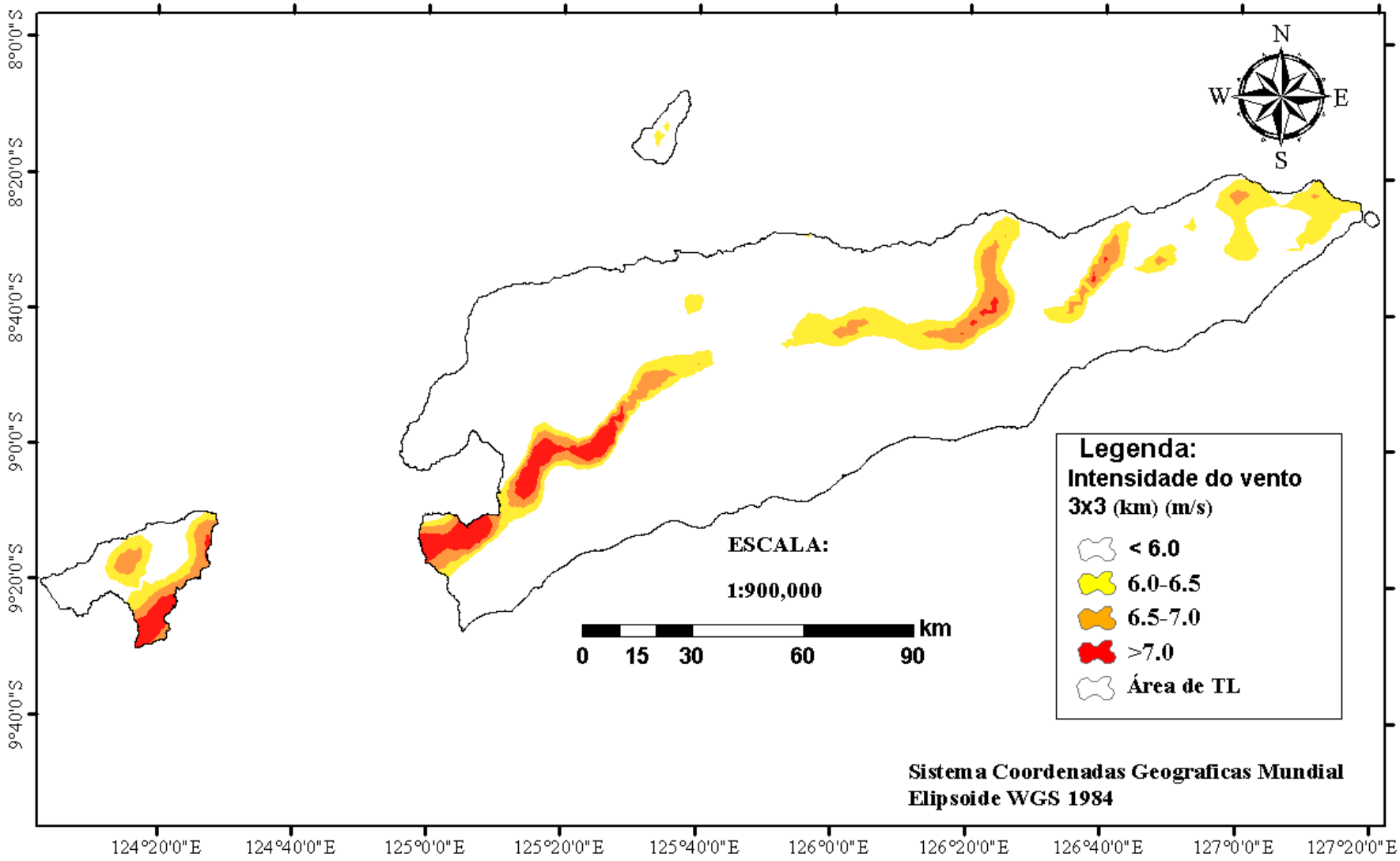


Figura 5.22: Atlas da intensidade do vento médio longo termo (componente horizontal) superiores a 6 m/s de Timor-Leste

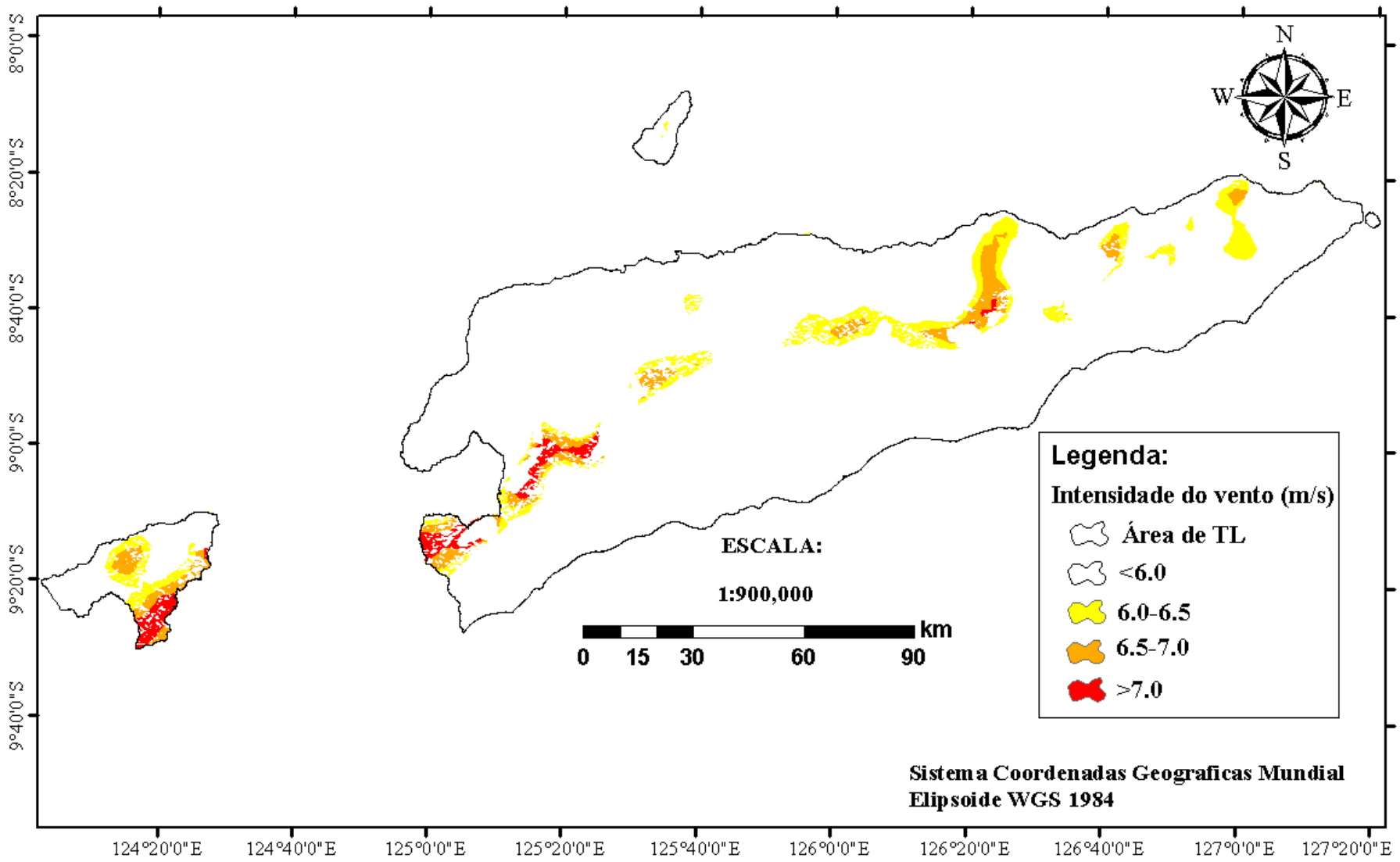


Figura 5.23: Atlas do vento médio longo termo sustentável (componente horizontal) de Timor-Leste

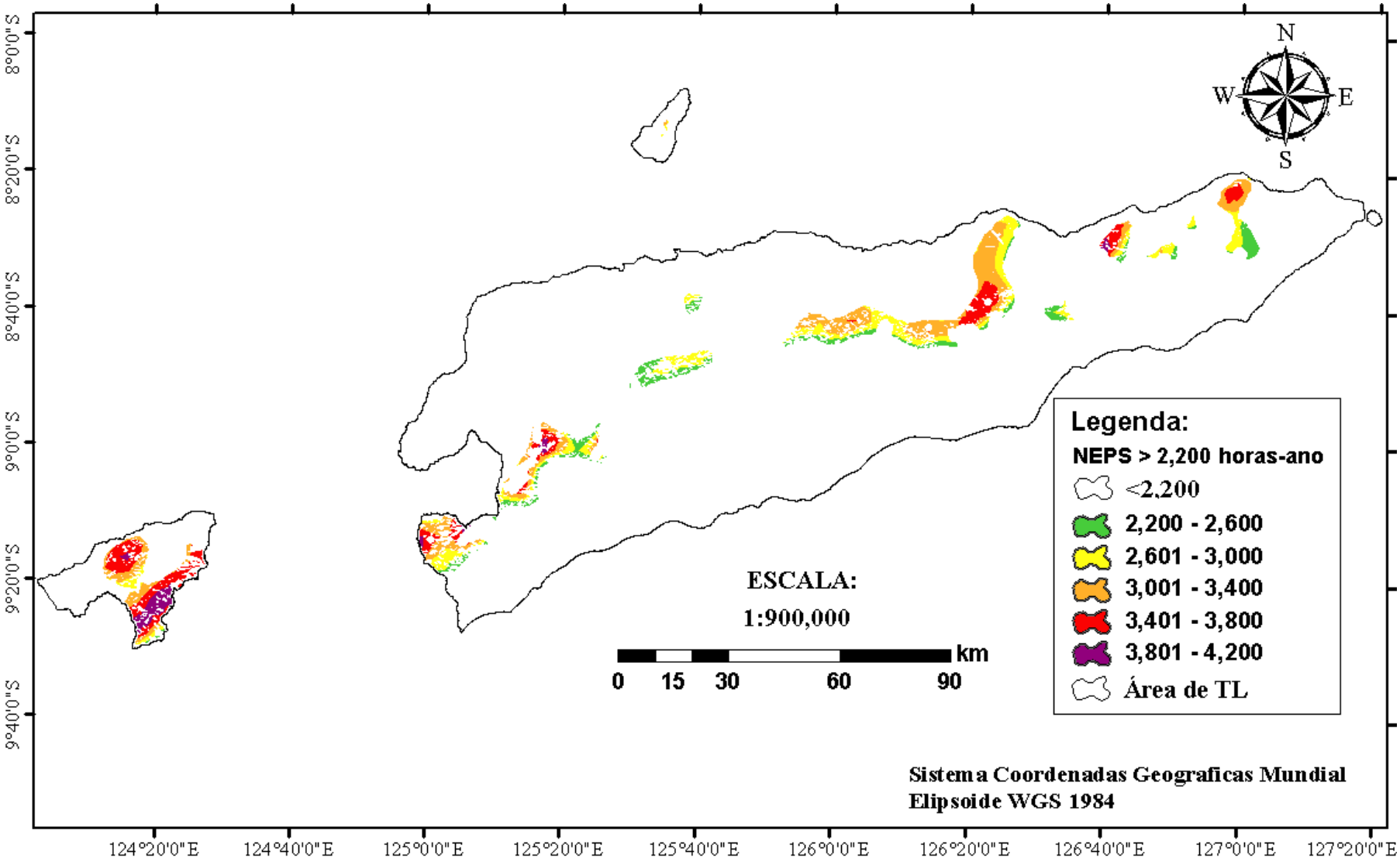


Figura 5.24: Atlas do potencial energético sustentável do vento – NEPS de Timor-Leste

5.3 A identificação de áreas de Potencial Eólico Sustentável

Nesta subseção apresenta-se o cálculo do PES de Timor-Leste, tendo-se optado por apresentar os resultados por tipo de divisão administrativa; distritos, subdistritos e sucos (as respetivas distribuições da população apresentado no ANEXO B-3), inclusivamente a ZEESM de Oecussi e a ilha de Atauro. Para a determinação do PES recorreu-se à definição de fatores de ocupação do solo obtidos com base nesta e na distribuição populacional das regiões em análise.

5.3.1 A determinação do PES em Timor-Leste

O PES de Timor-Leste é calculado com base na metodologia do GIS apresentada na seção 4.4 do capítulo 4, calculado para a globalidade do território de Timor-Leste. Este é processado através da determinação do potencial sustentável do vento, através do modelo geográfico ArcGIS, por áreas de divisões administrativas.

O PES para a globalidade do território de Timor-Leste é de 2.824 MW, o qual corresponde a 1.412 turbinas com potência nominal de 2 MW. Sendo o resultado da determinação do PES este é utilizado para o cálculo do fator de ocupação do solo para subdistritos e sucos, apresentado em ANEXO B-4. A identificação do potencial eólico por áreas administrativas é designada por potencial eólico sustentável (PES) de TL.

O enclave de Oecussi e a ilha de Atauro constituem uma Zona Especial de Economia e Social de Mercado (ZEESM), tal como a Região Administrativa Especial de Oe-Cusse Ambeno e Atauro. Estas áreas foram tratadas de forma individualizada para avaliação do PES.

O Potencial Eólico Sustentável por distritos: o resultado simulado do PES por distritos (equivalente à camara municipal) apresenta-se na figura 5.25 com os demais potenciais eólicos por distrito como se vê no ANEXO B-5 (tabela B-2), onde esta informação está apresentada com maior detalhe. Pode ver-se que os distritos com potencial sustentável mais elevado correspondem a Oecussi (666 MW), Baucau (566 MW) e Lautem (324 MW).

Figura 5.25: PES por distrito

O PES por subdistritos: os resultados simulados do PES por zonas administrativas em subdistritos (postos administrativos) na figura 5.26 apresentam maior potencial no subdistrito Pante Makasar A - Oecussi de 201 MW, Venilale - Baucau de 189 MW, Fatumean - Covalima de 175 MW, Moro - Lautem de 173 MW. O PES disponível, por subdistritos de Timor-Leste, é apresentado no ANEXO B-5 (tabela B-3) com a informação em detalhe.

Figura 5.26: PES por subdistrito

O PES por sucos: os resultados simulados do PES, por zonas administrativas em sucos (equivalente à freguesia) de todo o território de Timor-Leste (figura 5.27) apresentam o maior potencial no suco de Parlamento-Lautem de 124 MW, no suco de Laline - Viqueque de 114 MW, no suco de Taiboko II – Oecussi de 106 MW, Cribas - Manatuto de 100 MW. O ANEXO B-5 (tabela B-4a até B-4d) inclusive os sucos de Oecussi, se apresenta esta informação com maior detalhe.

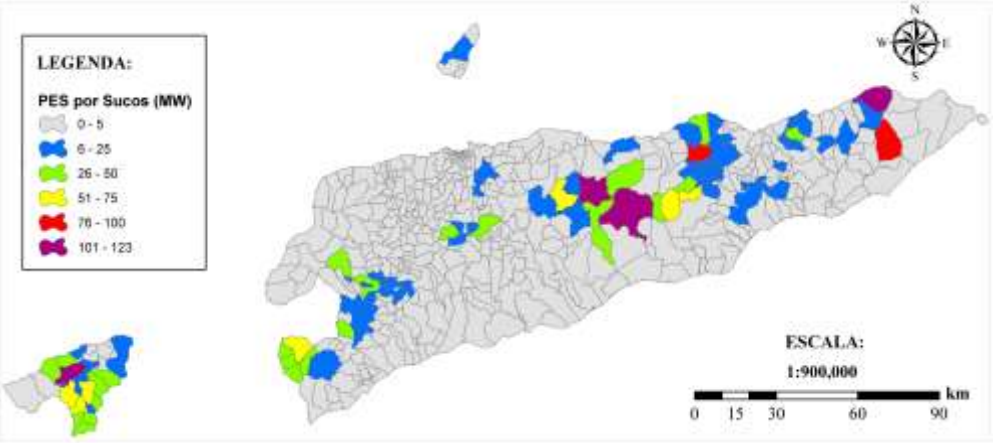


Figura 5.27: O PES por sucos

5.3.2 O enclave de Oecussi

Oecussi, também conhecida por Oecussi-Ambeno, é um dos 13 distritos administrativos de Timor-Leste, localizado na costa norte de metade ocidental da ilha de Timor, constituindo o enclave de Oecussi, uma vez que está separado do resto do país pela província Indonésia, local onde desembarcaram os primeiros Portugueses na ilha. O território conta com 64.025 habitantes [NSD, 2010] numa área de 815 km^2 e a capital é a cidade de Pante Makassar.

O governo Timorense, através do decreto-lei n.º 3/2014 de 18 de Junho, "Cria a Região Administrativa Especial (RAE) de Oe-Cusse - Ambeno e Atauro", mas também estabelece a Zona Especial de Economia Social de Mercado (ZEESM) [ZEESM-RAE, 2014]. A figura 28-a) representa o plano mestre com o objetivo de desenvolvimento de cariz socioeconómico, de promoção da qualidade de vida e bem-estar da comunidade.

Contará também com o aproveitamento do plano de desenvolvimento das ERs, onde se inclui o potencial do vento, sendo, no entanto, necessária uma prévia avaliação técnica de forma a caraterizar o potencial eólico no mar (*offshore*) e em terra (*onshore*), de forma a implementar parques eólicos na região de Oecussi, com data previsível de conclusão para 2019, segundo o documento (em língua Tetun) da figura 5.28-b) [Hamutuk, 2013]. “Que pretende efetuar uma avaliação de caraterizarção do potencial eólico no mar (*offshore*) e na terra (*onshore*)” na região de ZEESM.

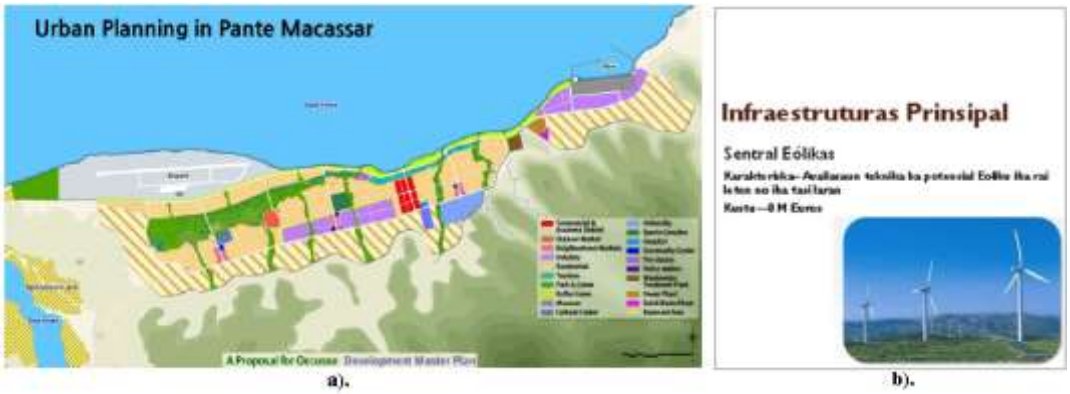


Figura 5.28-a): Plano mestre de ZEESM; -b): ERs [Hamutuk, 2013].

<u>O PES de Oecussi</u>: o estudo revela que o maior potencial eólico se situa no distrito do enclave de Oecussi, nas cordilheiras montanhosas de Passabe, Oesilo, Cutete e Nitibe (figura 5.29-a)), com um potencial do vento sustentável e aproveitável de 666 MW (figura 5.29-b)). No que diz respeito ao número de horas em que existe consistência da velocidade do vento ao longo do ano (NEPS), (figura 5.29-c)) mostra que as montanhas de Nitibe, Passabe, Oesilo e Cutete, revelam grande potencial. Apesar de o terreno apresentar declives acentuados que dificultam o seu desenvolvimento, a importância da política de fontes energéticas sustentáveis emergentes está a ser considerada a médio e longo prazo.

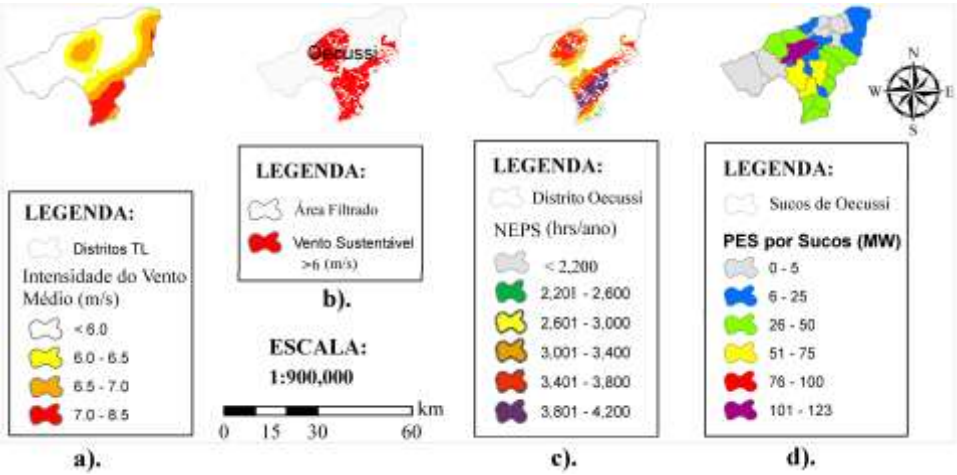


Figura 5.29: PES do enclave de Oecusse

Os resultados do cálculo do potencial eólico sustentável por divisões administrativas nos sucos (figura 5.29-d)), apresentam o maior potencial eólico sustentável localizado na zona 5 do suco de Taiboco II de 106 MW, sendo que os restantes sucos de Lelaufe apresentam 54 MW, Usitasae de 52 MW. O ANEXO B-5 (tabela B-4d) apresenta esta informação com mais detalhe.

O potencial total sustentável do vento disponível em toda a região de Oecussi são 666 MW, o que corresponde a 333 turbinas com potência nominal de 2 MW.

5.3.3 O potencial eólico sustentável da ilha de Atauro

A ilha Ataúro é uma pequena ilha situada a aproximadamente 25 km ao norte de Dili, capital de Timor-Leste, fazendo parte dos subdistritos de Díli. Apresenta aproximadamente 25 km de extensão por 22 km de comprimento, o que compreende uma área de cerca de 144 km², habitada por uma população de cerca de 8.600 pessoas [NSD, 2011]. A capital da ilha é o aglomerado urbano de Vila (antiga Maumeta).

Existe uma intensidade do vento superior a 6 m/s na cumeada do monte de Manukoko. O recurso do vento na área protegida não é totalmente aproveitável devido à existência de áreas protegidas (figura 5.30-a)). A (figura 5.30-b)) representa o PES nas zonas próximas do suco de Beloi, os quais podem ser aproveitados após filtragem dos constrangimentos do terreno, utilizando-se para isso as tecnologias adequadas.

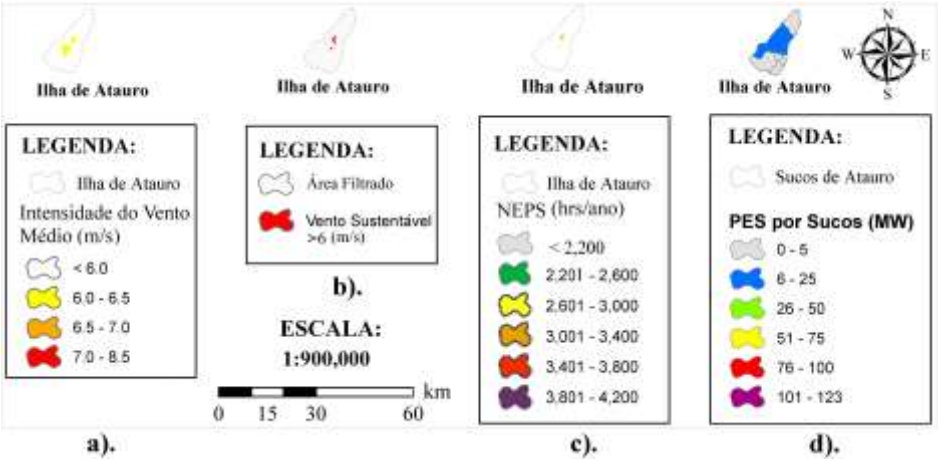


Figura 5.30: PES da ilha de Atauro

Na (figura 5.30-c)) estão representados o número de horas equivalente a potência nominal (NEPS) da ilha de Atauro, situando-se este entre as 2.600 a 3.400 horas/ano, valores acima do valor NEPS mínimo aceitável (2.200 horas/ano). A (figura 5.30-d)) representa o PES disponível na ilha, equivalente a 6 MW localizado no suco de Beloi. Este é o único suco que existe com estrada distrital, o qual possibilita a ligação à capital da ilha Maumeta, permitindo, desta forma, desenvolver o futuro parque eólico na ilha. É necessário realizar uma campanha experimental de vento de forma a verificar e caraterizar o potencial real do vento na ilha.

CAPÍTULO 6

6. Análise e Discussão de Resultados

Este capítulo na primeira parte descreve a análise e discussão de resultados alcançados ao longo deste trabalho e, na segunda, na sequência da discussão efetuada, descreve a contribuição do aproveitamento de energia eólica para o plano energético de Timor-Leste.

6.1 Análise de Resultados

Nesta seção discutem-se os resultados obtidos no âmbito deste trabalho e a sua contribuição para os seus objetivos, i.e., o atlas do potencial eólico de Timor-Leste, o planeamento do seu aproveitamento sustentável, a identificação das zonas mais favoráveis do vento e a contribuição para a plano energético e desenvolvimento das FERs em Timor-Leste.

6.1.1 O vento em Timor-Leste

Os resultados obtidos do modelo mesoescala (D5) do atlas do vento médio longo termo, na cota de 80 metros de Timor-Leste, apresentados na figura 5.5 do capítulo 5, revelam que existem várias regiões com valores de velocidade do vento em terra (*onshore*) superiores a 6 m/s, sobretudo nas cumeadas das cordilheiras montanhosas ao longo da ilha de Timor. No mar (*offshore*) observam-se velocidades do vento inferiores a 6 m/s na parte oriental e na parte ocidental da ilha de Timor. No Timor Indonésio a intensidade da velocidade média do vento é superior a 6 m/s conforme se pode ver na figura 5.2-a) e -b) mostra a representação vetorial da direção do vento predominante. A direção predominante do vento simulada para a ilha de Timor é de su-sudeste (SE) (figura 5.13 do capítulo 5), resultado concordante com o escoamento típico da região [Lutgens e Tarbuck, 2007] (figura 3.2 do capítulo 3).

6.1.2 Validação do Atlas de vento

O vento observado em Lariguto e Bobonaro, os dois locais onde foi conduzida uma campanha experimental que apresentam potencial eólico mais elevado, apresenta um bom comportamento. Refira-se que ocorrem velocidades de vento superiores a 6 m/s durante o dia (08.00h – 18.00 h) apresentada na figura 5.10, no período em que existe uma alta procura de energia devido ao horário de trabalho. O vento observado no local

de Baucau regista valores na ordem dos 5-6 m/s, durante a tarde e noite (14.00-02.00), apresentando também potencial para ser aproveitado.

Os resultados dos cálculos de desvios de velocidade do vento simulado e observado levados a cabo para a validação do Atlas, para a cota de 80 metros, no período compreendido entre dezembro de 2008 – novembro de 2009, estão representado na tabela 6.1. O desvio é um indicador pobre, que corresponde à realidade do local, não devendo assumir um papel preponderante face à elevada complexidade do terreno e consequente turbulência do escoamento atmosférico. O modelo de mesoescala ($3 \times 3\ km$ de resolução) não reproduz com detalhe os efeitos orográficos, isto é, o modelo não regista de forma suficiente os efeitos da orografia complexa do terreno. Ainda assim, o desvio regista-se entre -6,2% e 22,9%, assumindo-se como um valor dentro dos limites de aceitabilidade da aplicação dos modelos numérico de mesoescala para fins de caracterização do potencial eólico, sendo de referir que, em Portugal continental, o desvio se situa entre 10% e 25% [Costa, 2004].

Tabela 6.1: Desvios dos dados observados e simulados na cota de 80 metros de altura

Locais	**Observado (m/s)**	**Simulado (m/s)**	**Desvio (%)**
Lariguto	5,99	7,28	21,5
Baucau	5,45	6,70	22,9
Bobonaro	6,77	6,35	-6,2

Os perfis verticais do vento (apresentados na figura 5.9, para a estação de Baucau) apresentam um valor elevado de expoentes (α) devido à sua localização, situada numa zona de declive suave a jusante do topo de um planalto face ao vento dominante, o que diminui a velocidade do vento nas alturas inferiores. Por outro lado, as restantes estações de Lariguto e Bobonaro, também circundadas de baixa rugosidade, estão situadas no topo de cumeadas perpendiculares ao vento dominante, sendo favoráveis à aceleração do vento nas primeiras dezenas de metros de altura, tornando o perfil vertical (expoente α) mais baixo.

Os perfis diários de vento observado e simulado nos três níveis de altura: 31 metros, 61 metros e 80 metros nos locais de Lariguto, Baucau e Bobonaro são apresentados na figura 5.10. Os desvios do perfil diário correspondentes aos três locais constam figura 6.1. Os locais de Lariguto e Baucau apresentam valores negativos

porque o modelo sobrestima a velocidade do vento, enquanto o local de Bobonaro apresenta valor positivo porque o modelo subestima a velocidade do vento.

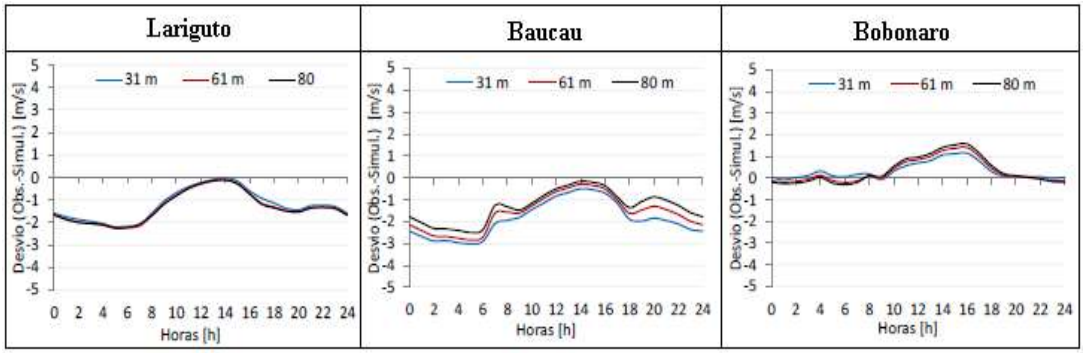


Figura 6.1: Gráficos de desvios do perfil diário do vento observado e simulado

O perfil anual do vento, observado a 80 metros e apresentado na figura 5.11 (Lariguto e Bobonaro) apresentam melhores condições para o aproveitamento do potencial eólico. No local de Lariguto ocorrem velocidades de vento superiores a 6 m/s nos meses de abril a outubro e no local de Bobonaro de janeiro a outubro, com exceção do mês de abril. Em média nos dois locais - PE1 (Lariguto 7 meses) e PE2 (Bobonaro 9 meses) ao longo do ano (24 meses) - ocorrem ventos superiores aos 6 m/s num valor percentil de 67% ($\frac{16}{24} \times 100\%$). Tal significa que se poderá reduzir o custo de produção de eletricidade. No local de Baucau o vento ocorre numa velocidade limiar de 5-7 m/s. No entanto, considera-se favorável e acessível ao aproveitamento do recurso, para, por exemplo, armazenamento de águas para fins agrícolas e saneamento. Este último constitui um problema típico da ilha de Timor, o qual é necessário resolver através da adoção de soluções sustentáveis.

É ainda de referir que os meses onde se verificou o valor mais elevado da velocidade média ao longo do ano foram os meses da estação seca, entre abril – outubro e os meses da estação da chuva entre novembro – março, embora com menos intensidade de vento, o março é o mês do ano que ocorre menos vento com a velocidade inferior à 4 m/s em três os locais como se comprova na figura 5.11.

Nos desvios do perfil anual correspondentes aos três locais (figura 6.2), enquanto em Lariguto e Baucau o modelo sobrestima e representa valores negativos, em Bobonaro o modelo subestima e representa o valor positivo.

Embora os dados utilizados tenham sido obtidos segundo as boas práticas de engenharia do setor, será desejável retomar quanto antes as campanhas experimentais

nas zonas com elevados potenciais eólicos para minimizar eventuais desvios na estimativa de produção e efetuar uma caraterização mais precisa das caraterísticas médias de longo termo de vento, sem a necessidade de recurso a modelos numéricos.

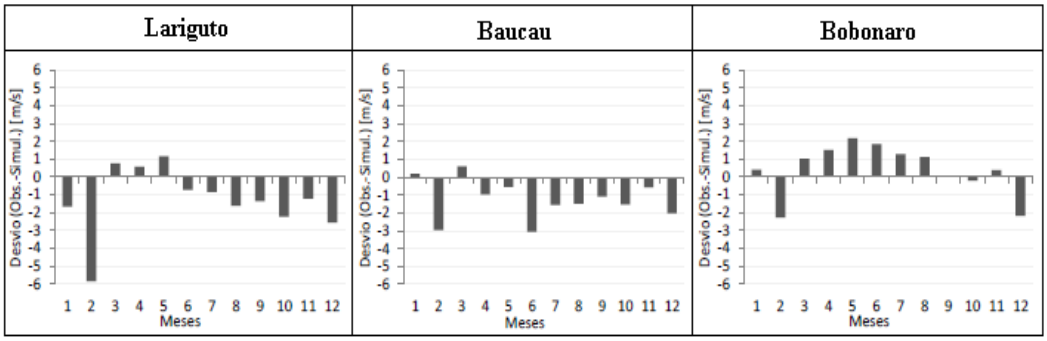


Figura 6.2: Gráfico dos desvios do perfil anual do vento observado e simulado

As estimativas de produção representadas na figura 5.12 mostram a distribuição de Weibull, representando um comportamento de concordância com a distribuição do vento noutras regiões. Os valores do parâmetro de forma *k* nas três estações estão ligeiramente acima aos observados no norte da Europa (*k* próximo de 2,0).

Tendo em conta que *k* varia normalmente entre 1 e 3, os valores observados nas estações meteorológicas cujos dados foram processados tendem a ser ligeiramente superiores à média, indicando que a forma da distribuição de Weibull tende a ser larga, isto é, apresentar maior frequência de ocorrência nas velocidades intermédias, e fraca ou nenhuma ocorrência nas velocidades extremas, facto muito positivo para a exploração comercial de parques eólicos.

As rosas de vento (figura 5.13) indicam que o vento apresenta uma direção muito dominante situada no setor su-sudeste em todas as três estações podendo ser um fator favorável ao aproveitamento eólico aquando da presença de cumeadas perpendiculares, como é o caso das regiões de Lariguto (PE1) e Bobonaro (PE3).

6.1.3 O Potencial Eólico Sustentável de Timor-Leste

Foi utilizado o sistema de informação geográfica – SIG seção 4.4 do capítulo 4 – para georreferenciar e filtrar todos os constrangimentos do terreno e as condicionantes e restrições ao desenvolvimento de PEs, sendo o resultado apresentado na figura 5.19 para o cálculo (interseção das áreas) do declive do terreno (figura 5.20) e o vento superior a 6 m/s (figura 5.22) do mapa do vento longo termo (figura 5.23).

O atlas do PES do vento – NEPS de Timor-Leste (Figura 5.24) é o resultante de interseção com o mapa do PES (figura 5.23). O mapeamento resultante é apresentado na figura 5.24 é o atlas do potencial energético sustentável para serem aproveitados no plano energético de Timor-Leste. Revela-se na tabela 5.7 que a área do vento superior a 6 m/s é de 2.479,44 km^2 e corresponde 16,6% da área total de Timor-Leste. Já após a imposição dos constrangimentos, a área do vento sustentável reduz-se para 1.157,52 km^2, o que corresponde a cerca de 46,7 % da área total do vento superior a 6 m/s, e a área potencialmente explorável (componente sustentável) corresponde a 8% da área total do território de Timor-Leste.

6.1.4 Identificação do Potencial Eólico por Regiões Administrativas

A identificação das áreas do PES é determinada na subseção 5.3.1 e a determinação do PES por divisões administrativas: distritos, subdistritos e sucos revelam-se nas figuras 5.25 e 5.26 correspondentes e em particular figura 5.27 o PES dos sucos indicam e localizam claramente a existência do potencial energético mais favorável de Timor-Leste em termos da disponibilidade do terreno acessível a serem futuramente desenvolvidas, incluindo o ZEEMS de Oecussi e a ilha de Atauro. Nas tabelas 6.2 a 6.4 apresentam-se as seis divisões administrativas, distritos, subdistritos e sucos com elevado PES.

Tabela 6.2: Distritos com elevado PES

Nº	Distritos	PES (MW)
1	Oecussi	666
2	Baucau	566
3	Lautem	324
4	Viqueque	295
5	Bobonaro	280
6	Manatuto	274

Tabela 6.3: Subdistritos com elevado PES

Nº	Subdistritos	PES (MW)
1	Pante Makasar A (Oecussi)	201
2	Venilale (Baucau)	189
3	Fatumean (Cova-Lima)	175
4	Lautem-Moro (Lautem)	173
5	Nitibe (Oecussi)	160
6	Oesilo Oecussi)	156

Tabela 6. 4: Sucos com elevado PES

Nº	Sucos	PES (MW)
1	Parlamento (Lautem)	124
2	Laline (Viqueque)	114
3	Taiboko II (Oecussi)	106
4	Cribas (Manatuto)	100
5	Fuiluro (Lautem)	93
6	Gariwai (Baucau)	90

6.2 Contribuição do Aproveitamento de Energia Eólica para o Plano Energético de Timor-Leste.

Tendo caracterizado anteriormente o PES (total e por divisões administrativas) de Timor-Leste, neste seção identifica-se a contribuição que a energia eólica pode assumir, num futuro próximo, no *Mix*-Energético Timorense. Para tal, identificou-se com base nos resultados do Capítulo 5, um conjunto de locais cujo elevado potencial eólico os classifica como candidatos ao desenvolvimento futuro de PEs. De modo a contribuir para o futuro planeamento do desenvolvimento eólico, procurou-se neste capítulo proceder à hierarquização, de forma objetiva, das zonas favoráveis identificadas no capítulo 5, face ao potencial contributo para a política energética de Timor-Leste.

6.2.1 A hierarquização das áreas favoráveis ao aproveitamento eólico

A identificação das áreas de interesse para o desenvolvimento do aproveitamento eólico foi efetuada, numa primeira fase, tendo em conta os resultados obtidos após aplicação dos filtros, os mapeamentos finais da velocidade do vento, o NEPS e o declive do terreno. O resultado da aplicação destas condicionantes ao Atlas do recurso eólico (figura 5.24) resulta na identificação das zonas favoráveis ao desenvolvimento eólico, que se mostra na figura 6.3. De forma geral, em termos de NEPS, os valores mais favoráveis encontram-se nos montes de Nari (Parlamento), Matebian (Lawateri), Mundo Perdido (Lariguto), Laline, Tapo (Memo, Saburai), Oecussi (Taiboco).

Para prosseguir a hierarquização dos melhores locais para o aproveitamento do vento, será necessário em primeiro lugar definir os critérios com metodologia multicritério de apoio à decisão [Andrade, 2014] com o apoio da ferramenta de GIS e o

conhecimento do terreno o que determinam as zonas favoráveis do vento.

Começando por NEPS do vento observado são oriundos das zonas 3 e 5 já monitorizadas, como se comprova no ANEXO C-1-1 à C-1-3 e o NEPS do vento simulado das zonas identificadas (figura 6.3). Existe um desvio significativo entre o NEPS simulado e observado, para tal, é aplicado um fator de correção (*Fc*) para minimizar os erros na hierarquização dos locais mais favoráveis, com a expressão:

$$Fc = NEPS_{Sim-zona\ 3-A,3-B,5} - \frac{NEPS_{Obs-zona\ 3-A,3-B,5}}{3} \tag{6.1}$$

Sendo, $NEPS_{Sim-zona\ 3-A,3-B,5}$ é o NEPS simulado das zonas 3-A, 3-B e 5;

$NEPS_{Obs-zona\ 3-A,3-B,5}$ é o NEPS observado das zonas 3-A, 3-B e 5 são três locais já monitorizados (observados).

Assim o NEPS corrigido das zonas não medidas (1, 2 e 4) é calculado com base no valor do fator de correção (*Fc*) obtido na equação anterior (6.1):

$$NEPS_{Corrigido} = NEPS_{Sim-zona\ 1,2,4} - Fc \tag{6.2}$$

Para um PE teste com uma potência nominal (P_n) de 10 MW, a produção de energia anual *(PEA)* é obtida utilizando o NEPS corrigido da equação (6.2) e expressa-se por:

$$PEA = P_n \times NEPS_{Corrigido} \tag{6.3}$$

Para obter um indicador económico representativo do LCOE, é aplicado um fator de correção *(Fc)* do NEPS definido pela equação 6.1 - 6.2 e a produção anual pela equação 6.3, entre o vento simulado e observado. Em seguida, será apresentado o cálculo do LCOE das zonas monitorizadas (dos três PEs). O custo normalizado da produção de eletricidade (*LCOE*) é demonstrado na equação 4.7, através da aplicação do plano de PEs a equação 6.4, utilizando os parâmetros de entrada na tabela 6.5, (os pormenores da avaliação económica encontra-se no ANEXO C-4 (tabela C-6) para as zonas de 3-A de Lariguto (Builale-Fatulia), 3-B de Baucau (Caicido) e zona 5 de Bobonaro (Oeleo), já monitorizadas na avaliação do plano de contribuição de PEs.

$$LCOE = \frac{I_{0,PE\ 1,2,3} + \sum_{t}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t-1}^{n} \frac{PEA_{t,el}}{(1+i)^t}} \tag{6.4}$$

onde, I_o = despesas de investimento em Euro dos PEs 1, 2 e 3; A_t = custo total anual em Euro no ano *t*; $PEA_{t,el}$ = produção de eletricidade no respetivo ano *t* em (kWh).

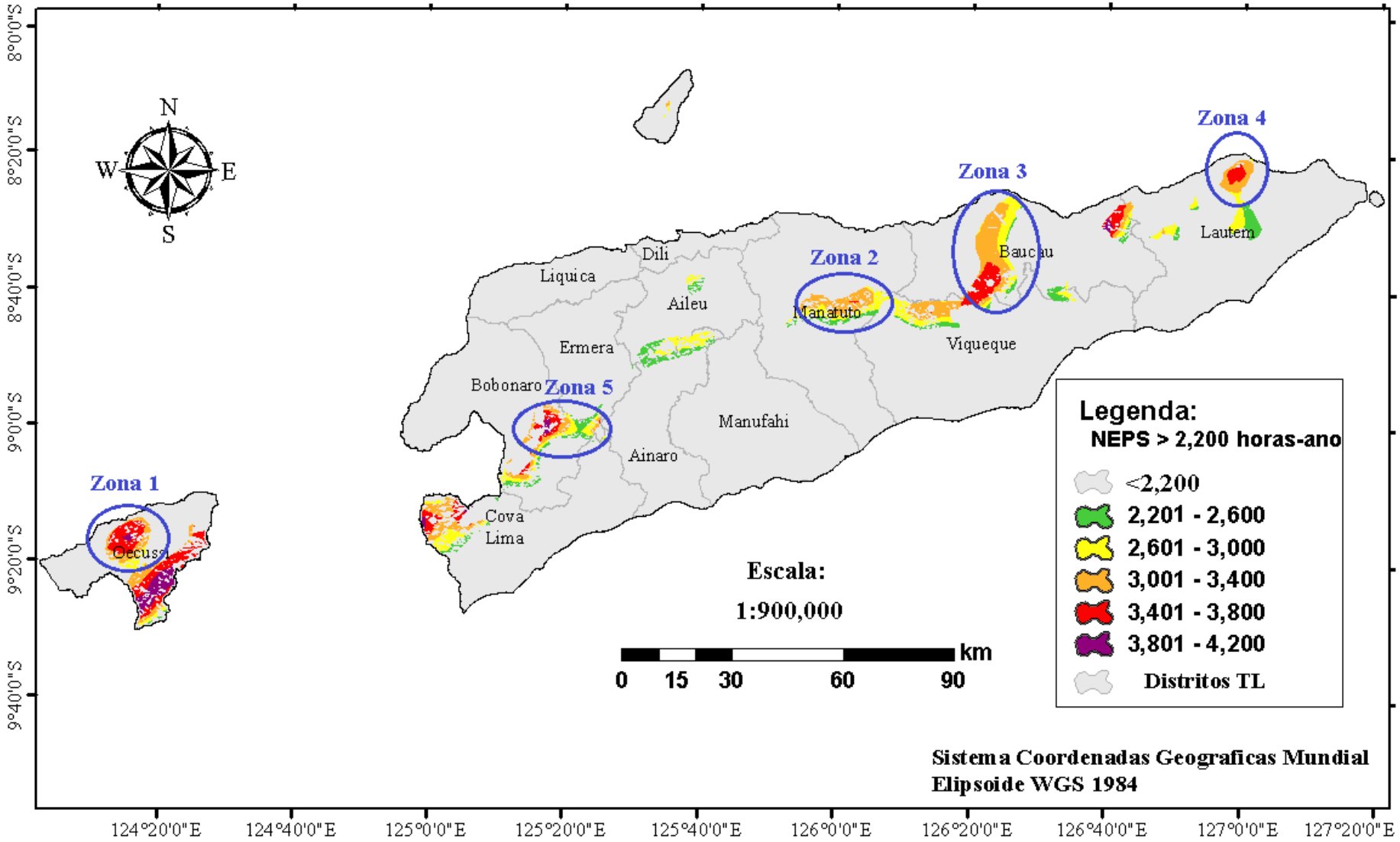


Figura 6.3: Mapa de identificação das áreas adequadas ao aproveitamento do potencial eólico

Tabela 6.5: Parâmetros de entrada para o cálculo de LCOE

	PE1 (Lariguto)	**PE2 (Baucau)**	**PE3 Bobonaro)**
I_0 Valor inicial do investimento do PE em M€	84	24	80
PEA do PE em MWh	193.407	184.683	46.604
n Ciclo de vida do PE	25	25	25
i taxa de juro real em %	4	4	4
t ano do ciclo de vida (1,2,3….. *n*)			
LCOE (€/MWh)	43	51	43

Assim, os PEs de Lariguto, Bobonaro e Baucau têm valores do LCOE de 0,043, 0,043 €/kWh e 0,051 €/kWh, respetivamente, sendo a sua média de 0,46 €/kWh. Este cálculo de LCOE e a viabilidade económica preliminar, apresentada no ANEXO C-4 (tabela C-6), deve ser considerado na tomada de decisão no plano energético de Timor-Leste no quadro da política energética do país relativamente a um projeto de um PE.

As zonas 3 e 5, já monitorizadas, utilizam os valores do NEPS reais (medidas) à estimativa de LCOE da tabela 6.5, e a mesma equação 6.4 é aplicada para um PE teste com uma potência nominal de 10 MW aos locais mais favoráveis de vento (as zonas 1, 2 e 4) na figura 6.3, sendo os resultados apresentados na tabela 6.6.

Tabela 6.6: Correção do NEPS simulado

Zonas	**NEPS (horas-ano)**				**PEA (MWh/ano)**	**LCOE (€/MWh)**
	Simulado	**Observado**	**Desvio**	**Simulado Corrigido***		
1	3.600		750	2.850	28.500	35
2	3.000		750	2.250	22.500	44
3-A	3.000	2.300	700		23.000	43
3-B	2.800	1.950	850		19.500	51
4	3.400		750	2.650	26.500	37
5	3.000	2.300	700		23.000	43
Média	**1.133**	**-**	**750****		**23.833**	**42**

*Simulado Corrigido (Simulado – Desvio Médio);
**Fator de correção: 750 (Desvio médio).

De forma a hierarquizar os melhores locais para o aproveitamento do vento aplicam-se, como representado na tabela 6.7, as condições para quantificação da valência das zonas, por meio da atribuição e definição de escalas do critério de seleção

de quatro níveis de ponderação das condições de desenvolvimento eólico:

- O valor do NEPS corrigido entre dos locais observados e simulados;
- A elevação a nível do mar (nível de dificuldade de acesso ao local por declive);
- Acesso à estrada e rede elétrica (distância aos locais entre 0 – 15 km);
- Próximo das residências (número de residências próximos dos locais);
- O elevado potencial eólico identificado por divisões administrativas sucos; e
- O custo normalizado de produção de energia elétrica para a determinação das zonas favoráveis observados e simulados.

Tabela 6.7: Critérios de definição de escala para seleção de zonas favoráveis

Critério da seleção	**Atribuição de nível**			
	1	**2**	**3**	**4**
Elevada potencial energética (NEPS)	1.900-2.200	2.201-2.450	2.451-2.650	>2.651
Elevação a nível do mar (m)	>1.001	751-1.000	251-750	0-250
Acesso a estradas (km)	>12	8-12	4-8	0-4
Acesso a rede elétrica (km)	>12	8-12	4-8	0-4
Número de residências	>30	11-30	1-10	0
Elevada potencial sustentável (MW)	0-50	51-75	76-100	>101
LCOE (€/MWh)	>51	46-50	40-45	<38

Atribuição de Nível: 1: Menos favorável; 2: Razoável; Favorável; 4: Mais favorável.

Às zonas mais favoráveis são atribuídas o maior número do total da soma dos critérios, que resulta na determinação do "**Índice de Desenvolvimento Eólico**" cuja seriação é apresentada na tabela 6.8, permitindo a hierarquização destes.

Tabela 6.8: Atribuição de seriações de identificação das zonas favoráveis

Critérios de seleção	**Zonas**					
	1	**2**	**3-A**	**3-B**	**4**	**5**
Elevada potencial energética (NEPS)	4	2	2	1	3	2
Elevação a nível do mar	3	3	2	3	3	2
Acesso a estradas	3	3	4	4	1	4
Acesso a rede elétrica	3	3	4	4	1	4
Próximo das residências	3	3	2	3	4	2
Elevada potencial sustentável (MW)	4	4	3	2	4	2
LCOE (€/kWh)	4	3	3	1	4	3
Total	**24**	**21**	**19**	**17**	**20**	**18**

Os resultados de atribuições de seriações da tabela 6.8 permitem a classificação de hierarquização das zonas mais favoráveis apresentados na tabela 6.9 para o plano de aproveitamento do potencial eólico em Timor-Leste.

Tabela 6.9: Hierarquização das zonas favoráveis do aproveitamento do vento

Nº	**Zona**	**Localização**	**Total de valores**	**Classe**
1	Oecussi	Suco Taiboco II	24	**A**
2	Viqueque/Manatuto	Suco Laline/Cribas	21	**A**
3	Lariguto-A	Suco Builale e Fatulia	19	**B**
	Caicido-B	Suco Caicido	17	**C**
4	Lautem	Suco Parlamento	20	**B**
5	Bobonaro	Suco Oeleo	18	**C**

As regiões (zonas) identificadas como mais favoráveis ao vento, na figura 6.4, correspondente à tabela 6.9, apresentam uma disponibilidade de terreno das divisões administrativas por sucos, em sequência da hierarquização:

Figura 6.4-a): zona 1 (classe A) região de Oecussi;

Figura 6.4-b): zona 2 (classe A) região de Viqueque/Manatuto;

Figura 6.4-c): zona 3 com dois locais (Lariguto classe B e Baucau classe C) região de Baucau e Viqueque;

Figura 6.4-d): zona 4 (classe B) região de Lautem;

Figura 6.4-e): zona 5 (classe C) região de Bobonaro.

Mostra que a região de Baucau (figura 6.4-c)) representa uma maior disponibilidade do terreno por este ser localizado no maior planalto do país, seguido a região de Lautem (figura 6.2-d)) e região de Oecussi (figura 6.4.a)). A região de Manatuto (Cribas) e Viqueque (Laline) (figura 6.2-b)) mostra uma orografia complexa de declives acentuados, como na região de Bobonaro (Oeleo) (figura 6.2-e)).

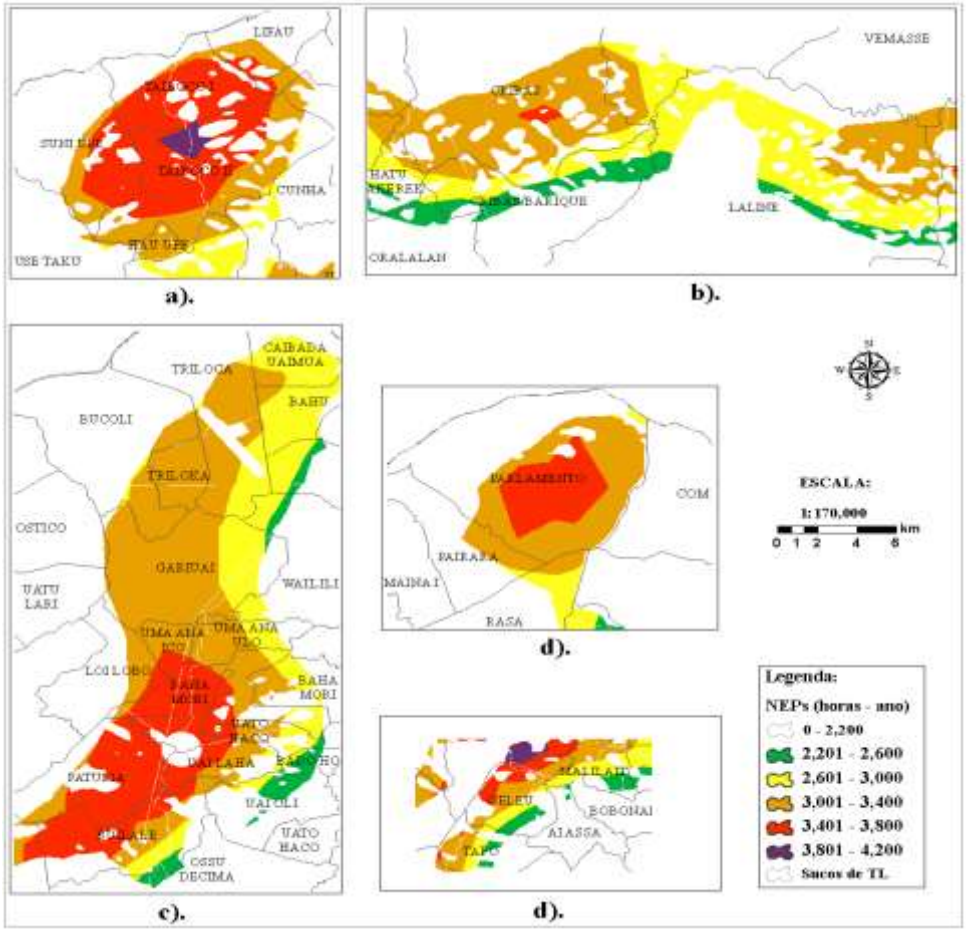


Figura 6.4-a): Disponibilidade do terreno nos sucos das zonas identificadas; região 1; -b): região 2; -c): região 3; -d): região 4; -e): região 5.

As zonas de monitorização, identificadas as áreas mais adequados aos condicionantes para o aproveitamento eólico são hierarquizadas e apresentadas na figura 6.5, a Classe A da zona 1 e 2 são as que se apresentam com indicadores mais favoráveis para o aproveitamento do potencial eólico sustentável de Timor-Leste, tendo-lhes sido atribuída uma classe (relativa) A. Em alguns dos locais apresentados na tabela 6.9 já decorreram campanhas experimentais que permitiram caraterizar o potencial energético do vento para o desenvolvimento dos futuros PEs, o que incrementa a confiabilidade dos dados e permite acelerar o desenvolvimento do projeto, num futuro próximo, tendo-lhe sido atribuída uma Classe B e C.

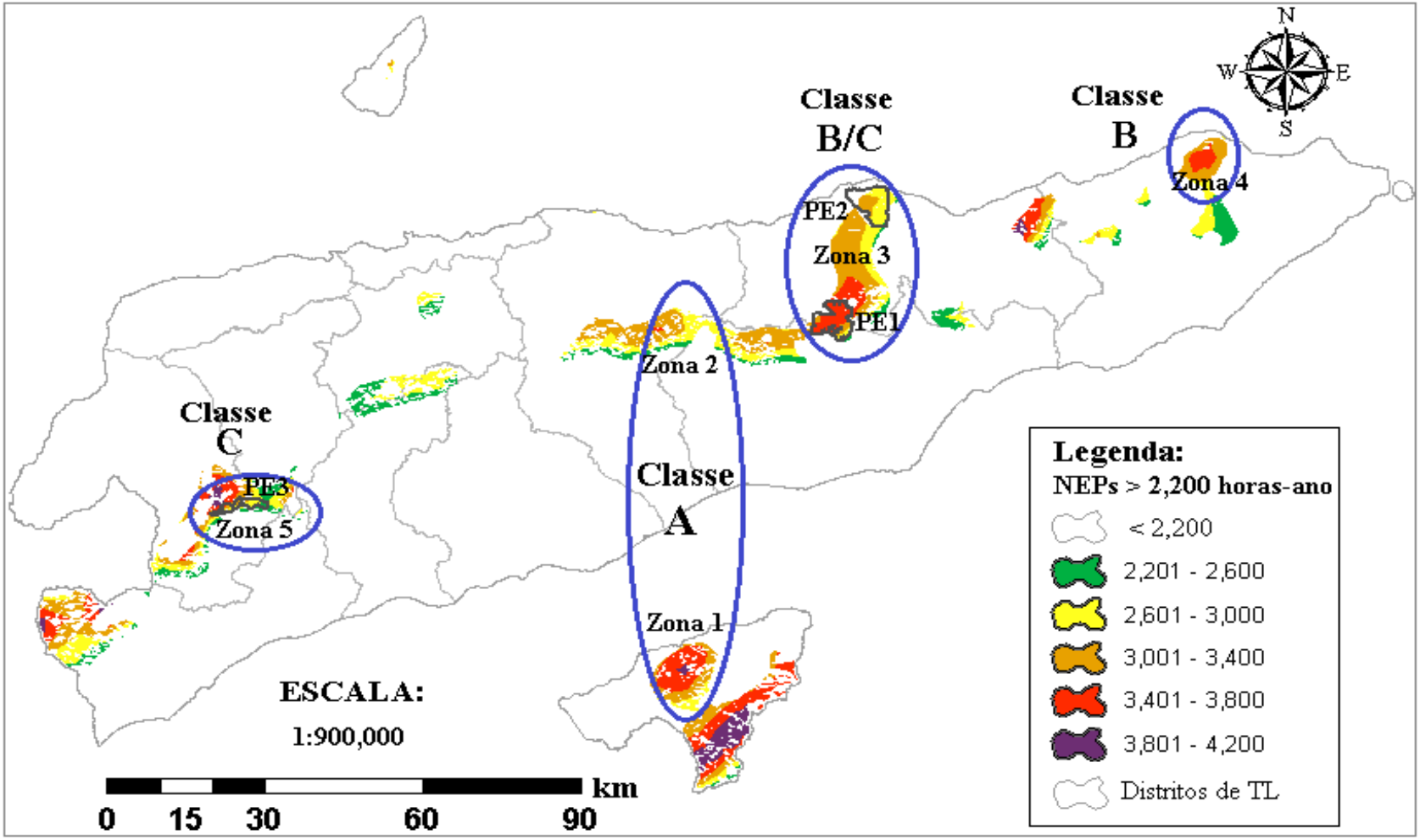


Figura 6.5: Mapa das zonas monitorizadas

6.2.2 O contributo para a política energética de Timor-Leste

A política energética do PED de 2011-2030 na seção 1.3 do capítulo 1 através das diretrizes da Direção Geral de Eletricidade [Guterres, 2013] sublinha as seguintes:

- Aumentar a capacidade de eletricidade utilizando novos recursos de ERs;
- Reduzir a dependência de importação de fontes de energia através da utilização de energias de fontes renováveis;
- Promover o desenvolvimento de ERs através do sistema nacional de ERs;
- Legislar em matéria de exploração e de utilização das FERs.

Para tal política energética de Timor-Leste o presente estudo pretende contribuir um "Plano Energético Sistemático" que irá ao encontro das metas do PED de 2011-20130 na utilização e aproveitamento das FERs. Também contribuirá para a adaptação às alterações climáticas e para os esforços internacionais de mitigação destas alterações. Ao mesmo tempo irá ajudar a cumprir as obrigações de Timor-Leste nas convenções internacionais sobre estas matérias. O desenvolvimento de ERs ajudará igualmente a impulsionar o crescimento económico nas áreas rurais e irá permitir ao país abraçar novas tecnologias, direcionando o país para um modelo de desenvolvimento sustentável.

Desta forma, é possível definir um plano conducente à obtenção de resultados concretos na redução do custo de produção, de 0,37 USD/kWh em 2010, para 0,24 USD/kWh em 2012 [PERI-TL, 2015] se vê na figura 6.6, reduzindo consideravelmente o custo da produção de eletricidade das atuais centrais térmicas (no "Cenário económico" da figura 1.10). Os valores das tarifas atuais (tarifa residencial), figura 6.6, equivalente a 0,12 USD/kWh desde o ano de 2002, têm sido subsidiado pelo governo em 50% do valor real do custo de produção de eletricidade que é de 0,24 USD/kWh.

As despesas anuais do consumo de combustível (gasóleo) na geração de eletricidade em duas centrais térmicas apresentam um acréscimo desde 2011, ano em que se iniciou a operação de 40 milhões de litros equivalentes a 68 milhões USD (apresentada na figura 1.11 do 1º capitulo). Em 2015, de 124 milhões litros equivalente a 89 milhões de USD e estima-se, em 2017 de 157 milhões litros/ano equivalente a 97 milhões de USD [PERI-TL, 2015] este facto torna-se evidente o elevado custo de produção de eletricidade em Timor-Leste, o que exige uma solução imediata através das FERs no "Cenário de Max-renovável"

proposta para o plano de desenvolvimento energético na subseção 6.2.3 à seguir.

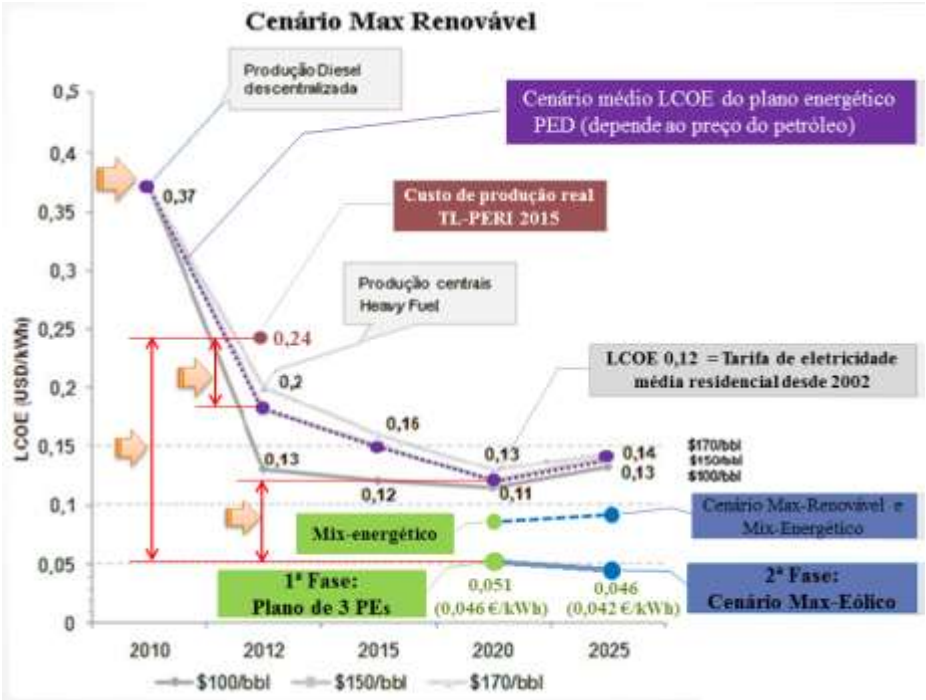


Figura 6.6: Estimativas do LCOE adaptado no Cenário Max-Renovável [SEPE-Martifer, 2010].

6.2.3 Plano de desenvolvimento energético

Embora definida a sequência de zonas hierarquizadas na tabela 6.9, o atual plano de aproveitamento de PEs, nas zonas 3 e 5, nesta 1ª fase, é considerado prioritário por ter disponível os dados da campanha experimental. Estes três locais (PEs de Lariguto, Baucau e Bobonaro) constituem-se como candidatos prioritários ao desenvolvimento de centrais eólicas, uma vez que já existe a caraterização do recurso energético de vento.

As restantes zonas 1, 2 e 4 devem ser aproveitadas, numa 2ª fase, que se deve iniciar quanto antes com a instalação de estações anemométricas e o consequente estabelecimento de campanhas experimentais para caraterização de vento, com vista ao desenvolvimento futuro dos PEs.

Na 1ª fase (até 2020)

O primeiro PE1: apresenta um valor médio para um ano típico (NEPS) observado de 2,302 horas/ano. Este é um valor elevado que, em condições normais, garante o retorno do investimento numa central eólica. Está localizado entre o monte de Laritame e Lariguto,

sendo bem orientado ao vento, e com forma côncava. A direção do vento predominante é de su-sudeste, em conformidade com as adequações das orientações de linhas de cumeada à instalação de aproveitamentos eólicos (ver figura 3.11, capítulo 3). O local assume condições favoráveis ao aproveitamento eólico, tendo sido simulada a instalação de 42 turbinas, para uma potência instalada no parque de 84 MW e energia anual: 193.407 MWh/ano (para maior detalhe veja-se a figura C-2-b) e tabela C-1 correspondente no ANEXO C).

O segundo PE2: os resultados desse estudo indicam existirem na região um NEPs de 2,000 horas (observado), um valor normalmente considerado como situado no limite mínimo de viabilidade económica na Europa (ex. Alemanha e Portugal) mas que, face aos elevados custos de produção de energia em ilhas como TL, se considera como favorável ao desenvolvimento de um PE. Está localizado no planalto de Baucau nas proximidades de estradas nacionais, permitindo fácil ligação à REN.

A velocidade média do vento no local assume valores entre 5,0-6,0 m/s, que correspondem a médias de vento no limite mínimo para o investimento num PE (figura C-4-b). Contudo, a sua localização em terreno plano e a facilidade de acessos de estradas e integração na rede elétrica permitem diminuir os custos de investimento e propor o aproveitamento do recurso do vento neste local.

Assim, foi simulado neste local o PE2 com 12 turbinas, para uma potência instalada de 24 MW, obtendo-se uma produção energética de 46.604 MWh/ano (para maior detalhe veja-se a figura C-4-b) e tabela C-2 correspondente no ANEXO C).

O terceiro PE3: é caraterizado pela sua proximidade ao parâmetro identificador de produção média de PEs, assumindo um valor de 2,308 horas anuais equivalentes à potencial nominal. Este é um valor elevado que garante o retorno do investimento numa central eólica, estando este local situado entre estradas nacionais, próximo de REN, embora em terreno complexo com declives acentuados.

Este parque está localizado ao longo da cumeada da montanha de Oeleo-Bobonaro e está bem orientado ao vento, perpendicularmente à direção dominante do vento predominante, de su-sudeste, em conformidade com as adequações das orientações de linhas de cumeada à instalação de aproveitamentos eólicos (figura 3.11, capítulo 3). O local assume condições claramente favoráveis ao aproveitamento eólico, tendo sido simulado um

parque com 40 turbinas e potência instalada nominal de 80 MW, o qual produz anualmente 184.683 MWh/ano (para maior detalhe veja-se a figura C-6-b) e tabela C-3 correspondente no ANEXO C).

Os três parques simulados têm uma capacidade total da potência instalada de 94 MW, estimando-se uma produção anual de energia de 424,7 GWh, conforme se pode observar na tabela na tabela 6.12, o que corresponde a uma contribuição de 50% da energia necessária para alcançar a meta a médio prazo de 823.000 MWh/ano, em 2020. O custo médio de produção de energia de três PEs de (0,051 USD/kWh) também é ¼ inferior ao custo de produção atual 0,24 USD/kWh e ½ do custo da tarifa de eletricidade atual mostra na figura 6.6. A integração dos três PEs na rede elétrica nacional (Mix-enegético), a média aritmética do custo de produção de eletricidade será 0,08 USD/kWh comparando com atual tarifa de energia elétrica de 0,12 USD/kWh mostra na figura 6.6.

A contribuição das zonas monitorizadas em três locais de PEs (zona 3-A da classificação B do PE1 Lariguto; zona 3-B da classificação C do PE2 Baucau e da zona 5 de classificação C do PE3 Bobonaro) energeticamente favoráveis do ponto de vista do potencial eólico, dois deles com marcada viabilidade económica no total dos três PEs, "**podem contribuir para uma produção anual 424,7 GWh**" vê-se na tabela 6.12, o que claramente supera as metas do plano energético de Timor-Leste em 2020.

A consequência natural passa também por uma redução das emissões de GEE, EWEA presume-se que a energia eólica possa evitar uma média de 690 gramas de CO_2/kWh produzida [EWEA, 2009], expressa na equação 6.5 e o custo da emissão de CO_2 na equação 6.6.

$$CO_{2-evitados} = E_n \times \varepsilon \qquad 6.5$$

$$Valor_{CO2} = Custo_{CO2} \times CO_{2-evitados} \qquad 6.6$$

onde:

E_n = Produção de energia anual em três PEs MWh-ano (424,7 GWh);

ε = CO_2 evitados por energia do vento (690 gramas de CO_2/kWh) ou seja (690 toneladas de CO_2/GWh);

$Custo_{CO2}$ = Custo unitário de CO_2 evitados (25 €/toneladas de CO_2);

$CO_{2-evitados}$ = Total de CO_2 evitados de três PEs;

$Valor_{CO2}$ = Valor do custo de CO_2 de três PEs em Milhões de Euros (M€).

Assim sendo, nesta 1ª fase o desenvolvimento de aproveitamento eólico de três PEs pode-se evitar a emissão de CO_2 no total de 293.038 toneladas de CO_2 na qual equivale um valor de 7,33 M€.

<u>Numa 2ª fase (2020-2030)</u>

Realizar campanhas experimentais de caraterização do vento e construção de acessos (estradas) nas zonas identificadas e classificadas A (zona 1 de Taiboco II e 2 de Laline-Cribas) e B (zona 4 de Parlamento) ainda não monitorizadas, incluindo a ilha de Atauro.

Incluir a ilha de Atauro na caraterização do vento de longo termo, conceção de uma rede elétrica isolada e instalação de turbinas para eletrificação rural.

Instalação de PEs em todas as zonas 1, 2 e 4 com elevada potencial eólica para um cenário de Max-Eólico poderá reduzir ainda mais o custo de produção de energia elétrica (LCOE) de 0,046 USD/kWh como se vê na figura 6.6. A utilização de outras FERs no cenário Max-Renovável (outras fontes renováveis: sistemas de PV, CSP, hídricas, biomassa e outros) em paralelo com PEs e a penetração de FERs (Mix-Energético) no sistema elétrico atual, o custo de produção de energia elétrica poderá rondar na ordem de 0,085 USD/kWh se vê na figura 6.6. Assim estima-se que se pode reduzir a atual tarifa de energia elétrica em 2025.

A definição política energética de Timor-Leste no Cenário Económico e Max-Renovável na figura 1.10 baseia-se no custo do petróleo. Sendo o preço do petróleo tende baixar atualmente na ordem de 50 USD/barril equivalente à ½ do Cenário Mínimo da figura 6.6, o que será vantajoso para baixar ainda mais o custo de produção de eletricidade no Cenário Max-Renovável para 0,065 USD/kWh, este poderá dar um grande contributo para a definição da matriz energética futura do país.

6.2.4 Viabilidade económica preliminar dos PEs

Para os PEs propostos na primeira fase de desenvolvimento eólico de TL, foi efetuada uma breve avaliação económica preliminar da viabilidade dos investimentos segundo [Mathew, 2006] e pela aplicação de "chave-na-mão" [Lopes, 2009] dos principais

fatores da avaliação económica a qual passa pelo cálculo do valor atual líquido (VAL), da taxa interna de rendibilidade (TIR), do período de recuperação do investimento (PRI) e o custo normalizado de produção de elétrica LCOE, os pormenores destas são apresentados no ANEXO C-4.

O custo por unidade de potência instalada oscila entre valores >1M€/MW nos países da OCDE. Em países como a China e a Índia é, normalmente, <1M€/MW e os custos unitários e normalizados de produção energia (LCOE) dos investimentos em centrais eólicas, como se mostra na Tabela 6.10 as características típicas da tecnologia eólica e outras tecnologias de FERs vê-se no ANEXO I.

Assim, permitiria que a tecnologia e o custo de produção de ERs são favoráveis ao desenvolvimento do potencial eólico em Timor-Leste por este localizado geográficamente na mesma região.

Tabela 6.10: O custo normalizado de produção de energia eólica [REN21, 2015]

Tecnologia	Carateristicas Tipicas	Custos de Capital USD/kW	Custo Normalizado de Energia - (LCOE) Em USD centimos/kWh
Vento: Onshore	Tamanho da turbina: 1.5-3.5 MW Fator de capacidade: 20-50%	925–1,470 (India) 660–1,290 (China) 2,300–10,000 (Estados Unidos) 5,873 (Reino Unido)	4–16 (Global) 6–7 (Asia, Eurasia, América do Norte) 5 -10 (América Central e Sul)
Vento: Onshore de Pequena - Escala	Turbine size: up to 100 kW Average: 0.85 kW (global) 0.5 kW (China) 1.4 kW (Estados Unidos) 4.7 kW (Reino Unido)	2,300–10,000 (Estados Unidos) 1,900 (China) 5,870 (Reino Unido)	15–20 (Estados Unidos)
Vento: Offshore	Tamanho da turbina: 1.5-7.5 MW Fator de capacidade: 35-45%	4,500–5,500 (Global) 2,250–6,250 (OCDE)	15–23 (Global)

Os principais parâmetros económicos de entrada de cálculos dos PEs são apresentados na tabela 6.11, considerados como referência relativamente aos parâmetros económicos de Timor-Leste. A tarifa média residencial da eletricidade de Timor-Leste são 12 cêntimos USD/kWh apresentado na seção 1.4 do capítulo 1, equivalente a 120 USD/MWh (105 €/MWh).

Tabela 6.11: Parâmetros de entrada para avaliação económica dos PEs

Parâmetros económicos	**Valores**
Tarifa em €/MWh	105,00
Energia produzida anualmente em kWh	424.694.000*
Potência declarada em kW	188.000*
O custo de investimento €/kW instalado	1.000[A]/800[B]
Valor do investimento (M€)	188,00*
Nº de anos de projeto	25 anos
Taxa de juro (%)	11**
Taxa de imposto (%)	10**
Prazo de ano do empréstimo	20 anos
Inflação (%)	2,00**

* Indicadores importantes - plano de três PEs (ANEXO C: tabela C-4)
** Principais indicadores económicos de TL (ANEXO tabela: C-5)
[A] Custo de investimento do mercado Europeu (OCDE)
[B] Custo de investimento médio do mercado Chinês e Índiano (tabela 6.10)

O cálculo das três zonas monitorizadas: zona 3 (PE1 e PE2) e zona 5 (PE3) baseado no custo do investimento no mercado Europeu (OCDE) no valor de 1,000 €/kW são apresentadas na tabela 6.12. Sendo assim o PE de Lariguto e Bobonaro tem valores do VAL positivo de 6.451.815 M€ e 5.893.548 M€, TIR de 7.3%, PRI de 10,4 e 10,3, o que os torna economicamente viável.

O parque de Baucau tem o VAL negativo de -9.695.239, TIR de 0,7%, PRI de 18,6 anos, sendo considerado economicamente inviável. Porém, no caso de Baucau, e tendo em conta a sua localização favorável, somente a avaliação precisa dos custos de instalação do parque no local (eventualmente consideravelmente mais reduzidos que para os outros parques estudados) poderão permitir, de forma cabal, rejeitar este local como merecedor do investimento para produção eólica. Sendo Timor-Leste uma ilha em que o alto custo de energia a partir de atuais centrais térmicas, podendo considerar o desenvolvimento esta zona no quadro do plano energético de Timor-Leste.

Tabela 6.12: Viabilidade económica preliminar dos PEs com base no custo de investimento do mercado Europeu (OCDE[A]).

	PE1	**PE2**	**PE3**	Total/Média
PI (MW)	84	24	80	188
PEA (MWh)	193.407	46.604	184.683	424.694
Valor Inv. (M€)	84	24	80	188
VAL (M€)	6.451.815	-9.695.237	5.893.548	
TIR (%)	7,3	0,7	7,3	5,2
PRI (anos)	10,3	18,6	10,4	13,1
LCOE (€/kWh)	0,043	0,051	0,043	0,046

PI: Potencia Instalada; PEA: Produção de Energia Anual; VAL: Valor Atual Líquido; TIR: Taxa Interna de Rentabilidade; e PRI: Periodo de Recuperação do Investimento;

[A]Preço da turbina eolica no mercado OCDE 1.000 €/kW instalada.

Da mesma forma se orientarmos para o custo do investimento médio do mercado Chinês e Índiano no valor de 800 €/kW instalado, o resultado seria na tabela 6.13.

Tabela 6.13: Viabilidade económica preliminar dos PEs com base no custo de investimento do mercado Chinês e Índiano[B].

	PE1	**PE2**	**PE3**	Total/Média
PI (MW)	84	24	80	188
PEA (MWh)	193.407	46.604	184.683	424.694
Valor Inv. (M€)	67,2	19,2	62	150,4
VAL (M€)	41.489.591	315.556	39.262.859	
TIR (%)	13,3	6,6	13,3	12,5
PRI (anos)	6,9	10,9	6,9	7,2
LCOE (€/kWh)	0,034	0,041	0,034	0,036

[B]Preço da turbina eolica no mercado Chinês e Indiano 800 €/kW instalada.

Os resultados apresentados na tabela 6.13, torna esta FER mais atrativa, sendo preços mais acessíveis para o investimento de aproveitamento eólico de Timor-Leste.

6.2.5 Análise da contribuição para o plano energética de Timor-Leste

Este estudo pretende contribuir para o plano energético no quadro do desenvolvimento sustentável de Timor-Leste através da utilização de FERs em duas fases ao mesmo tempo que pretende contribuir para alcançar as metas do PED 2011 – 2030.

1ª fase a curto prazo 2020[50]: o presente estudo desenvolveu um plano de aproveitamento eólico de três PEs (PE1, PE2 e PE3) vê-se na figura 6.6 que poderá contribuir para:

- A produção de energia anual (*PEA*) no total estimada de 424.694 MWh/ano que corresponde a 50% da energia necessária para alcançar a meta de médio prazo 823.000 MWh/ano em 2020;
- O custo médio de produção de energia elétrica de 0,046 €/kWh (0,051 USD/kWh); este valor é ¼ inferior ao custo de produção atual de 0,24 USD/kWh e menos de ½ da estimação do Cenário Max Renovável da meta do PED 2020;
- Pode evitar a emissão de GEE no total de 293,038 toneladas de CO_2 pelo qual equivale um valor de 7.33 M€ do custo de CO_2 evitados.
- De forma natural pode reduzir ½ das despesas anuais do combustível;
- Também podendo eliminar 100% do subsídio da produção de energia elétrica ou até podendo reduzir a tarifa de eletricidade;
- Integração dos PEs à REN (Mix-Energético) podendo reduzir o custo de produção de eletricidade (LCOE) para a média de 0,08 USD/kWh.

2ª fase a médio/longo prazo 2025-2030[51]: nesta fase poderá contribuir para a implementação de um cenário mais intensivo de ERs, através de uma maior penetração de ERs, em particular o aproveitamento do PES em 2025 num "Cenário Max Renovável" e Mix-energético como indicador da meta de longo prazo do PED 2025, que permitiria superar a produção de energia anual de 1.352 GWh, que podendo reduzir o custo de produção de eletricidade e reduzir a tarifa de energia elétrica através de:

- Realizar campanhas experimentais de caraterização do vento e construção de acessos (estradas) nas zonas identificadas e classificadas A e B ainda não monitorizadas, incluindo o enclave de Oecussi e a ilha de Atauro;

[50] Ao curto prazo: correspondente a médio prazo do PED 2011-2030.
[51] Ao médio/longo prazo: correspondente ao longo prazo do PED 2011-2030.

- A ilha de Atauro uma caraterização do vento de longo termo, conceção de uma rede elétrica isolada e instalação de turbinas para eletrificação rural;
- Instalação de PE's nas zonas 1, 2 e 4 para um cenário de Max-Eólico que irá reduzir o LCOE de 0,046 USD/kWh;
- Utilização de outras FERs (cenário Max-Renovável) para além da eólica e a penetração de FERs (Mix-Energético) no sistema elétrico atual o que permitiria reduzir o LCOE de 0.085 USD/kWh;
- Se o preço do petróleo permanecer em 50 USD/barril equivalente ½ do Cenário Max-Renovável na figura 6.6, o LCOE poderá baixar para 0,065 USD/kWh.
- Estima-se que se pode reduzir a atual tarifa de energia elétrica em 2025.

CAPÍTULO 7

7. Conclusões e Recomendações

Este último capítulo descreve-se as conclusões dos resultados do trabalho com algumas recomendações necessárias para à realização do presente estudo, também se descreve perspetivas para o trabalho futuro.

7.1 Conclusões

Com este trabalho pretendeu-se contribuir para o aproveitamento do potencial eólico de Timor-Leste, numa perspetiva de desenvolvimento sustentável enquadrado pelo PED 2011 – 2030, com vista à redução do custo de produção de energia elétrica, à redução da dependência das fontes de energia fósseis, à utilização das FERs na produção de energia elétrica e à redução de GEE. Será, desta forma, que o presente trabalho contribuirá para o plano energético de Timor-Leste.

Para alcançar esse objetivo, construiu-se um atlas do potencial energético do vento no país e desenvolveram-se modelos em plataformas GIS, os quais permitiram a distribuição espacial e avaliação do PES, tendo em conta os constrangimentos técnicos à instalação e desempenho desta tecnologia, as restrições conjunturais, e ainda o enquadramento económico e social.

Foram também analisados os dados de vento disponíveis partir de campanhas experimentais anteriormente levadas a cabo em Timor-Leste, de forma a determinar algumas estatísticas de vento como: a velocidade média diária, mensal, anual, e de longo termo (inter-anual), e também se apuraram os rumos dominantes em cada região, através da construção das rosas de vento. O processamento destes dados é de grande valor, pois permite a validação de estimativas obtidas com o modelo de mesoscala.

Permite também analisar as médias estatísticas dos dados da velocidade do vento observado entre dezembro 2008 – novembro 2009 e do vento longo termo do ano 2004 – 2012 da EM de Díli, para determinar o coeficiente de variabilidade do mapa médio do vento longo termo do potencial eólico representativo.

O atlas do potencial eólico foi obtido através da modelação numérica de mesoscala, com o modelo MM5, cuja metodologia se descreve no Capítulo 4, permitindo assim

caraterizar o recurso energético do vento em todo o território de Timor-Leste. O mapa de vento assim determinado permitiu identificar e localizar os locais por regiões administrativas, isto é, por distritos, subdistritos e sucos, potencialmente mais favoráveis ao desenvolvimento do aproveitamento sustentável do recurso eólico e de centrais eólicas em Timor-Leste.

O mapeamento do potencial eólico constituiu o dado de entrada do modelo construído numa plataforma GIS – Capítulo 5, tendo-se optado pela aplicação em ArcGIS dada a sua vasta disseminação para georreferenciação do recurso eólico e identificação dos locais mais favoráveis ao seu aproveitamento em Timor-Leste.

Por forma a determinar o PES, coligiram-se, no âmbito do presente trabalho e pela primeira vez em Timor-Leste, todos os dados relevantes para a seleção de locais favoráveis ao desenvolvimento de PEs (e outras fontes renováveis espacialmente distribuídas) nomeadamente: as áreas ambientais e protegidas; parque nacional; declives do terreno; mapa de estradas; rede elétrica; localização de centros urbanos; pistas do aeroporto; limitação de fronteiras terrestres; e fator de ocupação do solo (através da distribuição da população). Com nesta informação foi criada uma base de dados georreferenciada contendo o conjunto de restrições ao desenvolvimento de PEs.

Todo este trabalho permitiu a construção do "Atlas do PES do território Timor-Leste incluindo o enclave de Oecussi e a ilha de Atauro". Efetuou-se a identificação e hierarquização das cinco zonas mais favoráveis através de vários critérios de seleção: zona 1 (suco Taiboco II), zona 2 (suco Laline e Cribas), zona 3 (suco Builale-Fatulia e Caicido), zona 4 (suco Parlamento) e zona 5 (suco Oeleo).

Por forma a contribuir para um rápido "*take-off*" das aplicações eólicas em Timor-Leste, e com base em campanhas experimentais de caraterização pontual do recurso eólico no país efetuadas pela empresa Megajoule e cedidos para o presente trabalho, calcularam-se as estimativas de produção de PEs nas três zonas monitorizados para configuração de centrais com capacidade e *lay-out* optimizado.

Finalmente, aplicaram-se os métodos de avaliação económica preliminar da viabilidade de investimentos, pelo cálculo do VAL, a TIR, o PRI e do custo normalizado de eletricidade (LCOE), tendo-se obtido valores que viabilizam a "perspetiva de utilização da energia eólica" no quadro do PED de Timor-Leste, nomeadamente através do custo médio

de LCOE. O presente estudo compromete-se a ser um significativo contributo para a política energética de Timor-Leste, através das seguintes sínteses:

- A energia produzida com os três PEs caraterizados neste trabalho, no total de 424,7 GWh/ano equivale ½ da energia necessária para alcançar a meta do médio prazo do PED, i.e. 823 GWh/ano em 2020;
- O valor médio de LCOE desses três PEs é de 0,046 €/kWh (0,051 USD/kWh) equivale ½ da meta de médio prazo de 0,12 USD/kWh em 2020;
- Redução de GEE dos três PEs no valor 293,038 (t CO_2) evitados;
- Redução de ½ de despesas do combustível para produção de eletricidade atual.
- Contribuem para adaptação e mitigação do impacto das mudanças climáticas, o que irá ajudar a cumprir as obrigações do país relativamente às convenções internacionais sobre mudanças climáticas através do custo da emissão de CO_2 evitados no valor 7,33 M€.
- Viabilizar, a longo prazo, a utilização de outras FERs como: fontes de energia solar (CSP e PV), hídrica, geotérmica e biomassa (RSU).

7.2 Recomendações

O presente trabalho, que visa o aproveitamento sustentável do potencial eólico, compromete-se com a exploração e desenvolvimento sustentável de um plano energético de Timor-Leste através de:

- Dar início ao desenvolvimento **do projeto de PEs** das zonas 3 e 5 neste estudo;
- Explorar a **acessibilidade aos locais identificados** com elevado potencial eólico;
- Desenvolver o **enquadramento legal** para instalação e exploração das FERs;
- Estabelecer redes de cooperação para **estudo de desenvolvimento das FERs** (energia eólica e PV, hídrica-armazenamento prioritariamente) com instituições nacionais e internacionais, especializadas na área;
- Explorar possível **rede elétrica transnacional** para ligação com o vizinho Timor-Indonésio;

7.3 Perspetivas para o trabalho futuro

Embora os dados utilizados tenham sido obtidos segundo as boas práticas de engenharia do setor, será desejável retomar quanto antes as campanhas experimentais nas zonas identificadas da zona 3-A, 3-B e 5 (Builale-Fatulia-Caicido e de Oeleo) com elevados potenciais eólicos para minimizar eventuais desvios na estimativa de produção e efetuar uma caraterização mais precisa das caraterísticas médias de longo termo de vento, sem a necessidade de recurso a modelos numéricos.

As campanhas experimentais imediatas para caraterização do vento nos locais identificados e hierarquizados com elevado potencial eólico: zona 1 (suco Taiboco II), zona 2 (suco Laline e Cribas) da classe A e a zona 4 (suco Parlamento) da classe B. Esta seção serão resumidas por seguintes perspetivas:

- **Projetar campanhas experimentais para caraterização do vento nos locais classificados** nas zonas 1, 2 e 4 e nas zonas monitorizadas (3 e 5) para **aumentar o nível de precisão das estimativas de produção**;
- **Efetuar estudos de outras FERs prioritários** como: PV, CSP e Biomassa para o cenário de Mix-energético e integrá-las na ferramenta de planeamento GIS desenvolvida;
- Tomar em consideração a importância dos estudos de caraterização de **"energia hídrica para armazenamento de energia"** para complementar os períodos vazios de eólico e solar durante a época da chuva;
- Instalação de Estações Anemométricas "Referência" para a caraterização de longo-termo do vento.

BIBLIOGRAFIA

APA – (Agência Portuguesa do Ambiente) - Energia Eólica: Guia para a Avaliação Ambiental. 2016. Último acesso Maio 2016. http://www.apambiente.pt/

ADB – (*Asian Development Bank*). - *Asian development outlook* 2015: *Financing Asia's future growth. Mandaluyong City, Philippines* (2015).

AIP – (Associação Industrial Portuguesa). - Timor-Leste, Integração Regional na ASEAN e Relacionamento Com os Países da CPLP. Lisboa (2014). Último acesso em Novembro 2015. http://www.cgd.pt/

Andrade, A. A. - Produção de energia renovável em Timor-Leste: escolha de propostas por análise multicritério. LNEG, abril 2014.

APE – (Associação Portuguesa de Energia). - O Papel da Energia Nuclear na Europa, Sumário Executivo. Lisboa (2007).

Audley-Charles, Michael Geoffrey, & M. G. Audley-Charles. - *"The geology of Portuguese Timor." Geological Society of London* (1968).

Azeredo Leme, J. - Breve ensaio sobre a Geologia da Província de Timor. 1968. (pag. 152-153).

Banco de Portugal (BPortugal). - A Evolução das Economias dos PALOPS e de Timor-Leste. Lisboa (2014). Último acesso em Fevereiro 2016. http://www.bportugal.pt

Barnett, J., Dessai, S., & Jones, R. N. - *Vulnerability to climate variability and change in East Timor*. AMBIO (2007): *A Journal of the Human Environment*, 36(5):372-378.

Benito, Tomás Perales. Práticas de Energia Eólica. Porto: Publindustria edições técnicas, 2012. ISBN: 9789897230141.

Bertani, Ruggero. - *"Geothermal power generation in the world* 2010–2014 *update report." Geothermics* (2015): 41, 1-29.

Boyle, Godfrey. - *Renewable Energy: Power for a Sustainable Future. 2nd Edition. Oxford University Press.* USA (2004). ISBN-13: 978-0199545339.

Burman, K. & Walker, A. - *Ocean energy technolgy overview. US Department of Energy* (2009).

Burrough, P. A. - *Principles of Geographical Information Systems for Land Assessment. Claredon Press* Oxford (1992).

Calhau, M. F. P. V. - Principais biocombustíveis e combustíveis fósseis, com breve abordagem ao projecto de conversão da refinaria de Sines do ponto de vista da higiene e segurança. Dissertação de Doutoramento. Faculdade de Ciências e Tecnologia UNL (2011).

Castro, R. - Uma introdução às energias renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica. Lisboa: Instituto Superior Técnico (2011). 113-219 p. ISBN 978-989-8481-01-6.

Centrais Elétricas, Funcionamento. Energia Eólica. Disponível em: http://centraiselectricas.wordpress.com/energia-eolica/. Acesso em: Maio 2013.

CGD – (Caixa Geral de Depósitos). - Oportunidades e Potencial de desenvolvimento de Timor-Leste. Lisboa (2014). Último acesso em Fevereiro 2016. www.cgd.pt

Ciclodb – Ciclo de biomassa. – Energias renováveis. Último acesso Setembro de 2016. https://8frenováveis.worldpress.com/ciclo-da-biomassa/

COBD-TL – (*Convention on Biological Diversity* Timor-Leste's): *Fourth National Report. UN* (October 2011). Último acesso em Abril 2016: https://www.cbd.int/doc/world/tl/tl-nr-04-en.pdf

Constituinte, Assembleia. - Constituição da República Democrática de Timor-Leste. Díli, (2002).

Costa, P. A. S. - Atlas do potencial eólico para Portugal continental. Tese de Mestrado. Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, (2004).

Danish Wind Industry Association. - *Turbine Siting: Wind Obstacles* (2003). Último acesso em Fevereiro 2016. http://www.windpower.org/en

Davenport, A. G. - *The relationship of wind structure to wind loading. Proceeding of the international conference on the wind effect on building and structures* (1963). Papers 2.p.51.

Davenport, A. G. - *The treatment of wind loading on tall buildings*. In *Tall Buildings: The Proceedings of a Symposium on Tall Buildings with Particular Reference to Shear Wall Structures, Held in the Department of Civil Engineering, University of Southampton, April 1966* (p. 3). Elsevier.

Demirbaş, Ayhan. - *"Biomass resource facilities and biomass conversion processing for fuels and chemicals." Energy conversion and Management* 42.11 (2001): 1357-1378.

ESRI, (*Environmental Systems Research Institute*), I. E. R. U. - *Getting Started with MapObjects LT Using Visual Basic 6*. ESRI, Inc (2000).

Estanqueiro, A. I. L. - Modelação dinâmica de parques eólicos. Dissertação de Doutoramento. Instituto Superior Técnico de Lisboa, 1997.

Esteves, T. M. V. N. S. (2004). Base de dados do potencial energético do vento em Portugal–metodologia e desenvolvimento. Tese de mestrado. Faculdade de Ciências. Universidade de Lisboa (2004). Pag. 65.

Evans, A., Strezov, V., & Evans, T. J. - *Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies*. *Renewable and sustainable energy reviews, 13(5) (2009): 1082 - 1088.*

EWEA (European Wind Energy Association). - *The economics of wind energy: A report by the European Wind Energy Association*, 2009. (Pag. 1-16). Acesso em Junho, 2016. http://www.ewea.org/

Finney, Karen Anne. - *"Ocean thermal energy conversion." Guelph Engineering Journal 1 (2008): 17-23.*

Fraunhofer, I. S. E. - *Levelized cost of electricity-renewable energy technologies. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, Germany, Tech. Rep*. (2013).

GGTL (Gabinete do Governo de TL). - TL realiza uma importante melhoria da gestão de resíduos sólidos. Díli, 25 de Maio 2015.

Gorlov, A. M. - *"Tidal energy." Academic*, London (2001): 2955-2960.

Grell, G. (1995). - *A description of the fifth-generation penn state/ncar mesoscale model* (mm5), ncar/tn-398+ str. NCAR Technical Note (1995).

GTL (Governo de TL - "Plano Estratégico de Desenvolvimento (PED), versão Submetida ao Parlamento Nacional; 2011-2030." TL: Palácio do Governo (2012).

Gunn, Geoffrey C. - Timor Loro Sa'e: 500 *Years*. Livros do Oriente (1999).

Guterres, F. V. - *Access to Energy in Timor-Leste: Asian Pacific Energy Forum, December* 17-19. Bangkok, Thailand (2013).

Hamutuk, La'o. - *Master plan of* ZEESM (zona de economia exclusiva social de Mercado). Oecussi Timor-Leste. Díli (2013).

Hall, R. and Wilson, M. - *Neogene Sutures in Eastern Indonesia. Journal of Asian Earth Sciences* (2000), 18(6):781-808.

Haltiner, G.J. e R.T. Williams. - *Numerical Prediction and Dynamic Meteorology*. Second Edition. John Willey and Sons, New York, USA (1980)..

Hassan, G. & Partners. – *WindFarmer: The Wind Farm Design and Optimisation Software. Theory Manual.* Garrad Hassan and Patner (2002).

Hoes, O. A. C., L. J. J. Meijer, V. O. R. Sarfianto and R. J. Van der Endt - *Potential Contribution of Hydro Power Plants to the Energy Consumption of Esat Asian Islands. 9th International Symposium on Lowland Technology.* (September 29-October 1, 2014) in Saga, Japan.

Hoogwijk, M., Faaij, A., Eickhout, B., de Vries, B., & Turkenburg, W. - *Potential of biomass energy out to 2100, for four ipcc sres land-use scenarios. Biomass and Bioenergy* (2005), 29(4):225-257.

IAEA – (International Atomic Energy Agency). - *Nuclear techonology review 2014, General Conference*, Fifty-Heighth Regular Session 17th July 2014.

IEA (International Energy Agency). - *Key world energy statistics*: Technical report 2015.

Jefferson, M. - *Sustainable energy development: performance and prospects*. *Renewable energy* (2006), 31(5):571-582.

Johanson, T. B. - *Renewable energy: sources for fuels and electricity.* Island press (1993).

Justus, C. - *"Introduction to Wind Energy". Physical Climatology for Solar and Wind Energy*, Miramare-Trieste, Italy (1986). pp. 291 – 320.

Kalnay, E., Kanamitsu, M., Kistler, R., Collins, W., Deaven, D., Gandin, L., ... & Zhu, Y. - The NCEP/NCAR 40-year reanalysis project. *Bulletin of the American meteorological Society* (1996), 77(3), 437-471.

Kendall, G. - Plugged in: the end of the oil age. World Wide Fund for Nature. European Policy Office (2008).

Lawless, James V., Brian G. Lovelock, & Greg N. Ussher. - *"Geothermal Potential of East Timor"." World Geothermal Congress* 2005 (2005).

Lopes, A. M. - Produção eólica e enquadramento técnico-económico em Portugal. Dissertação de Doutoramento. Universidade do Porto (2009).

LNEG, Laboratório Nacional de Energia e Geologia "ATLAS - Atlas, bases de dados e avaliação do potencial eólico," [Online]. Disponível em: http://www.lneg.pt/iedt/projectos/262/. [Acedido em Maio, 2016].

Lundahl, Mats, & Fredrik Sjöholm. - *"The oil resources of Timor-Leste: curse or blessing?." The pacific review* 21.1 (2008): 67-86.

Lutgens, F. & Tarbuck, E. - *The Atmosphere: An Introduction to Meteorology*. *Prentice Hall, Inc*., 10th Ed. New Jersey, USA, 2007. ---- p. NBSN ….

Makogon, I. F. - *Hydrates of natural gas* (p. 237). Tulsa, Okla, USA (1981): PennWell Books.

Manwell, J.F., McGowan, J.G., Rogers, A.L. - *Wind Energy Explained. Theory, Design and Application.* Jonh Wiley & Sons, LTD (2002)..

Marques, S. Energias Fósseis versus Energias Renováveis: proposta de intervenção de Educação Ambiental no 1º Ciclo do Ensino Básico. Universidade do Minho, Braga (2007).

Martins, F., Guarnieri, R., & Pereira, E. - O aproveitamento da energia eólica. *Revista Brasileira de Ensino de Física (2008), 30(1):1304*.

Martinot, E., Dienst, C., Weiliang, L., & Qimin, C. - *Renewable energy futures: Targets, scenarios, and pathways. Annu. Rev. Environ. Resour. (2007), 32*, 205-239.

Maron Vichi, Flavio. - "Energia, meio ambiente e economia: o Brasil no contexto mundial." Quim. Nova 32.3 (2009): 757-767.

Mass, C. F., Ovens, D., Westrick, K., & Colle, B. A. - *Does increasing horizontal resolution produce more skillful forecasts? The results of two years of real-time numerical weather prediction over the Pacific Northwest. Bulletin of the American Meteorological Society* (2002), 83(3), 407-430.

Mathew, Sathyajith. - *Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics*. Vol. 1. Berlin: Springer, 2006. Pag. 23-37; 209-235.

Moran, J. M. et al. - *Meteorology: the atmosphere and the science of weather*. 1997. Prentice Hall, New Jersey (1997).

Mortensen, N. G. L., Landberg I. & Troen, E. L. P. - *Wind Atlas Analysis and Application Program - WAsP*. Riso National Laboratory (1993a).

Mortensen, N. G. L., Petersen, E. L., & Landberg, L. - *Wind resources part II: Calculational methods. In 1993 European Community Wind Energy Conference*. Proceedings. HS Stephens and Associates (1993b).

Muetze, Annette, & J. G. Vining. - *"Ocean wave energy conversion-a survey." Industry Applications Conference*, 2006. 41st IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2006 IEEE. (Vol. 3, pp. 1410-1417). IEEE, 2006.

Neves, Guteriano, Charles Scheiner, & Santina Soares. - *"Sunrise LNG in Timor-Leste: Dreams, realities and challenges."* Dili: La'o Hamutuk (2008).

NSD – (National Statistics Directorate). - *Population and housing census Timor-Leste* 2010. Technical report, Ministério da Finanças de Timor-Leste (2011).

Pacheco, Fabiana. - "Energias Renováveis: breves conceitos." Conjuntura e Planejamento 149 (2006): 4-11.

Pedersen, Jon, & Marie Arneberg. - *"Social and economic conditions in East Timor"*. New York: Columbia University (1999).

PERI-TL, Timor-Leste - *Public Expenditure Review: Infrastructure, (PERI-TL). A Joint Ministry of Finance and World Bank Review of the Quality of Infrastructure Spending in Timor-Leste, Focusing on Roads, Irrigation and Electricity*, (2015). Último acesso em Maio 2016. https://www.mof.gov.tl/

Pereira, Manuel Collares. - "Energia e Ambiente num Mundo com muita Gente." Nação e Defesa (2009).

PER (Portal de Energias Renováveis). - *Energia solar*., *Energia eólica (2015)*.

Protocol, Kyoto. - *"United Nations framework convention on climate change*." Kyoto Protocol, Kyoto 19 (1997). Último acesso em Novembro 2015. http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf

REN21 – *Renewables 2015: global status report: REN21, Paris, Tech. Rep*. (2015). Último acesso em Junho 2016. http://www.ren21.net/

Roeth, Jacques. - *Wind Resource Assessment Handbook*. NYSERDA. Final Report, Albany, NY (2010).

Rourke, Fergal O., Fergal Boyle, & Anthony Reynolds. - *"Tidal energy update* 2009*." Applied Energy*, 87.2 (2010): 398-409.

SEPE-Martifer. - Secretaria de Estado da Politica Energética e Empresa Martifer: - Plano de electrificação de Timor-Leste com base em energias renováveis. Documento não publicado. Díli, (2010).

Sidhu, K. S. - *Non-conventional energy resources*. PEC campus, Chandigarh, pp-6-7, 2006.

Silva, F. M. - "Caraterização do Recurso Eólico." Curso de Formação - Ação do Programa Altener. Energia Eólica, Cap 2. Tecnologia e Inovação - INETI, Lisboa. (1996).

Simiu, E. & Scanlan, R. - *Wind Effects on Structures: Na Introduction to Wind Engineering* John Willey and Sons, USA (1977).

Simiu, Emil and Scanlan, Robert. H. - *Wind Effects on Structures: Fundamentals and Applications to Design*. Wiley-Interscience. USA (1986).

Simões, Teresa, e Ana Estanqueiro. - "EOLOS–Base de dados do potencial energético do vento em Portugal." Tese de Mestrado. CD-ROM), INETI, Agosto (2000). Pag. 7 – 56.

Simões, T., P. Costa, & Ana Estanqueiro. - *"A methodology for the identification of the sustainable wind potential. The Portuguese case study." Power Systems Conference and Exposition*, 2009. PSCE'09. IEEE/PES. IEEE, 2009.

Sousa, Ivo Carneiro de. - "A história de Timor e a presença portuguesa na Insulíndia: catálogo da exposição." Faculdade de Letras, UP (1997).

Steele, John H., Steve A. Thorpe, & Karl K. Turekian, eds. - *Elements of physical oceanography: a derivative of the encyclopedia of ocean sciences*. Academic Press. Applied Energy (2009). 87(2):398-40.

Stull, R. B., *An Introduction to Boundary Layer Meteorology*. Kluwer Academic Publishers (1988).

Thielemann, Thomas, Sandro Schmidt, & J. Peter Gerling. - *"Lignite and hard coal: Energy suppliers for world needs until the year 2100—An outlook." International Journal of Coal Geology* 72.1 (2007): 1-14.

TimorGap. *Annual report 2013*. Technical report, TimorGap E.P (2013).

Troen, I., & Petersen, E. L. - *European wind atlas: Commission of the European Communities, Roskilde: Riso National Laboratory,* Brussels (Belgium) *(1989).*

Tzimas, Evangelos, et al. - *"Trade-off in emissions of acid gas pollutants and of carbon dioxide in fossil fuel power plants with carbon capture." Energy Policy* 35.8 (2007): 3991-3998.

Ummadisingu, Amita, & M. S. Soni. - *"Concentrating solar power–technology, potential and policy in India." Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15.9 (2011): 5169-5175.

USGS - *Global 30 arc-second topographic database web site,* 2012. Acesso http://edcdaac.usgs.gov/gtopo30/gtopo30.htm

USGS - *Land Cover Characteristics database web site*, 2012. Acesso http://edcdaac.usgs.gov/glcc/glcc.thm

Vaillancourt, Kathleen, et al. - *"The role of nuclear energy in long-term climate scenarios: An analysis with the World-TIMES model." Energy Policy* 36.7 (2008): 2296-2307.

Van der Hoven, Isaac. - *"Power spectrum of horizontal wind speed in the frequency range* from 0.0007 to 900 cycles per hour." Journal of meteorology 14.2 (1957): 160-164.

Yee, Shannon K. - *Nuclear fuel cycle modeling approaches for recycling and transmutation of spent nuclear fuel*. Doctoral Dissertation. The Ohio State University, 2008.

WBG - (*World Bank Group*). - *Timor-Leste economic indicators* (2016). Último acesso em Fevereiro 2016. http://www.worldbank.org/en/country/timor-leste

WNA - (*World Nuclear Association*). - *Estimatives of Uranium availability* (2015). http://www.world-nuclear.org/

WSP - (*World Statistics Pocketbook): Edition Department of Economic and Social Affairs Statistics Division* - United Nations. New York. Series V, No. 39 (2015). http://unstats.un.org/unsd/pocketbook/

WWEA - (W*orld wind energy association*). - *The World Set New Wind Installation Record.* Bonn, 10 February (2016). http://www.wwindea.org/

Documentos Legislativos:

MAP – Ministério Agricultura e Pescas. Decreto-Lei N.º 5/2011, sobre o Licenciamento Ambiental de Timor-Leste (9 de Fevereiro de 2011). Obtido em Julho 2016: http://www.dh-cii.eu/

MAP – Ministério de Agricultura e Pescas. Diploma Ministerial Nº 429/10/DM/XI/10, sobre a Admissão de Entrada a Áreas Protegidas e Parque Nacional de Timor-Leste (26 de Novembro 2010). Acesso em Julho 2016: http://faolex.fao.org/

PN – Parlamento Nacional Lei N.º 8/2008 de 30 de Junho: Lei Tributária de Timor-Leste (30 de Julho 2008). Acesso em Julho 2016: https://www.mof.gov.tl/

ZEESM-RAE - Decreto-Lei n.º 3/2014 de 18 de Junho, que "Cria a Região Administrativa Especial (RAE) de Oe-Cusse Ambeno e Atauro" também estabelece a Zona Especial de Economia Social de Mercado (ZEESM), de Junho 2014:

ANEXOS:

Anexo A: Suplemento dos modelos de avaliação do potencial eólico (referente ao Capítulo 4)

A-1: O modelo mesoscala (MM5)

É um modelo computacional de acesso livre que tem sido desenvolvido nos EUA, na PSU/NCAR [Grell, 1995]. Tem vindo a ser continuamente aperfeiçoado através da contribuição de diversos utilizadores, em universidades e institutos de investigação, em todo o mundo. Este modelo utiliza o estado da arte em simulações de meteorologia e climatologia regional (áreas limitadas a centenas de quilómetros) com resoluções médias de 20 - 30 km. O modelo utiliza coordenadas *sigma* [Haltiner, 1980], que permitem o "acompanhamento" do terreno, tornando-o, assim, capaz de simular e prever circulações de mesoscala ou de escala regional.

O modelo MM5 é composto por um conjunto de módulos executáveis e independentes, apresentado no organigrama figura A-1. É um conjunto de informação processada por cada módulo que constitui à informação principal de entrada numérica é feita através do programa principal MM5 que fornece os prognósticos dos campos das grandezas meteorológicas.

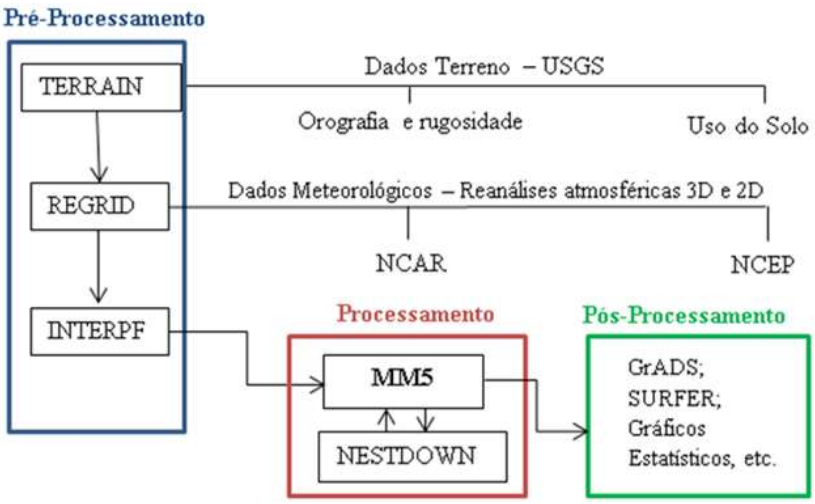


Figura A-1: O modelo mesoscala MM5 para o programa principal, que se denomina igualmente por MM5.

O modelo principal do MM5 (figura A-1) é utilizado na execução da metodologia na fase I e II da figura 4.3. É composto por vários modulos: de pre-processamento (*TERRAIN*, *REGRID* e *INTERPF*); de processamento (MM5 e *NESTDOWN*) e de pós-processamento *(GrADS, Surfer,* Gráficos, Estatísticos etc.) para a construção do mapa médio de vento longo termo de Timor-Leste.

O modulo *TERRAIN* define a área do domínio de simulação numérica e permite processar os dados de orografia e rugosidade equivalentes para a malha do modelo numérico. Estes dados são depois projetados num sistema conveniente de projeção de mapas, adaptado às necessidades do modelo numérico. Neste módulo é ainda possível definir domínios "aninhados "ou encadeados (figura 5.1-a) do capitulo 5, com o objetivo de aumentar a resolução das simulações.

A geração dos campos terrestres, topografia, rugosidade e uso do solo, pode utilizar dados de várias fontes, como por exemplo, a base de dados geográficos de alta resolução GTOPO30s, com resolução espacial de 0,925 km ou 0,0083333 graus, e com informações que cobrem a totalidade do planeta.

O modulo *REGRID* permite tratar dos dados meteorológicos históricos tridimensionais e bidimensionais, conhecidos como *análises meteorológicas*. Com estes dados, o módulo executa procedimentos de interpolação dos parâmetros meteorológicos para todos os pontos de grelha do domínio principal e/ou subdomínios, constituindo-se essa interpolação como a inicialização *first guess* do modelo numérico.

O modelo interpola e reajusta os dados meteorológicos e de superfície para as áreas de terreno previamente definidas no módulo *TERRAIN*. O conjunto de informação processada por cada programa constitui a base de dados para as simulações do programa principal, MM5, o qual fornece os resultados climáticos.

O Módulo *INTERPF* utiliza os resultados oriundos do *módulo REGRID*, onde é feita uma interpolação vertical das grandezas meteorológicas definidas em níveis de pressão para o sistema de coordenadas "sigma" do modelo. A execução deste módulo gera, para o modelo numérico MM5, as condições iniciais e de fronteira para a execução que adapta a malha do modelo e as variações espaciais do terreno.

O Módulo *NESTDOWN* é utilizado após a execução numérica do modelo MM5. Este

módulo, permite gerar condições iniciais e de fronteira, já prognosticadas pelo modelo MM5 para domínios de maior refinamento espacial, ou seja, resimulação numérica de mesoscala com malha mais refinada.

Módulo MM5: é o programa principal do modelo atmosférico de mesoscala que faz a integração numérica das equações de Navier-Stokes em três dimensões, a equação termodinâmica e a equação de conservação de água no sistema de coordenadas de sigma.

MM5toGrADS: programa de pós-processamento gráfico e visualização dos resultados do modelo.

Validação do Modelo MM5: utilização dos dados experimentais da Martifer-Megajoule de um ano (Dezembro 2008 - Novembro 2009) em três locais, Lariguto, Baucau e Bobonaro. Com base nos dados observados nestas estações anemométricas foi implementado um processo de validação que permitiu ajustar as melhores parametrizações (tabela A-1) da camada limite atmosférica (CLA) para o terreno de TL e comparar/ajustar ou calibrar com os dados do ano 2009, do clima do vento longo termo (2004 – 2012) da estação meteorológica (EM) do aeroporto de Díli, para fins de construção do mapa médio do longo termo de TL.

Tabela A-1: Os parâmetros utilizados no modelo MM5

Parâmetros do MM5	**D1 243 (Km)**	**D2 81 (Km)**	**D3 27 (Km)**	**D4 9 (Km)**	**D5 3 (Km)**	**D6/D7 1 (Km)**
Terreno	USGS	USGS	USGS	USGS	USGS	USGS
Rugosidade	USGS 24 cat.)	USGS 24 cat.)	USGS 24 cat.)	USGS 24 cat.)	USGS 24 cat.)	USGS 24 cat.)
Dados 3D	NCAR [2.5º x 2.5 º]					
Dados superfície e solo	NCAR [2.5º x 2.5 º]					
Parametrização cúmulos	*Grell*	*Grell*	*Grell*	*Grell*	*Grell*	*Grell*
Microfísica	*Simple ice*	*Simple ice*	*Simple ice*	*Simple ice*	*Simple ice*	*Simple ice*
CLA	MRF	MRF				Grayno-seaman
Radiação	*Cloud-Radiation*	*Cloud-Radiation*	*Cloud-Radiation*	*Cloud-Radiation*	*Cloud-Radiation*	
Modelo solo	NOAH	NOAH	NOAH	NOAH	NOAH	NOAH
Assimilação de dados	-	-	-	-	-	-

A-2: O modelo WAsP

É um modelo linear desenvolvido pelo laboratório dinamarquês RISO *Riso National Laboratory* [Troen e Petersen, 1989]. Destina-se ao estudo do comportamento da velocidade e direção do vento tendo em conta os efeitos locais do terreno. Para além disso, o programa possui condições de estimar a produção energética de uma turbina num dado local ou numa dada região [Mortensen et al., 1993b].

O programa executa uma extrapolação horizontal e vertical de um determinado perfil de vento, calculando a respetiva distribuição de ocorrências por setores de direção. A partir de uma série temporal de entrada com os registos de vento, permite efetuar uma estimativa das caraterísticas do regime de ventos, corrigindo os dados dos efeitos da orografia, rugosidade e obstáculos no local através da aplicação dos três submodelos: orografia, rugosidade e obstáculos, representados na figura A-2.

Orografia: o modelo entra em linha de conta com a complexidade caraterística do terreno em estudo. Em primeiro lugar calcula-se a perturbação no escoamento potencial induzida pelo terreno, correspondendo a um vetor unitário na direção não perturbada do vento e, em seguida, é introduzida uma modificação da solução do escoamento potencial por forma a inserir, de uma forma aproximada, a velocidade de atrito no solo.

Rugosidade: a rugosidade de um dado local é outro dos parâmetros de entrada considerados indispensáveis neste tipo de estudos, uma vez que influencia de forma determinante o escoamento atmosférico junto ao solo e, consequentemente, a energia disponível num determinado local.

Por rugosidade entende-se, no sentido mais geral do termo, o tipo de ocupação do solo caraterístico de uma dada região ou local, vegetação, localidades, zonas de cultivo, etc. O local ideal é caraterizado por rugosidade homogénea e reduzida, sendo no entanto mais frequente encontrar locais onde se encontram vários tipos de rugosidade que se interpenetram. A rugosidade de uma determinada área em estudo é normalmente representada na forma de mapa vetorial, embora o mesmo possa fazer-se através de ficheiros em formato tabular. No caso presente optou-se por utilizar a informação na forma de mapa vetorial [Esteves, 2004].

Obstáculos: os efeitos causados pelos obstáculos presentes nas imediações do mastro a

distâncias tão próximas que não possam ser considerados como elementos de rugosidade, são tomados em conta na avaliação do escoamento através da modelação das esteiras por eles produzidas, e que consideram a porosidade e altura do obstáculo, a altura a que se encontra instalado o anemómetro e a distância deste ao obstáculo [Esteves, 2004].

O modelo microescala WAsP é aplicado na fase II para calibração e ajustes com os dados do vento de Dezembro 2008 – Dezembro 2009 e na fase IV para estimativas de produção energética dos PEs.

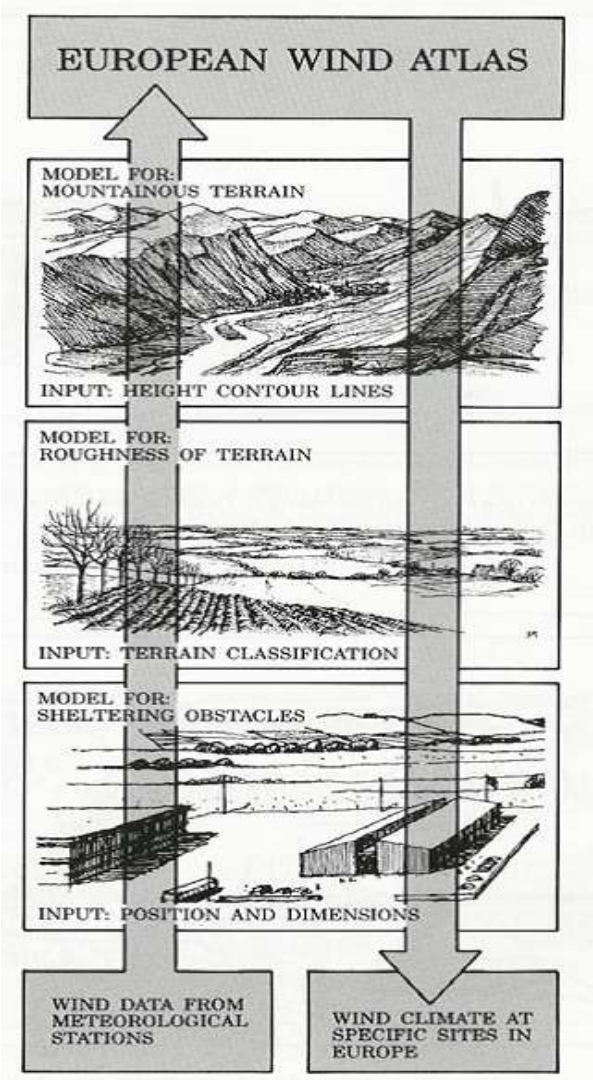


Figura A-2: Os três submodelos e informação de entrada para o modelo WAsP [Mortensen, 1993a].

A-3: O modelo *Windfarmer*

O modelo foi desenvolvido em colaboração com entidades do sistema eletroprodutor para responder às necessidades da optimização da configuração dos parques eólicos. Este modelo tem sido muito utilizado para efeitos de optimização da produção energética de um parque eólico, uma vez que permite a introdução de zonas de exclusão na área de desenvolvimento do mesmo (e.g. constrangimentos ambientais e geométricos à instalação de turbinas eólicas [Hassan e Partners, 2002]).

O modelo *Windfarmer* tem a capacidade de efetuar cálculos sobre: energia e perdas energéticas por efeito esteira, propagação do ruído, turbulência, análise de ZVI *(zone visual influence*), perda elétrica e sombra e/ou reflexo produzido pelo movimento das pás *(shadow flicker*).

O modelo *Windfarmer* utiliza a grelha do recurso do escoamento do vento proveniente do software WAsP. Os resultados obtidos pelo modelo WAsP integram entre outros, os parâmetros da distribuição de Weibull A e k que representam probabilidade de distribuição da velocidade e direção do vento por cada ponto de uma grelha de recurso energético do vento.

O *software Windfarmer* recorre a um modelo de efeito esteira para determinar a variação de velocidade do vento incidente em cada turbina do parque eólico devido à presença de outras turbinas.

A precisão da previsão do efeito de esteira é importante para o desenvolvimento de parques eólicos, pois o espaçamento mínimo entre turbinas minimiza perdas e permite a obtenção de um micro posicionamento optimizado das turbinas eólicas. No caso presente, para o micro-posicionamento energeticamente optimizado foi assumida uma distância minima inter turbinas de três diamêtros, bem como as condicionantes previamente identificadas (e.g., zonas com declives superiores a 15%).

A-4: A georreferenciação da informação de planeamento (modelo ArcGIS)

Aqui apresenta-se uma descrição sucinta de vários processos utilizados para transformar/formatar a informação de forma a se apresentarem adequados aos programas desenvolvidos para a realização das operações/seleções desejadas dentro do SIG - georreferenciação de potencial energético sustentável [ESRI, 2000]. A modelação do SIG (Model *Builder*), as condições de restrições e as ferramentas utilizadas neste modelo serviram para a construção do "Atlas do PES e a Identificação das Zona mais Favoráveis" de TL:

Modelos de Dados: Conjunto de regras usadas para converter a variação geográfica do mundo real num conjunto discreto de objetos [Burrough, 1992]. Os dados podem ser de dois tipos: *raster* e *vectorial*.

Modelo *raster*:

- o espaço é dividido numa grelha de células *(pixels*) regular e a localização de uma determinada entidade é feita através de linha(s) e coluna(s) da(s) célula(s) por ela ocupada(s);
- a grelha de células preenche todo o espaço (área em estudo);
- cada célula contém apenas um valor que representa a condição ou atributo desse ponto da superfície da terra;
- o valor atribuído a cada célula, pode representar um código de atributo qualitativo ou quantitativo;
- o modelo matricial relata o que ocorre em todo o local em estudo.

Modelo vetorial:

- todas as entidades são representadas através de pontos, linhas e áreas que estão referenciados num sistema de coordenadas ((x,y) ou (x,y,z) do sistema);
- o modelo vetorial não preenche necessariamente todo o espaço;
- as entidades espaciais correspondem a entidade tal e qual como elas existem no mundo real;
- os atributos dos objetos são armazenados numa base de dados alfanumérica: a ligação entre o ficheiro de desenho e a tabela de atributos pode ser feita associando um

identificador único a cada elemento do mapa;
- o modelo vetorial relata onde é que ocorre determinado objeto espacial.

A-4-1: Pré-processamento dos dados de entrada

Uma das fases importantes do desenvolvimento de metodologias de base SIG é o processamento dos dados de entrada, bem como a sua adequação ao modelo de informação geográfica selecionado. Neste trabalho os dados de entrada referem-se a dois tipos de variáveis apresentados na tabela A-2.

O primeiro constituem dados de entrada de origem *raster* (imagens digitais das diferentes instituições em Timor-Leste: áreas de ambiente protegido, rodovias, rede elétrica, pista do aeroporto, áreas urbanas com elevado potencial de vento e as zonas fronteiriças. São processadas (digitalizadas e transformadas ao *buffer*, antes de serem introduzidos no modelo (*Builder*) ArcGIS na figura A-3. De seguida dá-se importância aos dados do recurso (a velocidade do vento e o NEPS) oriundos da simulação do MM5 (resolução 3x3 km), juntamente com o declive do terreno e a ocupação do solo.

Abaixo descrevem-se alguns dos procedimentos mais usuais neste tipo de metodologias e nos projetos desenvolvidos com SIG.

<u>Compilação de dados:</u> codificação de dados geográficos de forma conveniente para o sistema. Aqui, incluem-se processos de digitalização, digitalização automática efetuada por sistemas automáticos de varrimento *(scanning*), atribuição de valores (atributos), codificação de elementos recolhidos em trabalho de campo (e.g., elementos de rugosidade e obstáculos).

<u>Georreferenciação de dados</u>: referenciação espacial de conjuntos de dados num sistema de coordenadas pré-selecionado, e transformação entre sistemas de coordenadas. Restruturação de dados: pode ser apenas uma reformatação dos dados de entrada de forma a serem suportados pelo sistema, ou passarem pela conversão entre estruturas de dados *(raster-vetorial*).

<u>Edição:</u> detectar, corrigir e resolver inconsistências não espaciais, espaciais ou topológicas (e.g., erros de digitalização).

A-4-2: As ferramentas utilizadas na determinação do PES

Seleção: pode recorrer-se a operações baseadas na lógica boleana, a qual utiliza um sistema numérico binário (com 0 e 1)[52] tendo em conta um conjunto de critérios sobre mapas temáticos ou tabelas de registos. Estes permitem que sejam utilizados critérios sobre os valores de atributos temáticos ou de caraterísticas temporais.

Transformação: modificação dos atributos de um objeto/elemento. Estes podem ser subdivididas em operações aritméticas e de categoria para atributos, e geométricas para caraterísticas espaciais. Operações aritméticas consistem na aplicação de uma constante (mediante uma operação elementar ou função trigonométrica, logarítmica ou exponêncial) para modificação de um atributo; operação para definir categorias que modificam os valores dos atributos reclassificando-os em novas categorias.

Dentro destas podem distinguir-se as operações de classificação, para conversão de atributos quantitativos contínuos em discretos ou nominais (e.g., classificação de dados obtidos por deteção remota), e de reclassificação, para conversão de categorias nominais noutras do mesmo tipo ou de tipo numérico expressando pesos; operações geométricas que modificam as caraterísticas espaciais dos objetos e podem ser de três tipos; transformações por projeções (representação da superfície da terra por meio de um plano), transformações lineares (alteração da escala, rotação ou translação), e não lineares (definidas pelo utilizador); derivação da informação espacial que permite extrair informações novas por inferência sobre os dados existentes; operações de generalização que simplificam objetos capturando apenas as suas caraterísticas espaciais mais salientes; operações de geração de faixas de interesse em torno de entidades geográficas *(buffers*) criam novos objetos que incluem outros mediante um critério especificado.

A-4-3: O modelo de ArcGIS *(model builder)*

A construção do modelo, através da ferramenta *model builder*, consiste essencialmente na agregação de um elevado conjunto de ações que se pretendem que sejam efetuadas de forma sequencial e definir as caraterísticas principais da sua aplicação de forma a atingir de forma mais rápida e precisa um determinado conjunto de resultados. Esta

[52] 0 – objeto rejeitado ou filtrado e 1 – objeto aceite ou preferencial

ferramenta permite igualmente a criação de interfaces para que se possam alterar os dados de entrada e de saída de forma interativa, tornando o processo de obtenção de resultados menos complexo e moroso. A figura A-3 apresenta como o modelo criado para o domínio 5 para a construção do mapa do vento sustentável de TL. Algumas das operações efetuadas no *Model Builder* são as que se descrevem abaixo:

Buffer: é a geração ou ampliação de uma área de influência para executar o geo-processo que está localizado nas caixas de ferramentas do *ArcToolBox*. Geo-processo mais indicado para criação de feições do tipo corredores (rios, rodovias, ferrovias, linhas de transmissão eletrica, áreas protegidas). Os *buffers* podem ser quadrados ou curvos e podem incluir pontos ou linhas; operações de sobreposto (*overlay*); criam novos objetos por aplicação de várias operações da lógica boleana, da aritmética e da estatística sobre dois mapas temáticos.

Nestas operações cada mapa temático é tratado como uma variável; operações de derivação sobre uma superfície curva envolvem extração de informação tridimensional. Nestas incluem-se as funções de interpolação e de filtro, para, por exemplo, determinar declives e orientação de vertentes, ou identificar regiões de visibilidade.

Union: a utilização da ferramenta *Union* do software ArcGIS, para reunir polígonos e linhas que se encontrem em vários arquivos (*shapefile*).

Reclassify: é reclassificar ou alterar os valores das células, usando vários métodos: por um valor de cada vez ou grupos de valores de uma só vez; com base em critérios, tais como intervalos específicos; ou por área que contenha o mesmo número de células. O objetivo é permitir alterar os valores em um *raster* de entrada para os valores desejados, especificados.

Times: multiplica os valores de dois mapeamentos em formato *raster* numa base de célula-por-célula. *Raster* 1 e 2 devem ser especificados por um parâmetro (binário: 0 e 1) para serem multiplicados.

As condicionantes e restrições do plano e ferramentas de utilização são resumidas e apresentadas na tabela A-2, descrevendo as variáveis utilizadas neste trabalho e as condições e ferramentas aplicadas a cada uma delas.

Tabela A-2: As condições de restrições e ferramentas aplicadas no modelo ArcGIS

Variáveis	**Condições de filtragem**	**Ferramentas na ordem de utilização**
Cidades	Raios: 1.000-2.000 m	*Buffer, Union, Reclassify, Times*
REN	Raios: 15 m	
Estradas	Raios: 15 m	
Pista do aeroporto	2L x 3W	
Linha fronteira	Raios: 500 m	
Áreas protegidas	Área definido por imagem	*Union, Reclassify, Times*
Declive	≥ 15%	*Reclassify, Times*
Velocidade do vento	≤ 6.0 m/s	
NEPS	≤ 2.200 horas/ano	
Fator de ocupação do solo	50% da densidade de população máxima distrital	*Times*

L: comprimento da pista do aerroporto e o
W: Largura da pista.

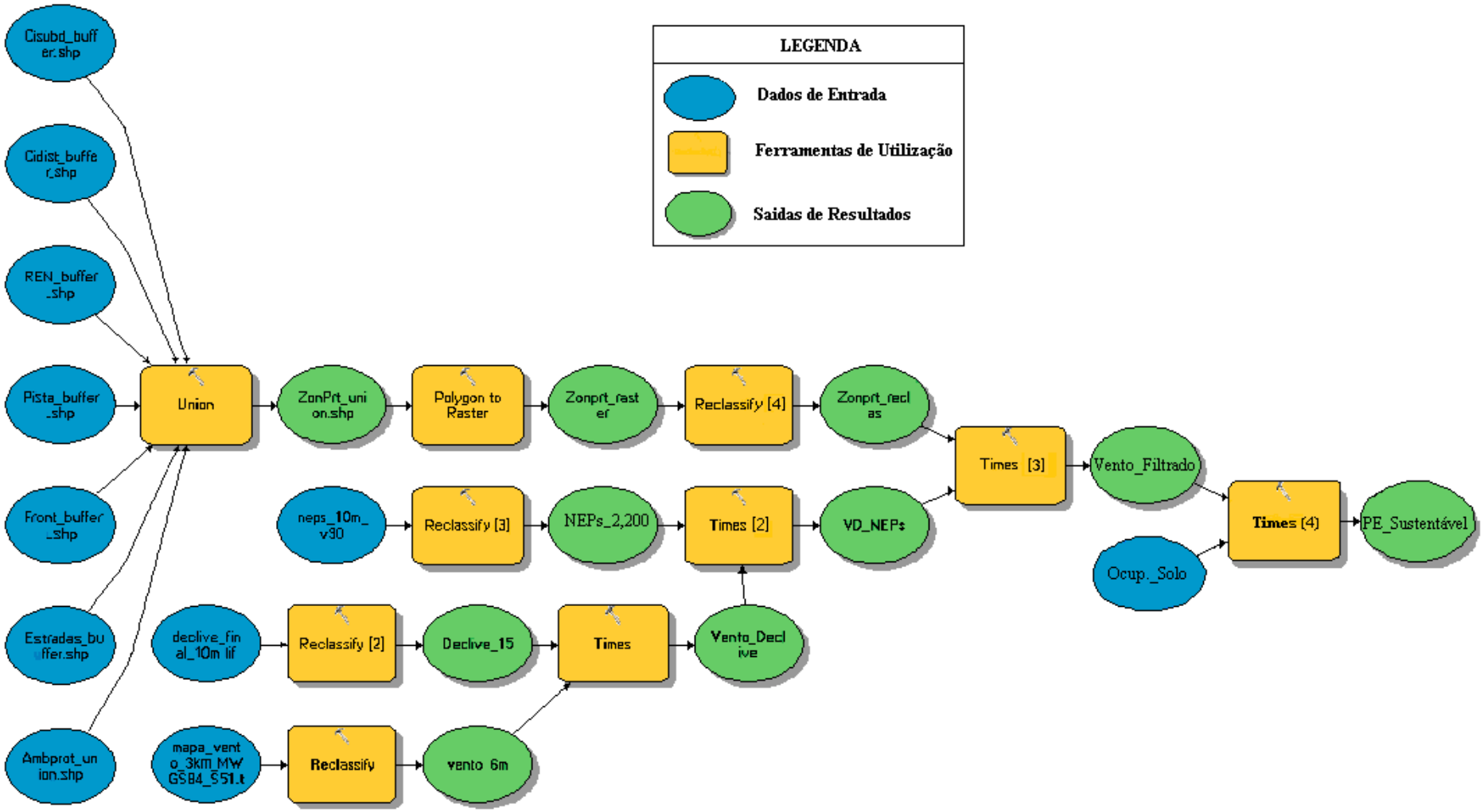


Figura A-3: O modelo *Builder* de ArcGIS do PES de TL

Anexo B: Suplemento do Potencial Eólico Sustentável de Timor-Leste (referente ao Capítulo 5).

B-1: A análise da variabilidade inter anual

As análises de duração de observação permitem observar que quanto mais longa a duração mais precisa será a representatividade do escoamento atmosférico segundo [Silva, 1996] na figura: B-1.

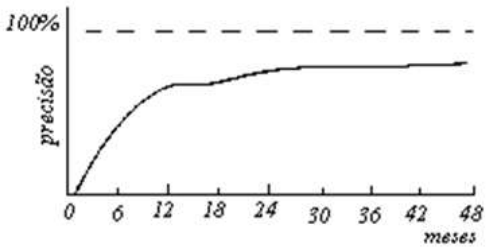


Figura B-1: A duração de observação do vento

Na figura B-2 vê-se a velocidade média do vento mensal do longo termo da EM de Díli entre ano 2004-2012.

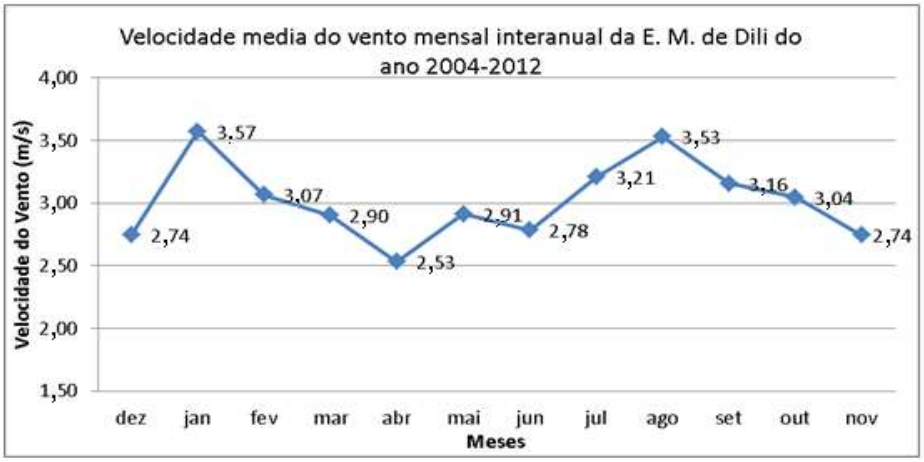


Figura B-*2*: A velocidade média do vento mensal de longo termo (3,016 m/s).

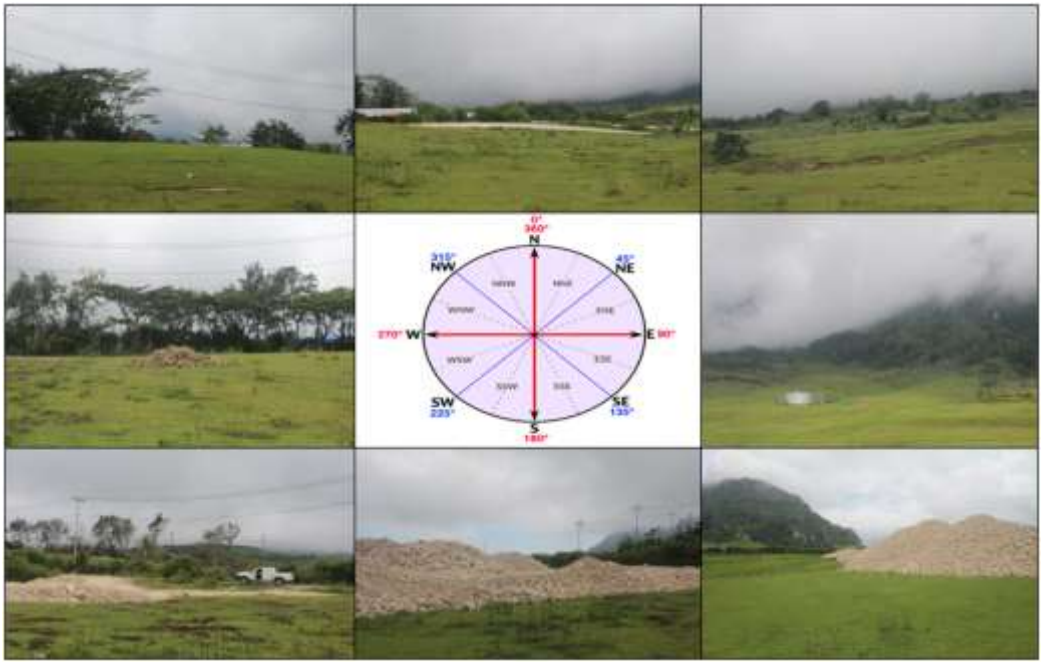
O clima do vento longo termo de Timor-Leste do ano 2004 – 2012 e coeficiente de variabilidade correspondente ao mês Dezembro 2008 - Novembro 2009 da EM de Díli se demonstra na tabela B-1.

Tabela B-1: O clima do vento do longo termo de Timot-Leste do ano 2004 – 2012

Anos Estação Meteorológico de Díli	Vel. Media Annual (m/s)	Anomalia (m/s)	Razão/ratio	Coeficiente de Variabilidade $C_{variab.}$ (%)
2004	2,74	-0,28	0,91	-9,14
2005	2,87	-0,14	0,95	-4,75
2006	3,07	0,06	1,02	1,91
2007	3,23	0,21	1,07	7,10
2008	3,27	0,25	1,08	8,31
2009	**3,18**	**0,17**	**1,06**	**5,61**
2010	2,90	-0,12	0,96	-3,85
2011	2,71	-0,31	0,90	-10,26
2012	3,17	0,15	1,05	5,07

B-2: A validação dos dados simulados com dados observados

As informações relativamente às imagens dos objetos redundantes do local de oito direções dos locais de estudo são apresentadas nas figuras B-3: o local de Lariguto; B-4 o local de Baucau e B-5 o local de Bobonaro.



A figura B-3: As imagens do local de Lariguto (Janeiro 2015)

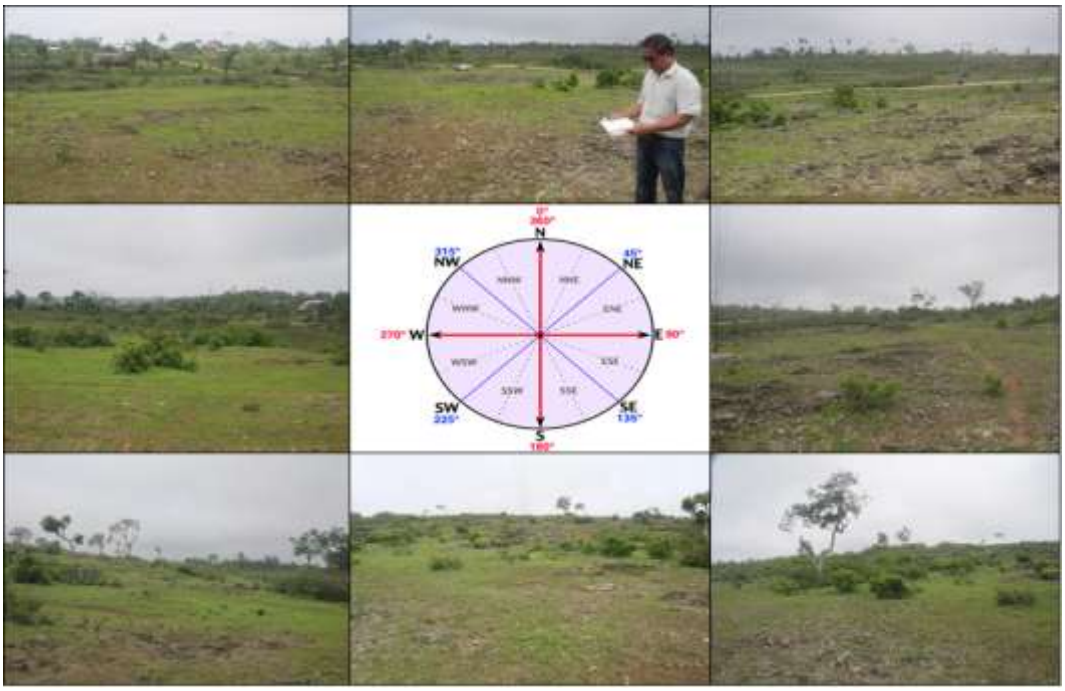


Figura B-4: As imagens do local de Baucau (Janeiro 2015)

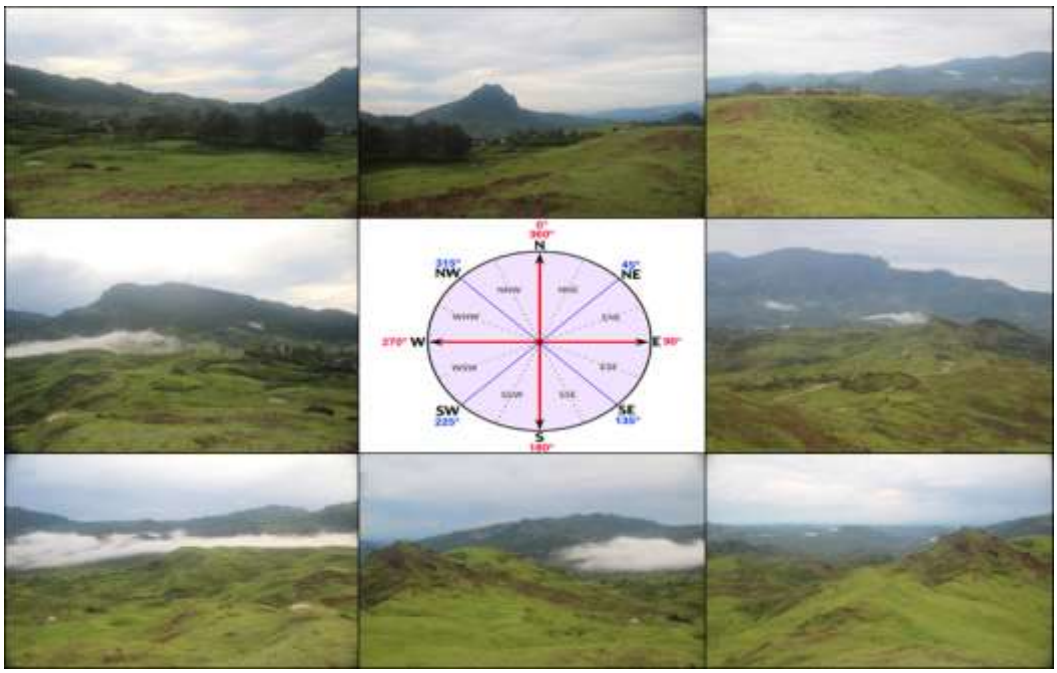


Figura B-5: As imagens do local de Bobonaro (Dezembro 2014)

As séries de vento observados e simulados de Novembro 2008 e Dezembro 2009 são de três estações anemométricas: Lariguto, Baucau e Babonaro. Os dados horários de velocidade do vento compreendido entre Dezembro de 2008 – Novembro de 2009 dos três locais observados são comparados com os dados de vento simulados, como se vê na figura B-6. Apresentam uma concordância significativa em termos de comportamento do vento ao longo do tempo.

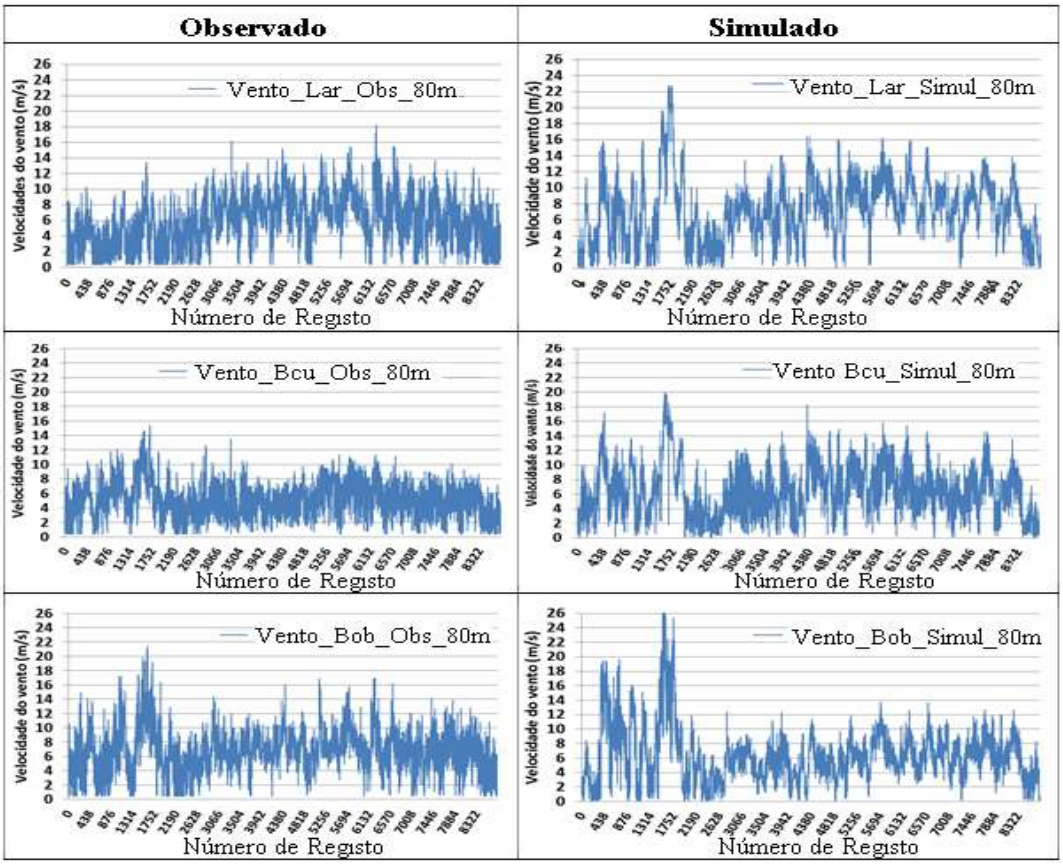


Figura B-6: A velocidade do vento observado e simulados de Dez. 2008 – Nov. 2009.

Os dados horários de direção do vento compreendido entre Dezembro de 2008 – Novembro de 2009 dos três locais observados são comparados com os dados de vento simulados (figura B-7). Também apresentam uma concordância significativa em termos de comportamento do vento ao longo do tempo no setor dominante situado a su-sudeste (150°).

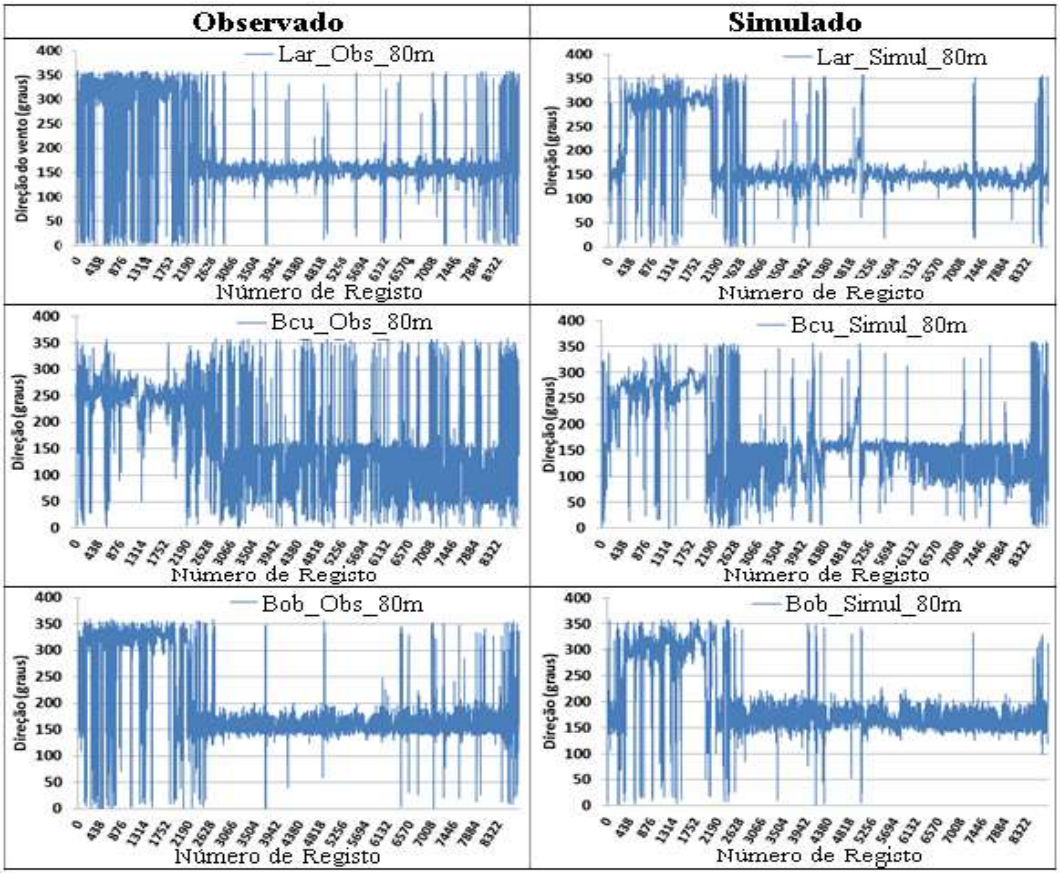


Figura B-7: A direção do vento observados e simulados de Dez. 2008 – Nov. 2009.

B-3: A distribuição da população (ocupação do solo)

A identificação do potencial eólico sustentável de Timot-Leste é determinada tendo em conta a distribuição da população de Timor-Leste, referida na figura 1.1 do capitulo 1. A figura B-8 apresenta a distribuição populacional existente por distritos do país, e a figura B-9 a distribuição da população por subdistritos. Neste sentido, assumindo um parâmetro da distribuição máxima da população do distrito de Díli por 50% (0,5) procedeu-se ao cálculo dos fatores de ocupação do solo nos distritos, subdistritos e sucos.

Figura B-8: A distribuição da população por distritos

Figura B-9: A distribuição da população por subdistritos

B-4: O fator de ocupação do solo por subdistritos e sucos

A identificação das áreas de aproveitamento do PES é determinada pela ocupação do solo pelas populações (habitações, atividades humanas, como agricultura, pastagens industriais e outros), não se podendo aproveitar todo o potencial energético do vento numa área ocupada pela população. Assim deve-se tomar em consideração os níveis de distribuição populacional por divisões administrativas, por distritos,

subdistritos e sucos de forma a calcular o factor de ocupação dos subdistritos e sucos nas equações B-1 – B-3, referenciado a equação 4.5 do capítulo 4.

$$\frac{0.5}{Dp_{Dist_max}} = \frac{F_{oc}}{Dp_{(x)}} \tag{B-1}$$

$$F_{oc(Subd)} = \frac{0.5}{Dp_{Dist_max}}\left(Dp_{Subd_max}\right) \tag{B-2}$$

$$F_{oc(Suco)} = \frac{F_{oc_Subd}}{Dp_{Subd_max}}\left(Dp_{Suco_max}\right) \tag{B-3}$$

sendo, F_{oc_Subd} = o factor de ocupação do solo dos subdistrito;

F_{oc_Suco}= o factor de ocupação do solo por suco;

Dp_{Dist_max}= densidade da população máxima do distrito;

Dp_{Subd_max}= densidade da população máxima do subdistrito;

Dp_{Suco_max} = densidade da população máxima do sucos.

B-5: Os resultados PES obtidos por divisões administrativos de Timor-Leste.

Apresenta-se todos os resultados da identificação do PES da seção 5.3 do capítulo 5, por divisões administrativasde Timor-Leste: distritos, subdistritos, sucos e o enclave de Oecussi.

Tabela B-2: PES por Distritos de TL

No	Distritos	Dens Pop.	Pot. Eólt. Filt. (MW)	F. Ocup. Solo	PES (MW)
1	Oecússi	64.025	772	0,137	666
2	Baucau	111.694	744	0,239	566
3	Lautem	59.787	371	1,128	324
4	Viqueque	70.036	347	0,15	295
5	Bobonaro	92.042	348	0,197	280
6	Manatuto	42.742	302	0,091	247
7	Cova Lima	59.455	288	0,128	251
8	Aileu	44.325	87	0,095	79
9	Ainaro	59.175	80	0,126	70
10	Ermera	117.064	17	0,250	13
11	Dili	234.026	6	0	6
12	Liquiça	63.403	0	0	0
13	Manufahi	48.628	0	0	0
	Total	**1.066.582**			**2.824**

Tabela B-3: PES por Subdistritos de Timor-Leste

No	Subdist.	Dens Pop.	Pot. Eólt. Filt. (MW)	Fator Ocup. Solo	PES (MW)
1	Pante Makassar A	35.226	233	0,137	201
2	Venilale	15.542	249	0,239	189
3	Fatumean	3.332	201	0,127	175
4	Lautem-Muro	14.147	199	0,128	173
5	Nitibe	11.366	185	0,137	160
6	Oesilo	9.861	181	0,137	156
7	Bobonaro	23.854	183	0,197	147
8	Baucau Vila	46.500	175	0,239	133
9	Ossu	15.612	148	0,15	126
10	Lacluta	5.853	140	0,15	119
11	Lospalos	29.236	136	0,128	119
12	Fatumaca	13.269	151	0,239	115
13	Manatuto Vila	12.555	115	0,091	104
14	Laclubar	11.682	110	0,091	100
15	Passabe	7.572	109	0,137	94
16	Laga	14.432	119	0,239	91
17	Maubisse	22.022	81	0,126	71
18	Fohorem	4.092	78	0,127	68
19	Lolotoi/Lebos	7.129	78	0,197	63
20	Pante Makassar B	10.122	64	0,137	55
21	Aileu Vila	20.83	60	0,095	54
22	Maliana	25.234	63	0,197	51
23	Barique	4.768	46	0,091	42
24	Viqueque Vila	24.387	39	0,15	33
25	Luro	5.367	36	0,128	31
26	Laleia	3.089	29	0,091	26
27	Remixio	10.055	27	0,095	24
28	Uatu Lari	16.972	23	0,15	20
29	Cailaco	9.957	24	0,197	19
30	Quelicai	19.465	25	0,239	19
31	Vemasse	9.008	24	0,239	18
32	Atsabe	6.902	17	0,250	13
33	Atauro	8.602	6	0,010	6
34	Mape/Zumalai	11.639	4	0,127	3
35	Fato Lulik	1.894	2	0,126	2
36	Tilomar	7.043	2	0,127	2
37	Laclo	7.618	1	0,091	1
38	Lete Foho	20.887	1	0,250	1
	Total				**2.824**

Tabela B-4a-d: PES por Sucos de Timor-Leste

No.	Sucos	Dens. Pop.	Pot. Eólt. Filt. (MW)	F. Ocup. Solo	PES (MW)
1	Parlamento	1.963	142	0,13	124
2	Laline	2.604	134	0,15	114
3	Taiboko II	2.575	122	0,14	106
4	Cribas	2.025	110	0,09	100
5	Fuiluro	16.803	106	0,13	93
6	Gariwai	4.518	118	0,24	90
7	Liaruca	1.085	76	0,15	64
8	Builale	2.244	64	0,15	55
9	Lelaufe	3.278	62	0,14	54
10	Batara	1.766	58	0,09	53
11	Usitasae	3.41	60	0,14	52
12	Banafi	1.718	60	0,14	52
13	Fatumaca	638	59	0,13	52
14	Taiboko I	2.575	56	0,14	48
15	Fatulia	2.505	62	0,24	47
16	Caisido/Triloka	1.221	57	0,24	44
17	Bobometo	2.781	51	0,14	44
18	Saelari	1.696	56	0,24	43
19	Datorua	862	47	0,13	41
20	Dakolok	631	47	0,13	41
21	Cribas/Barique	478	44	0,09	40
22	Belulik Leten	1.032	46	0,13	40
23	Suni Ufe	1.638	45	0,14	39
24	Maulau	2.985	43	0,13	38
25	Belulik Kraik	1.032	39	0,13	34
26	Bobomanat	2.781	38	0,14	33
27	Haemnanu	2.976	38	0,14	33
28	Bibileo 1	2.043	37	0,15	32
29	Abani	2.977	34	0,14	30
30	Fatu Bossa I	775	33	0,09	30
31	Naimeko	1.934	33	0,14	28
32	Ritabou	5.441	34	0,20	28
33	Malelat	1.619	32	0,14	27
34	Lebos	916	32	0,20	25
35	Kairui	1.730	28	0,09	25
36	Oeleo	947	30	0,20	24
37	Caibada Uaimua	3.057	27	0,13	23
38	…..				

Tabela B-4b: PES por Sucos de Timor-Leste

No.	Sucos	Dens. Pop.	Pot. Eólt. Filt. (MW)	F. Ocup. Solo	PES (MW)
38	Bahu	5.188	30	0,24	23
39	Sagadate	2.501	30	0,24	23
40	Bukoli	2.179	29	0,24	22
41	Badu Hoo I	775	29	0,24	22
42	Baha Mori II	1.087	29	0,24	22
43	Lontas	608	27	0,20	21
44	Monemeko	1.934	25	0,14	21
45	Cunha	4.394	24	0,14	21
46	Usi Takeno	889	24	0,14	21
47	Triloka I	1.221	26	0,24	20
48	Uai Laha	2.098	25	0,24	19
49	Afaloikai 1	2.159	22	0,15	19
50	Afaloikai 2	1.479	22	0,15	19
51	Uma Ana Ulo	2.609	24	0,24	18
52	Uato Hako 1	2.502	24	0,24	18
53	Uato Hako 2	2.502	24	0,24	18
54	Afaloikai	747	22	0,24	17
55	Ililai	658	19	0,13	17
56	Sananain	592	18	0,09	17
57	Kolimau	1.357	20	0,20	16
58	Wairoke	654	18	0,13	16
59	Raeheu	744	19	0,20	15
60	Rasa	1.221	17	0,13	15
61	Uma Ana Iku	1.029	19	0,24	15
62	Fatubesse	836	16	0,13	14
63	Samalari	1.782	18	0,24	14
64	Samalari	1.534	18	0,24	14
65	Samalari	1.185	18	0,24	14
66	Pairara	1.889	14	0,13	13
67	Loi Lubu	1.146	16	0,24	12
68	Laissorulai Let.	1.695	16	0,24	12
69	Malilait	1.419	15	0,20	12
70	Fahi Soi 1	1.183	13	0,09	12
71	Fahi Soi 2	1.673	13	0,09	12
72	Fatu Makerek	272	13	0,09	12
73	Maubisse	6.184	13	0,13	12
74	Tapo	610	14	0,20	12
75	Lourba	1.759	13	0,20	11
76	Lifau	817	11	0,09	10
77	…..				

Tabela B-4c: PES por Sucos de Timot-Leste

No.	Sucos	Dens. Pop.	Pot. Eólt. Filt. (MW)	Fator Ocup. Solo	PES (MW)
77	Buibau	3.708	13	0,24	10
78	Wailili	3.519	13	0,24	10
79	Baha Mori I	1.087	13	0,24	10
80	Soileko	1.322	12	0,20	10
81	Leber	1.454	12	0,20	10
82	Lifau	2.049	11	0,14	10
83	Raifun 1	1.006	11	0,20	9
84	Raifun 2	1.006	11	0,20	9
85	Dato Tolu	937	11	0,13	9
86	Atuaben	827	11	0,20	8
87	Maina II	1.922	10	0,13	8
88	Lakawa	502	10	0,13	8
89	Laktos	687	10	0,13	8
90	Ilat Laun	1.193	10	0,20	8
91	Maliubo	2.063	10	0,20	8
92	Carabau	2,620	10	0,20	8
93	Deudet	811	10	0,20	8
94	Nipane	2.042	9	0,14	7
95	Asu Mau	2.375	8	0,09	7
96	Oralalan	4.522	8	0,09	7
97	Kota Boot	571	9	0,20	7
98	Dato Rua	1.606	8	0,13	7
99	Hau Ufe	1,200	8	0,14	7
100	Liba Gua	943	9	0,24	7
101	Uai Oli	1.076	9	0,24	7
102	Obulo	1.763	9	0,25	6
103	Saburai	1.107	8	0,20	6
104	Funar	1.790	7	0,09	6
105	Lahae	1.061	7	0,09	6
106	Beloi	1.774	6	0	6
107	Teba Bui	1.029	7	0,20	5
108	Band/Bandato	1.426	6	0,09	5
109	Baduro	1.841	6	0,13	5
110	Gildapil	1.198	6	0,20	5
	Total				**2.824**

Tabela B-4d PES por Sucos do Enclave de Oecússi

Nº	Sucos	Potencial Eólico Sustentável (MW)
1	Taiboco II	106
2	Lelaufe	54
3	Usitasae	52
4	Banafi	52
5	Taiboco I	48
6	Bobmeto	44
7	Suniufe	39
8	Bobmanat	33
9	Haemnanu	33
10	Abani	30
11	Naimeco	28
12	Malelat	27
13	Monemeco	21
14	Cunha	21
15	Usitakeno	21
16	Lifau	10
17	Nipane	7
18	Hauufe	7
19	Lalisuk	4
20	Usetaku	2

Anexo C: Suplementos da Contribuição dos Aproveitamentos Eólicos para o Plano Energético de Timor-Leste (referente ao Capítulo 6)

C-1: A contribuição de aproveitamento de PEs

As grelhas (mapeamentos) caraterísticas dos recursos eólicos são oriundos da campanha experimental de Megajoule introduzidos no modelo WAsP e modelo *Windfarm*. Esta é uma ferramenta de planeamento que permite, para além do cálculo da estimativa energética do vento, obter também o microposicionamento optimizado das turbinas de cada um dos três PEs determinados: PE1 e PE2 hierarquizados na zona 3 e PE3 na zona 5 tendo em conta as condições do terreno, velocidade do vento, fluxo de potência do vento, distribuição dos NEPs e a produção energética de cada PE.

C-1-1: A zona 3-A classe B - o PE 1

O parque de Lariguto está localizado em duas zonas, uma no suco de Builale-Ossu e outra no suco de Fatulia-Venilale. Os terrenos nesta região são complexos, com declives acentuados e com alguma vegetação e residências, numa altitude de 900 metros ao nivel do mar. O parque está bem localizado quanto aos acessos e ligação à rede elética, uma vez que se encontra no eixo da estrada nacional e próximo da rede elétrica, como mostra a figura C-1-a). A velocidade média do vento no local do PE está entre os 6.0-6.5 m/s (figura C-1-b).

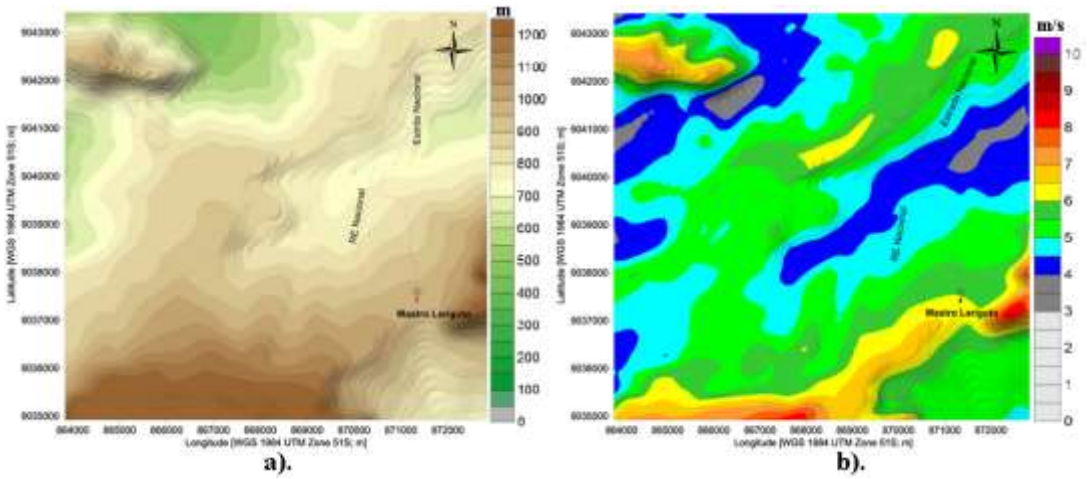


Figura C-1-a): O terreno; e b): A velocidade do vento do PE1

Existe vento com potencial mais elevado fora do local selecionado. No entanto, a sua exploração só é possível após a construção de estradas de acesso a essas zonas, de forma a aproveitar ao máximo o potencial do vento existente.

O fluxo de potência do vento no local Lariguto calcula-se entre 250-450 W/m2 (figura C-2-a). O plano do PE1 é constituído por duas zonas: uma na parte sul (suco de Builale) e outra na parte norte (suco de Fatulia), no total de quarenta e duas turbinas, como representado na figura C-2-b. Carateriza-se por uma proximidade ao parâmetro identificador de produção média de parques eólicos, NEPs, assumindo um valor superior a 2.200 horas/ano.

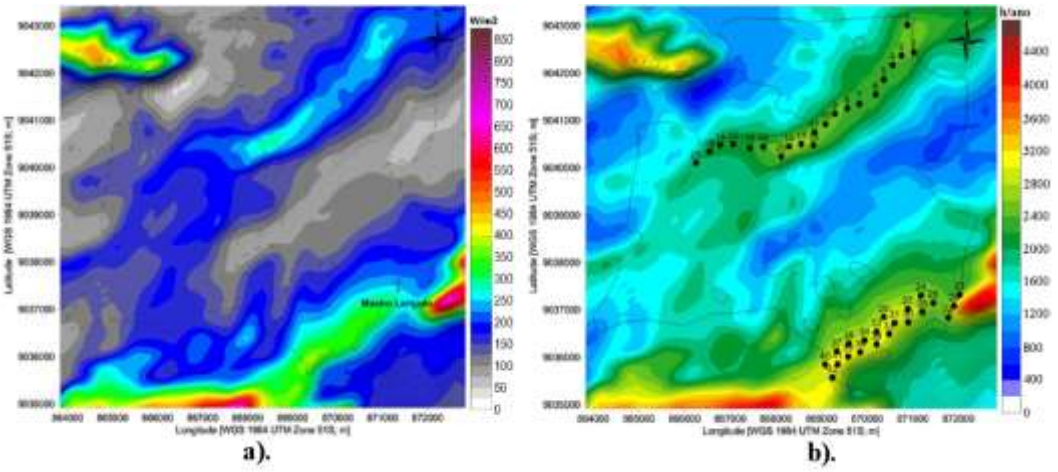


Figura C-2-a): O fluxo de potência do vento; e b): O microposicionamento das turbinas do PE1.

O desempenho de cada turbina, o micro-posicionamento de georreferenciação, a energia bruta, as turbinas do PE1 perda de energia por efeito esteira, a energia útil e o NEPs são apresentados na tabela C-1, em conjunto com as estimativas de produção do parque eólico.

Tabela C-1: Estimativas de desempenho da zona monitorizada 3-A (PE1) de Lariguto: quarenta e duas turbinais Vestas V90 de 2.0 MW (h = 80 m).

ID da Turbina	Longitude (m)	Latitude (m)	Energia Bruta (MWh/yr)	Perda de Energia Esteira (%)	Energia Útil (MWh/yr)	NEPS (h/ano)
1	870877	9043018	4517	2,58	4228	2114
2	871016	9042442	4484	0,60	4425	2212
3	870741	9042369	4602	0,75	4528	2264
4	870556	9042171	4327	0,72	4255	2128
5	870359	9041864	4350	0,91	4260	2130
6	870184	9041553	4076	0,35	4040	2020
7	869824	9041354	4346	0,58	4282	2141
8	869555	9041262	4371	0,66	4300	2150
9	869286	9041141	4610	0,86	4515	2258
10	869088	9040929	4674	0,90	4575	2287
11	868837	9040750	4866	2,91	4554	2277
12	867052	9040507	3979	2,09	3757	1879
13	868549	9040502	4940	1,60	4754	2377
14	866776	9040487	3903	0,81	3818	1909
15	868821	9040478	4397	1,33	4260	2130
16	868280	9040452	4986	1,40	4827	2414
17	867427	9040425	3964	1,65	3794	1897
18	867718	9040448	4360	3,09	4019	2010
19	866537	9040345	3728	0,75	3652	1826
20	868110	9040242	4612	1,37	4466	2233
21	866242	9040102	3520	0,44	3475	1737
22	871771	9036847	4841	0,69	4773	2387
23	872024	9037326	4777	1,40	4613	2307
24	871179	9037307	4982	6,38	4237	2118
25	871438	9037155	4813	4,25	4340	2170
26	871898	9037086	5561	1,31	5415	2708
27	870883	9037021	5385	4,51	4853	2426
28	871205	9036957	4956	1,09	4848	2424
29	870355	9036853	5310	9,57	4172	2086
30	870893	9036747	5161	0,75	5092	2546
31	870596	9036730	5649	2,03	5431	2715
32	870204	9036548	5519	4,46	4998	2499
33	870469	9036491	5566	1,40	5423	2712
34	869941	9036361	5456	3,73	5027	2514
35	869596	9036287	5392	7,36	4522	2261
36	870197	9036276	5622	1,12	5510	2755
37	869327	9036127	5455	7,95	4520	2260
38	869838	9036111	5655	1,32	5518	2759
39	869576	9036018	5843	1,60	5674	2837
40	869078	9035849	5498	7,55	4580	2290
41	869349	9035858	5804	1,49	5645	2823
42	869237	9035574	5496	0,70	5430	2715

C-1-2 A zona 3-B classe C o PE 2

O terreno do Parque de Baucau tem uma altitude de 450 metros ao nível do mar, e localiza-se em Caisido, no suco de Triloca. É constituído por terrenos planaltos suaves e de rocha calcário, com pouca vegetação e escassas residências. Está localizado na proximidade da estrada nacional e da rede elétrica, como se mostra na figura C-3-a).

A velocidade média do vento no local assume valores entre 5,0-6,0 m/s, que correspondem a médias de vento no limite mínimo para o investimento num parque eólico (figura C-3-b). Contudo, a sua localização em terreno plano e de fácil acesso a estradas e integração na rede elétrica devem ser tomadas em consideração e o parque encarado como local favorável.

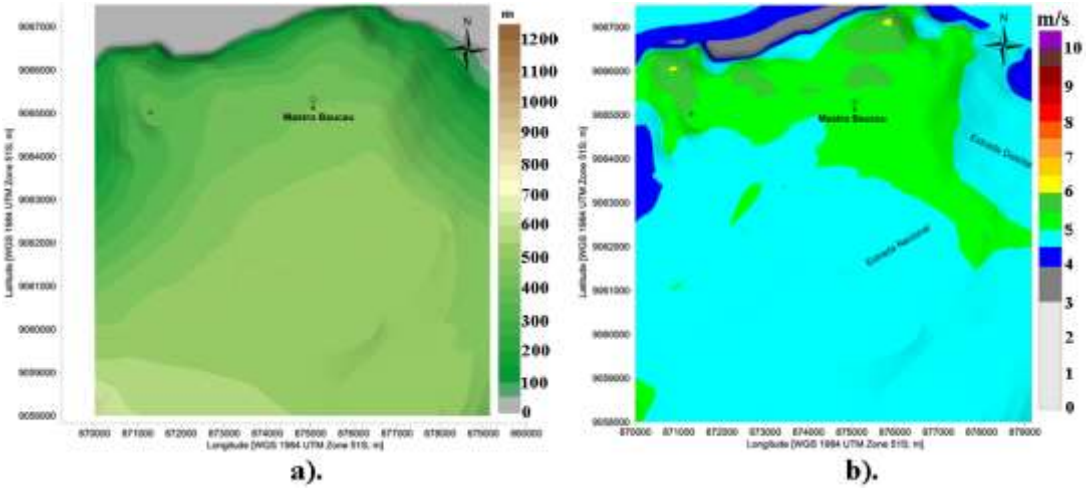


Figura C-3-a): O terreno do PE2; e b): A velocidade de vento do PE2

O fluxo de potência do vento no local PE2 tem valores entre 150-250 W/m^2 (figura C-4-a). O plano do PE2 é constituído por doze turbinas Vestas V90 de 2,0 MW (h = 80m) e é caraterizada por parâmetro identificador de produção média de parques eólicos, NEPs, assumindo um valor inferior a 2,200 horas/ano (figura C-4-b).

O desempenho de cada turbina, o micro-posicionamento de georreferenciação, a energia bruto, a perda de energia, a energia útil e o NEPs do PE2 são apresentados na tabela C-2.

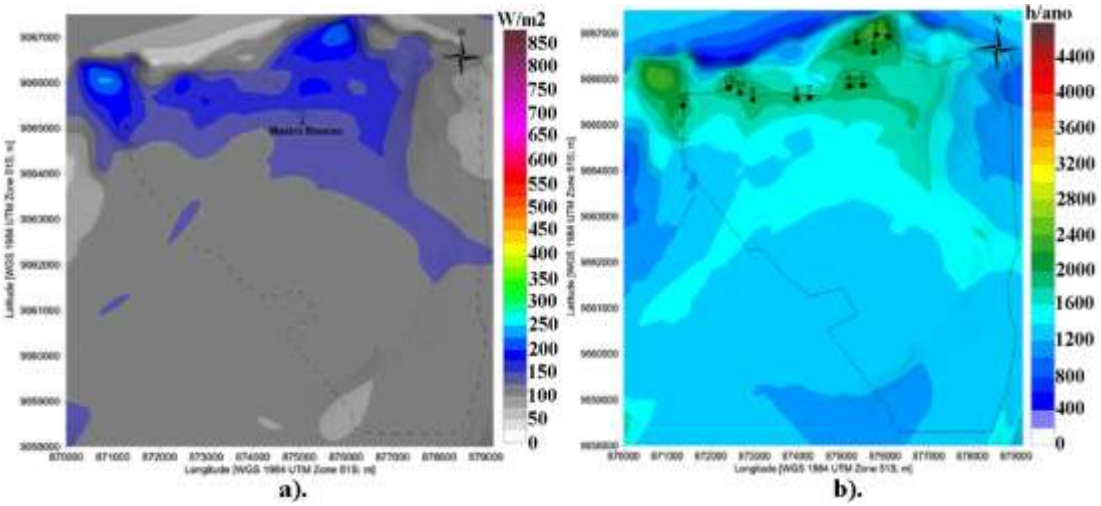


Figura C-4-a): Fluxo de potência do PE2; e b): Turbinas do PE2

Tabela C-2: Estimativas da zona monitorizada 3-B (PE2) de Baucau: doze turbinas Vestas V90 de 2,0 MW (h = 80 m).

ID da Turbina	Longitude (m)	Latitude (m)	Energia Bruta (MWh/yr)	Perda de Energia por Esteira (%)	Energia Útil (MWh/yr)	NEPS (h/ano)
1	876056	9066938	4320	3,17	3970	1985
2	875786	9066975	4568	3,95	4152	2076
3	875740	9066601	4076	1,74	3915	1957
4	875484	9065871	4110	2,31	3852	1926
5	875337	9066809	4249	2,87	3954	1977
6	875178	9065850	4183	2,05	3983	1992
7	874261	9065596	3835	2,11	3626	1813
8	873960	9065571	3924	1,44	3797	1898
9	872960	9065553	4008	0,78	3928	1964
10	872662	9065699	3797	1,61	3662	1831
11	872403	9065808	4005	1,05	3908	1954
12	871363	9065430	3902	0,43	3858	1929

C-1-3 A zona 5 classe C o PE 3

O terreno do PE3 de Bobonaro tem uma altitude de 900 metros ao nível do mar, e está localizado no suco de Oeleo. Trata-se de terrenos complexos nas cumeadas, ao longo da estrada Bobonaro e da rede elétrica, com algumas vegetações e residências (figura C-5-a). A velocidade média do vento de Bobonaro situa-se entre 6,0-6,5 m/s

(figura C-5-b). Existem ventos superiores fora do local, mas só é possível explorá-los após a construção de vias de acesso.

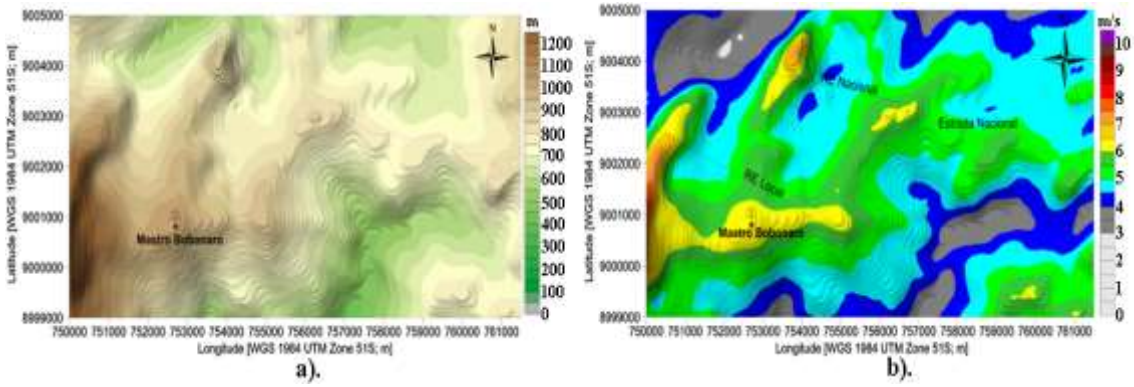


Figura C-5-a): O terreno do PE3; e b): A velocidade de vento do PE3

O fluxo de potência do vento está entre 200-300 W/m^2 (figura C-6-a)). O PE3 é constituído por quarenta turbinas (figura C-6-b)) e é caraterizada pela sua proximidade ao parâmetro identificador de produção média de parques eólicos, ao assumir um valor superior a 2,200 horas/ano.

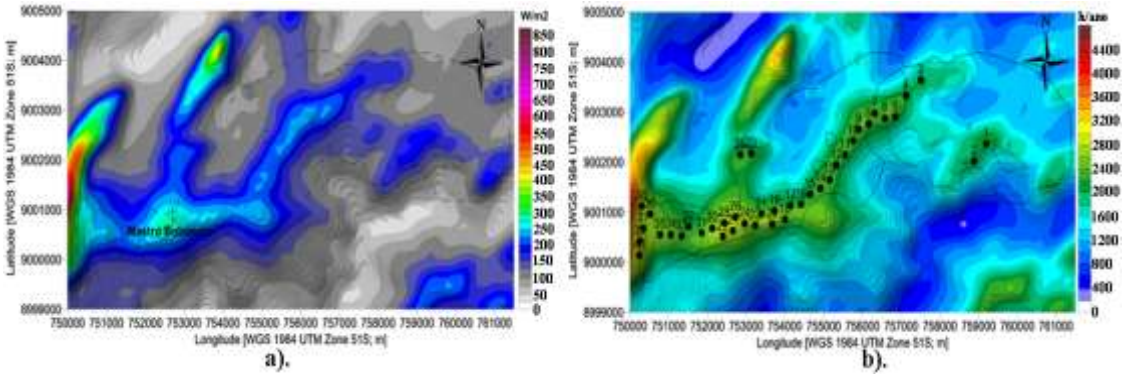


Figura C-6-a): O fluxo de potência; e b): As turbinas do PE3

O desempenho e estimativas de cada turbina, o micro-posicionamento de georreferenciação, a energia bruta, a perda de energia, a energia útil e os NEPS do PE3 são apresentados na tabela C-3.

Tabela C-3: Estimativas da zona monitorizada 5 (PE3) de Bobonaro: quarenta turbinas, Vestas V90 de 2,0 MW (h = 80 m).

ID da Turbina	Longitude (m)	Latitude (m)	Energia Bruta (MWh/yr)	Perda de Energia por Esteira (%)	Energia Útil (MWh/yr)	NEPS (h/ano)
1	759181	9002379	4224	0,50	4177	2089
2	758879	9002022	4002	0,24	3976	1988
3	757501	9003648	3993	0,62	3925	1962
4	757115	9003332	4187	0,68	4125	2062
5	756843	9002914	4432	0,33	4396	2198
6	756575	9002880	4733	0,86	4640	2320
7	756317	9002988	4870	2,59	4597	2298
8	756157	9002768	4704	0,28	4676	2338
9	755895	9002668	4777	0,87	4696	2348
10	755751	9002434	4552	0,51	4512	2256
11	755548	9002155	4421	0,28	4398	2199
12	755327	9001951	4383	0,72	4330	2165
13	755138	9001664	4526	0,38	4492	2246
14	754910	9001490	4650	0,17	4632	2316
15	754644	9001370	4287	0,60	4230	2115
16	754418	9001167	4538	0,28	4509	2255
17	754146	9001145	4611	1,62	4443	2221
18	753996	9000863	4934	1,14	4803	2402
19	753729	9001040	4924	6,42	4211	2105
20	753668	9000767	4996	1,83	4785	2392
21	753387	9000975	5030	3,55	4625	2313
22	753222	9000744	5117	0,69	5037	2518
23	753119	9002180	4255	4,13	3790	1895
24	752955	9000786	5395	1,51	5216	2608
25	752839	9002154	4408	3,64	3986	1993
26	752713	9000909	5453	5,64	4811	2405
27	752655	9000642	5416	1,57	5232	2616
28	752422	9000788	5443	6,33	4712	2356
29	752389	9000520	5423	1,37	5264	2632
30	752120	9000685	5217	1,74	5005	2503
31	751840	9000590	4890	0,52	4831	2415
32	751514	9000722	4342	1,36	4213	2106
33	751321	9000531	4772	0,44	4720	2360
34	751050	9000560	5119	0,86	5015	2508
35	750778	9000562	5113	1,93	4882	2441
36	750512	9000967	5127	7,53	4214	2107
37	750341	9000686	5452	3,02	5114	2557
38	750290	9001133	5557	6,47	4726	2363
39	750249	9000425	5724	4,24	5245	2623
40	750241	9000151	5574	0,66	5493	2747

Tabela C-4: Resumo dos indicadores importantes - plano de três PEs

Indicadores Importantes do PEs	PE1	PE2	PE3	Total
Nº de Turbinas	42	12	40	94*
Potência Instalada (MW)	84	24	80	188*
Energia Bruta Produzida (MWh/ano)	204.354	48.977	193.568	
Energia útil Produzida (MWh/ano)	193.407	46.604	184.683	424.694*
NEPs (horas/ano)	2.302	1.942	2.308	
Perda por Efeito Esteiro (%)	5,36	4,84	4,59	
Rendimento do PE (efeito esteiro) (%)	94,56	95,16	95,41	

*Indicadores para o cálculo do LCOE

C-2: O impacto ambiental e socioeconómico de PEs

O impacto ambiental é definido como alteração que a execução de um projeto de parque eólico induz no meio ambiente, e que se exprime pela diferença entre a evolução do mesmo "sem" e "com" o projeto. Considerando a definição de meio ambiente: são conjuntos de elementos físicos, natureza de biodiversidades, económicos, sociais, culturais e estéticos que interatuam entre si e com a comunidade determinando a sua forma, carater, conhecimento, sustentabilidade, proteção e sobrevivência. Deve, ainda, conciliar, de forma estratégica os problemas estruturais e operacionais com relevância para o ambiente e o desenvolvimento sustentável [APA, 2016].

Para o efeito do impacto ambiental deste trabalho se apresenta na metodologia de planeamento no capítulo 4, as zonas com proteção ambiental que inclui áreas protegidas e parque nacional são incluídas. O impacto ambiental no plano de um parque eólico (PE) divide-se em duas fases:

<u>Impacto ambiental produzido durante a fase de construção do PE:</u> são vários impactos provocados na fase de construção do PE nomeadamente: a instalação e utilização do PE; reabilitação e abertura de caminhos; transporte de materiais diversos para construção; abertura de cabouço para as fundações das torres dos aerogeradores; betonagem dos maciços de fundação das torres dos aerogeradores; execução das plataformas provisórias para a montagem dos aerogeradores; transporte e montagem no local dos aerogeradores; depósito temporário de materiais resultantes de escavações; abertura de valas para a instalação de cabos elétricos; construção da subestação e edifício de

comando; instalação da linha elétrica.

Impactos provocados na fase de operação do PE: a ecologia (flora e fauna), ruído do componente mecânica e aerodinâmica, solo (resíduos sólidos, agrícola, pastoreiro etc.), efeitos de interferência eletromagnética. Estes impactos devem ser reduzidas através de estudos de viábilidade de PEs.

O impacto socioeconómico e cultural:

Os impactes positivos: são receitas locais, contratos de arrendamento de terrenos, criação de postos de trabalho para a operação e manutenção do PE, produção de energia elétrica a partir de FERs sem emissões de poluentes para a atmosfera, melhor qualidade de vida da população em geral, melhoria das acessibilidades, fonte de interesse didático/turístico, atração de outras receitas para a economia local, divulgação do património existente (este deve ser documentado, sinalizado e conservado).

Os impactes negativos: conflitos entre utilizadores tradicionais do terreno, conflito com outros usos do solo, eventual danificação de elementos patrimoniais existentes na zona dos PEs. Os impactos mencionados devem ser reduzidos através de estudo de viábilidade do projeto de PEs.

C-3: Uma breve caraterização económica de Timor-Leste

A visão do desenvolvimento económico de Timor-Leste, de acordo com o PED 2011-2030 assentará em volta do crescimento de três indústrias essenciais: agricultura, turismo e petróleo [GTL, 2012]. Pretende-se que Timor-Leste venha a ter uma economia moderna e diversificada, com infraestruturas de alta qualidade, incluindo estradas, eletricidade, portos e telecomunicações. A agricultura de subsistência será substituída por uma agricultura empresarial, praticada por pequenos proprietários. Timor-Leste será autossuficiente, em termos alimentares, e produzirá uma gama de produtos agrícolas para os mercados mundiais, incluindo bens alimentares básicos, pecuária, produtos hortícolas e frutícolas e outras culturas de rendimento. O turismo assenta sobretudo no ecoturismo, o qual contribuirá de forma significativa para a economia nacional, sendo que as indústrias ligeiras complementarão e diversificarão a economia. O setor petrolífero, incluindo a produção de petróleo e gás e as indústrias de "*downstream*", providenciará uma base industrial para a economia.

Timor-Leste apresenta um PIB[53] de 1,3 mil milhões de US$ sendo um dos países que tem registado, no seio dos países da CPLP, uma das mais elevadas taxa de crescimento do seu PIB, destacando-se ainda como o segundo país asiático com maior crescimento, logo a seguir à Mongólia, é o país com maior crescimento médio do PIB entre 2008 e 2012 na região da ASEAN. Durante esse mesmo período registou taxas de crescimento do PIB sempre acima dos 9% e uma taxa média de crescimento acima dos 11% [AIP, 2014].

As receitas decorrentes da exploração de petróleo e gás natural, iniciada em 2004, constituem a riqueza dominante da economia timorense. A partir de 2007, o crescimento do PIB não petrolífero rondou os 10%, fomentado pela política orçamental expansionista que incentivou um crescimento de 56% no sector da construção. O governo tem aumentado a despesa, na expetativa de estimular o sector não petrolífero e desenvolver outras atividades associadas à produção petrolífera [CGD, 2014].

A evolução da economia timorense no período de 2010 - 2016 na tabela C-5, apresenta os principais indicadores económicos, segundo o Banco de Desenvolvimento Asiático [ADB, 2015].

Regista-se um constante crescimento do PIB e a inflação, em 2014 a 2016 expressava-se numa média de dois dígitos. A taxa de juro no período de 2010 – 2014 situa-se ordem dos 11 – 18 % no Bank Mandiri e BNU de TL.

A Estatística Mundial do *Pocketbook*, edição 2015, uma compilação anual dos indicadores estatísticos preparados pela Divisão de Estatísticas do Departamento de Assuntos Económicos e Sociais das Nações Unidas [WSP, 2015], também revelaram os principais indicadores económicos e ambientais de Timor-Leste de 2010 – 2013 apresentados na tabela C-5.

[53] PIB - é a soma do valor acrescentado bruto por todos os produtores residentes na economia mais os impostos sobre os produtos e menos quaisquer subsídios não incluídos no valor dos produtos. É calculado sem fazer deduções para a depreciação de bens fabricados ou ao esgotamento e degradação dos recursos naturais.

Tabela C-5: Principais indicadores económicos de Timor-Leste (em milhões de USD) de 2010-2015 [ADB, 2015] e várias fontes.

Anos	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**
Crescimento do PIB (%)	9,6	14,4	7,8	5,6	7,1	6,2	6,6
PIB Total (+ Petróleo) [c]	4.215	5.707	5.545	4.941	4.510		
PIB não petrolífero[c]	934	1.123	1.270	1.392	1.609		
Fundo petrolífero US$ M (valor acumulado) [c]	6.904	9.310	11.775	14.986	15.639	16.436[a]	
Inflação	5,2	13,2	10,9	9,5	0,7	2,8	4,0
Taxa de juro (%)[b]	11-18	11-18	11-18	11-18	11-18		
Desemprego (%)[c]	3,9			4,4			
Taxa de Imposto %	10%[e]						
Indicadores ambientais [d]	**2010**	**2011**					
Emissão de CO2 (000 mt e mt/capita).	183/0,2	183/0,2					
Consumo de energia per capita (kgoe).	55,0						
Fornecimento de energia per capita (Giga joule).			3,0				

[a]Banco central de Timor-Leste; [b]Bank Mandiri e BNU de TL; [c]Estimativas do banco de Portugal [bportugal, 2014]; [d][WSP, 2015; [e][PN, 2008].

O declínio da produção de petróleo e a descida do preço de petróleo sublinham a necessidade de diversificar a economia, incentivando o investimento no sector privado. O crescimento económico acelerou em 2014, com o crescimento do PIB, excluindo o setor de petróleo *offshore* (PIB não petrolífero): a expansão por um valor estimado de 7,1% figura C-7-a). O sector privado contínua dependente da demanda das despesas do governo. Os novos dados mostram que o crescimento do PIB não petrolífero, em 2013, foi significativamente menor do que a mais recente estimativa oficial de 5,6%. O estímulo fiscal de 2014 apoiou o aumento da atividade comercial e um forte crescimento do consumo privado. Ao consumo de eletricidade por parte das empresas aumentou 10,9% e os registos dos transportes aumentou para 60,4%.

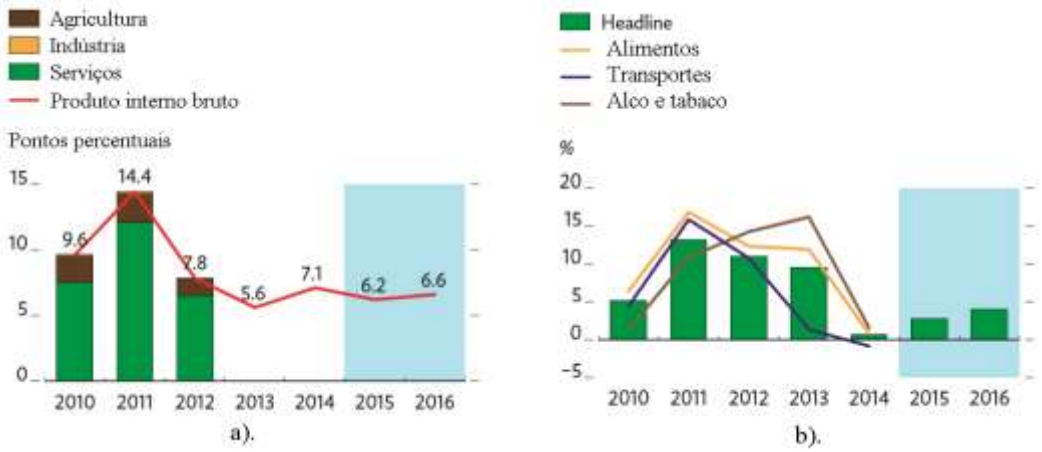


Figura C-7: O desempenho económico de Timor-Leste [ADB, 2015], a): Contribuições da oferta para o crescimento e b): Inflação.

A inflação continuou a sua tendência descendente em 2014: a inflação média anual desacelerou para 0,7%, apesar de uma maior demanda de aumento das despesas públicas, como se comprova na figura C-7-b). Uma vez que o dólar americano é a moeda oficial em Timor-Leste, a sua força continua face às moedas dos parceiros comerciais, como a Indonésia, constituindo um fator chave. Os preços mais baixos do petróleo reduziram os custos de transporte, e o baixo preço internacional dos géneros alimentares mantiveram os preços locais estáveis em face da crescente demanda.

O governo continuou a investir na rede elétrica nacional com gastos de USD 133 milhões em 2014, no total do investimento na rede desde 2008, para USD 1 bilhão. As receitas do governo totalizaram USD 3,0 bilhões em 2014 e produziu um *superavit* fiscal equivalente a 1,3 vezes o PIB não petrolífero. Este excedente foi salvo no Fundo Petrolífero do governo, aumentando seu saldo para USD 16,5 bilhões, ou USD 13.700 *per capita* no mesmo ano.

O crédito a particulares aumentou 11% e para as empresas de construção em 15%. Crédito para a agricultura, indústria e turismo foram responsáveis por 6% de todos os empréstimos em 2013, crescendo rapidamente em 2014 para dar conta de 13% do total de crédito do setor privado até o final do ano. As empresas continuaram a acumular depósitos bancários em 2014. O crescimento em depósitos de negócios ronda uma média de 46% ano a ano, de modo que o conjunto de depósitos já ultrapassa o crédito total ao setor privado. Este crescimento, que começou em 2013, sugere que mais empresas podem usar os lucros acumulados para financiar as suas operações. Apesar de

os rendimentos do petróleo estarem em declínio, TL, mais uma vez registou um *superavit* em conta corrente, o equivalente a 88% do PIB não petrolífero em 2014. Este aumento da renda do petróleo compensou um grande déficit em bens e serviços de comércio, como se mostra na figura C-7-a). O crescimento abrandou para cerca de 6,2% em 2015, mas existe um estímulo no aumento das despesas públicas para 6,6% em 2016, com grandes projetos de investimento público e privado.

A inflação foi estimada em 2,8% em 2015 e 4,0% em 2016, apesar dos efeitos deflacionários da força do USD e dos baixos preços internacionais dos bens alimentares. O governo também tem mantido planos para grandes projetos de investimento públicos. O programa de investimentos públicos para 2015 incluía US$ 66 milhões para modernizar estradas nacionais e pontes e um adicional de US$ 57 milhões para o sistema elétrico. O baixo preço do petróleo reduzirá, provavelmente, a conta corrente. Os excedentes previam-se a cair para 55% do PIB não petrolífero em 2015 e 51,6% em 2016. O *superavit* fiscal para 36% do PIB não petrolífero em 2015 e 8% em 2016 [ADB, 2015], como representado na figura C-8-a).

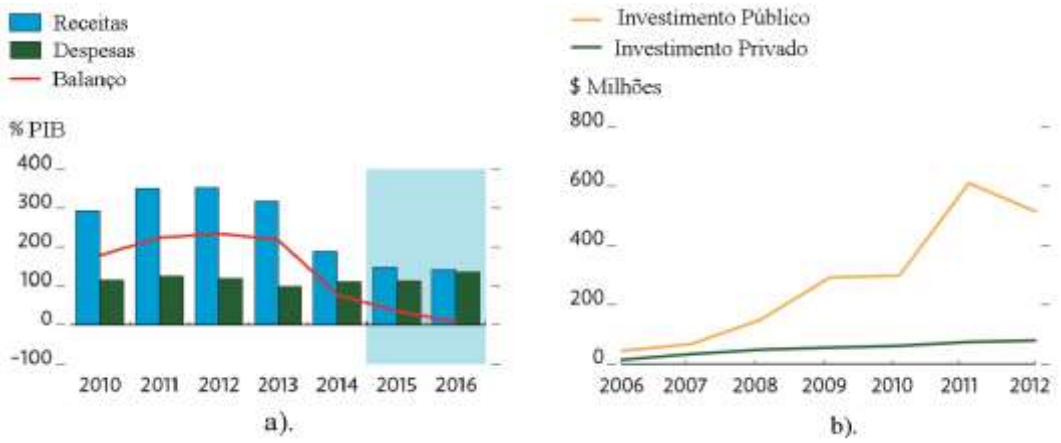


Figura C-8: A perspetiva económica de Timor-Leste [ADB, 2015], a): Receitas e despesas do estado e b): Formação capital do sector público e privado.

O governo de Timor-Leste decidiu, em Outubro de 2015, estabelecer uma comissão especial, liderada por Xanana Gusmão, para negociar a fronteira marítima com a Austrália. O progresso na resolução de disputas territoriais poderá abrir caminho para o desenvolvimento do campo de gás *Greater Sunrise*, embora as perspetivas permaneçam incertas. Com o declínio das receitas de petróleo e uma política fiscal

prudente é necessário evitar o esgotamento da economia do Fundo Petrolífero. A consolidação orçamental é provável que signifique um período de crescimento mais baixo, mas a melhoria da qualidade das despesas públicas pode trazer uma melhoria sustentável dos padrões de vida dos timorenses.

O desafio político, estimulando o crescimento do investimento privado e a criação de emprego, dependem cada vez mais do setor privado, que se expandiu rapidamente nos últimos anos, mas que ainda permanece num estádio inicial de desenvolvimento de capacidade interna. Os investidores estrangeiros podem desempenhar papéis importantes, fornecendo acesso ao capital, tecnologia e novos mercados, como é o caso dos investimentos de ERs em particular desenvolvimento de PEs. Sucessivos governos têm implementado políticas e leis para encorajar o investimento estrangeiro.

A Lei de Investimento Estrangeiro de 2005 estabeleceu um quadro para o investimento por parte dos cidadãos estrangeiros e timorenses não-residentes. A lei garantia aos investidores estrangeiros igualdade de tratamento e estabeleceu um processo de certificação de investimentos com incentivos fiscais modestos e poucas restrições sobre os sectores abertos para o investimento. Para incentivar o investimento, a reforma tributária em 2008 reduziu o imposto sobre as sociedades de 30% para 10%, o que é muito favorável face à taxa de imposto sobre as sociedades média - 23% entre os membros da Associação de Nações do Sudeste Asiático.

Outros incentivos foram fornecidos na Lei de Investimentos de 2011 para incentivar o investimento de estrangeiros e cidadãos timorenses residentes. Os investidores que cumprem os requisitos legais podem receber isenções fiscais de até 10 anos. Apesar destes incentivos, o investimento privado aumentou moderadamente. Os dados das contas nacionais mostram que a formação de capital privado cresceu modestamente desde 2007, quando comparado com os aumentos exponenciais do investimento público - figura C-8-b).

As autoridades timorenses têm o objetivo de desenvolver o país para que venha a fazer parte do grupo de países de rendimento médio-superior, próximo dos seus vizinhos - Indonésia, Malásia e Tailândia. Para alcançar esse estatuto, as autoridades timorenses aprovaram o Plano Estratégico de Desenvolvimento (PED) 2010-2030, bem aceite pelas instituições financeiras internacionais e parceiros de desenvolvimento. A

visão económica subjacente a este plano, perspetiva a erradicação da pobreza extrema, a melhoria da qualidade dos serviços públicos de saúde e educação, e o estabelecimento de uma economia não petrolífera sustentável.

Neste sentido a perspetiva do presente trabalho é a promoção e desenvolvimento de fontes de energias renováveis (FER) e o aproveitamento de potencial eólico. Ambos se constituem como promissores para um desenvolvimento sustentável em detrimento das atuais fontes de energias fósseis.

C-4: Avaliação económica preliminar de PEs

Para determinar a viabilidade dos investimentos em PEs e, assim contribuir para o seu desenvolvimento em Timor-Leste, torna-se necessário levar a cabo uma avaliação económica preliminar para verificar se, face ao potencial energético de vento de Timor-Leste, é viável a sua exploração em termos económicos.

Na avaliação económica é necessário ter em conta os valores correspondentes aos investimentos (capital usado de forma pontual) e os proveitos gerados, distribuídos ao longo do tempo. Os principais fatores da avaliação económica segundo [Mathew, 2006] a ter em conta são:

- o valor atual do projeto de investimento a realizar e o respetivo período;
- os benefícios gerados, estão em proporção com o custo envolvido, de forma periódica;
- quantos anos são o período de recuperação do investimento a partir do projeto;
- qual é o atual retorno do projeto ou a taxa máxima de juros em que podemos organizar o capital para o projeto;
- o valor residual dos equipamentos, no final da sua vida útil;
- os custos de manutenção, constantes ou variáveis ao longo do tempo;

Tendo como objetivo de contribuir para o desenvolvimento do sector eólico em Timor-Leste, nomeadamente através do planeamento de centros produtores eólicos, neste trabalho foi realizado o cálculo de avaliação económica de PEs utilizando um conjunto de parâmetros e indicadores económicos e recorrendo ao programa de cáculo Microsoft Excel.

C-4-1: Caraterização da distribuição de custo do PE

A avaliação económica dos PEs permite identificar os benefícios económicos do investimento nestas fontes de energia elétrica, as quais consistem, entre outras, na redução da exposição das economias à volatilidade dos preços do combustível ao longo do tempo. A economia do setor eólico foi influenciada pelo aumento da dimensão das turbinas, pelo aumento do seu rendimento, bem como pela diminuição dos custos unitários de produção e, consequentemente, pela diminuição dos custos unitários e normalizados (LCOE) do investimentos em centrais eólicas.

Estima-se que cerca de 75% do custo total do investimento em turbinas eólicas esteja relacionado com os custos iniciais, como o custo da turbina, da fundação, do equipamento elétrico, da ligação à rede e outros custos associados à instalação do PE. O custo de investimento de PEs (figura C-9) são normalmente apresentados na modalidade "chave-na-mão" [Lopes, 2009].

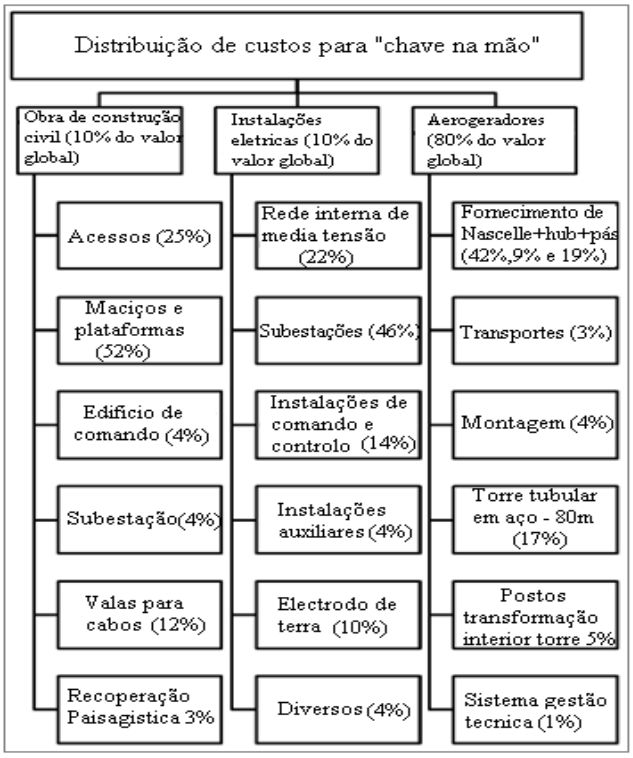


Figura C-9: Distribuição de custo do PE adaptado [Lopes, 2009]

Os custos de capital são distribuídos em três grandes porções: obras de construção civil - 10%, instalações elétricas - 10% e aerogeradores - 80%. No caso de Timor-Leste, as obras de construção civil podem ser afetadas pela complexidade

orográfica do terreno e pelo tipo do solo argiloso ou rochosas, o que poderá condicionar o valor global.

C-4-2: Viabilidade económica preliminar de PEs

Uma avaliação económica preliminar da viabilidade dos investimentos, a qual passa pelo cálculo dos indicadores mais comuns da viabilidade de projetos de investimento, i.e.: valor atual líquido (VAL), taxa interna de rendibilidade (TIR), período de recuperação do investimento (PRI).

O valor atual líquido (VAL): no cálculo do VAL entram todos os investimentos, receitas e os valores residuais. A expressão geral é dada pela equação 6.1

$$VAL = \sum_{k=0}^{n} \frac{FC_k}{(1+i)^k} \qquad \text{(C.4.1)}$$

em que FC_k é fluxo da caixa no instante k. No instante $k = 0$, FC_0 corresponde ao investimento inicial e tem de ser considerado com sinal negativo, assim como todas as componentes do custo FC. As componentes de benefício devem ter sinal positivo (equação 6.2).

$$VAL = \sum_{k=0}^{n} \frac{-investimento_k}{(1+i)^k} + \sum_{k=1}^{n} \frac{investimento_k}{(1+i)^k} + \frac{valor\ residual}{(1+i)^n} \qquad \text{(C.4.2)}$$

Se o valor do VAL for positivo o projecto será economicamente viável porque permite cobrir o investimento, gerar a remuneração exigida pelo investidor (o custo de oportunidade) e ainda gerar excedentes financeiros.

A situação do VAL ser 0 é um caso limite, em que o investidor ainda recebe a remuneração exigida, enquanto se o VAL for negativo o projeto é economicamente inviável ao investimento do local em estudo.

A taxa interna de rentabilidade (TIR): este método permite o cálculo de uma taxa de juro relativamente à remuneração do capital obtido, ou seja, de uma forma mais simplificada consiste no valor da taxa que no final de n anos iguala o VAL a zero. Para determinar este valor basta resolver a seguinte equação 6.3 em ordem a i:

$$0 = \sum_{k=0}^{n} \frac{-investimento_k}{(1+i)^k} + \sum_{k=1}^{n} \frac{investimento_k}{(1+i)^k} + \frac{valor\ residual}{(1+i)^n} \qquad \text{(C.4.3)}$$

O valor obtido diz-nos até que valores da taxa os capitais investidos podem ser remunerados de forma ao projeto ser viável. Quando este valor é superior ao custo de oportunidade (*i%*), o projeto é economicamente atraente e viável, sendo a distância entre estas um indicador da robustez da solução face ao risco.

<u>O período de recuperação do investimento (PRI)</u>: este indicador calcula o número de anos necessários para que o capital inicial seja recuperado. O PRI pode ser calculado de duas formas:

- uma aproximada, em que se reparte o valor capitalizado dos fluxos de caixa pelo número de anos do projeto equação 6.4:

$$PRI = \frac{\sum_{k=0}^{n} investimento_k}{\frac{1}{n}\left(\sum_{k=1}^{n} \frac{FC_k}{(1+i)^k} + \frac{Valoe\ Residual}{(1+i)^n}\right)^k} \qquad \text{(C.4.4)}$$

- e uma exata, em que se reduzem os fluxos de caixa a uma renda equivalente e depois se verifica qual o ano "*n*", em que a taxa do custo de oportunidade da renda equilibre o investimento.

O índice PRI, na equação 6.4, deve ser usado, fundamentalmente, como índice de risco e não como comparador de projetos, principalmente quando as alternativas têm tempos de vida diferentes. Como critério de risco são mais atraentes os projetos que recuperam o capital mais rapidamente.

As zonas de 3-A de Lariguto, 3-B de Baucau-Caicido e zona 5 de Bobonaro, já monitorizadas na avaliação do plano de contribuição de PEs. O resultado da avaliação económica da viabilidade dos investimentos de três PEs com período de vida do projeto de 25 anos revela-se na tabela C-6: o cálculo do VAL, a TIR, o PRI e o LCOE.

Sendo assim o PE de Lariguto e Bobonaro tem valores do VAL positivo, TIR de 7.3%, PRI de 10.3 e 10.4 anos e LCOE de 0,043 €/kWh, o que o torna economicamente viável. O parque de Baucau tem o VAL negativo de -9,695,548, TIR de 0,7%, PRI de 18.6 anos e LCOE de 0,051 €/kWh, sendo considerado economicamente inviável. Porém, no caso de Baucau, e tendo em conta a sua localização favorável, somente a avaliação precisa dos custos de instalação do parque no local (eventualmente consideravelmente mais reduzidos que para os outros parques estudados) poderão permitir, de forma cabal, rejeitar este local como merecedor do investimento para produção eólica.

Tabela C-6: Estimativa económica e energia produzida dos PEs

Local do Parque	Potência Instalada (MW)	Prod. de Energia Anual (MWh)	Valor do Invest. (M€)	VAL (M€)	TIR (%)	PRI (anos)	CNE/ (LCOE) (€/kWh)
Cenário 1							
Bobonaro	40	184.683	80	5.893.548	7,3	10,4	0,043
Lariguto	42	193.407	84	6.451.815	7,3	10,3	0,043
Baucau	12	46.604	24	-9.695.237	0,7	18,6	0,051
Cenário 2							Média 0,046
Bobonaro+ Lariguto	82	378.090	164	12.345.363	7,3	10,3	0,043
Cenário 3							
Bobon+Lar +Baucau	94	424.694	188	2.650.127	6,6	11	0,044

Cenário 1

O cálculo da viabilidade económica em que a construção do parque for realizada por três empresas diferentes por locais dos PEs: Bobonaro e Lariguto no valor de LCOE de 0,043 e Baucau de 0,051 €/kWh respetivamente a média de 0,046 €/kWh (operados por empresas diferentes).

Cenário 2

O cálculo da viabilidade económica composto por dois locais dos PEs com mais potenciais de vento: Bobonaro e Lariguto, o de valor do LCOE de 0,043 /kWh (operado pela mesma empresa).

Cenário 3

O cálculo da viabilidade económica composto por três locais de PEs: Bobonaro, Lariguto e Baucau - o valor de LCOE de 0,044 €/kWh. (operado pela mesma empresa).

Estes cálculos por cenários devem ser considerados na tomada de decisão, que esta esteja relacionada com a viabilidade económica, quer esteja relacionada com a política estratégica de um projeto como um PE.

Anexo D: Tabelas de Áreas Protegidas e Parque Nacional de Timor-Leste.

Nº	Áreas Protegidas	*Áreas (km^2)	Nº	Áreas Protegidas	*Áreas (km^2)
1	Reserva florestal de Tilomar	48,54	16	Monte Loelaco	18,24
2	Monte Guguleur	66,12	17	Monte Taroman	55,73
3	Monte Fatumasin	14,14	18	Monte Tapo/Saburai	52,22
4	Área Cristo Rei	19,16	19	Monte Tatamailau/ Talobu/Laumeta	157,31
5	Área Marinha Behau	30,88	20	Monte Cablaque	124,49
6	Monte Kuri	17,76	21	Monte Aitana	44,25
7	Área Marinha Lamsanak	27,23	22	Monte Bibleo	29,17
8	Monte Diatutu e Liambau	99,49	23	Monte Mundo Perdido	47,03
9	Ribeira Clere e Lagoa Modomahut	96,49	24	Monte Laritame	12,25
10	Lagoa Maurei	2,25	25	Monte Matebian	144,17
11	Logoa Tacitolu	2,30	26	Monte Burabó	28,58
12	Monte Builó	56,68	27	MonteLegumau	133,25
13	Monte Manucoco	21,63	28	Lagoa Welemas	
14	Monte Cutete	105,34	29a	Parque nacional Nino Koni Santana (Tutuala exclui área marinha)	666,29
15	Monte Manuleo e manggal Citrana	128,90	29b	Parque nacional Nino Koni Santana (ilha de Jaco, exclui área marinha)	11,48

*A quantificação das áreas são resultados da digitalização do modelo ArcGIS.

Anexo E: Carta de Autorização da Utilização dos Dados de Vento pela Empresa Megajoule.

Gesto
ENERGY CONSULTING

MEGAJOULE
Rua Eng. Frederico Ulrich, 2650
4470-605 Moreira da Maia
Portugal

15 de Janeiro de 2013

Assunto: Cedência de dados de recurso

No âmbito do projecto do Atlas das Energias Renováveis, desenvolvido pela Martifer Renewables/Gesto Energia para o Governo de Timor Leste, a Megajoule foi a empresa subcontratada responsável pela recolha e tratamento de dados de recurso eólico das torres instaladas no território.

Neste sentido, e face ao pedido do Professor Victor Conceição Soares, Docente da Faculdade de Engenharia da UNTL e no âmbito do seu Doutoramento em Ciências de Engenharia do Território e Ambiente na Escola de Ciências e Tecnologia, Departamento de Engenharia Rural universidade de Évora sobre o tema *Aproveitamento Sustentável de Potencial Eólico de Timor Leste*, a Gesto Energia vem por este meio autorizar a Megajoule para a cedência de todos os dados de recurso recolhidos no âmbito das campanhas realizadas pela Martifer Renewables/Gesto em Timor Leste.

Sem outro assunto, a Gesto Energia aproveita a oportunidade para desejar um Bom Ano 2013 e agradecer desde já a ajuda prestada ao Professor Victor Conceição Soares.

Com os melhores cumprimentos,

Miguel Barreto Caldeira Antunes

Av. Cáceres Monteiro
Nº10, 1º Sul
1495 - 131 Algés
Portugal

T.+351 211 579 899
F.+351 211 540 900

www.gestoenergy.com

NIPC: 509567475 | Capital: 50.000,00 Euros | CR Civil/Predial/Comercial de Oliveira de Frades

Anexo F: Carta de Autorização da Utilização dos Dados de Vento pelo Governo de Timor-Leste.

República Democrática de Timor-Leste
V GOVERNO CONSTITUCIONAL
Ministério das Obras Públicas
Secretaria de Estado da Electricidade

Exmo. Senhor
Vitor da Conceição Soares

Ofício: 134/G-SEE/XI/2012

Díli, 09 de Novembro de 2012

Assunto: Autorização de acesso a dados

Exmo. Senhor,

Na sequência da vossa carta datada de 23 de Julho de 2012 acerca do pedido de acesso aos dados do "Plano de electrificação Timor-Leste através de Energias Renováveis", elaborado pela Martifer Renewables para o Governo da República Democrática de Timor-Leste, para fins académicos de desenvolvimento da tese do Programa de Doutoramento em Ciências de Engenharia do Território e Ambiente da Escola de Ciências e Tecnologias, Departamento de Engenharia Rural da Universidade de Évora, com tema "Aproveitamento Sustentável de Potencial Eólico de Timor-Leste", venho conceder a V. Exa. autorização relativamente ao pedido efectuado.

Mais autorizo o contacto com a Martifer Renewables para solicitação de informações no âmbito do referido estudo de viabilidade, estritamente para os fins académicos acima mencionados.

Sem outro assunto de momento, subscrevo-me com elevada consideração.

Arq. Januário da Costa Pereira
(Secretário de Estado da Electricidade)

Anexo G: Lançamento do Governo de Timor-Leste Sobre o Aproveitamento dos RSU de Tibar.

PORTA-VOZ
VI GOVERNO
CONSTITUCIONAL

COMUNICADO
DE IMPRENSA

25 de maio 2015
Díli, Timor-Leste

Timor-Leste realiza uma importante melhoria da Gestão de Resíduos Sólidos, com o lançamento do projeto "Processamento de lixo em Energia", em Díli

Na sexta-feira, em Díli, realizou-se uma cerimónia no aterro sanitário de Tibar para o lançamento de um projeto que transformará o atual modelo de gestão de resíduos sólidos de Díli. A Empresa Shun Hsin Lda. irá construir e operar um "Sistema de Forno Plasma" para liquefazer resíduos sólidos num processo que capta materiais recicláveis e produz energia sob a forma de gás. Quando as instalações estiverem totalmente operacionais, poderão produzir energia para uma central elétrica capaz de gerar 25 megawatts de eletricidade.

O lançamento do projeto constituiu um passo significativo para abordar os desafios da gestão de resíduos identificados numa recente avaliação realizada pelo Banco de Desenvolvimento Asiático [ADB]. Todos os dias chegam, em média, 120 toneladas de resíduos ao aterro de Tibar. Com a população de Díli, atualmente com mais de 260 mil habitantes, a continuar a crescer, e com o aumento do desenvolvimento da indústria, da agricultura e do comércio, a produção de resíduos sólidos da cidade irá também aumentar.

O Governo, em particular o Ministério do Comércio, Indústria e Meio Ambiente, planeia gerir este desafio não só através da melhoria da eliminação de resíduos sólidos, mas também através de programas destinados a educar os cidadãos e as empresas a reduzir a sua produção de resíduos tanto quanto possível.

No discurso que proferiu na cerimónia, o Primeiro Ministro de Timor-Leste, Dr. Rui Maria de Araújo afirmou que "o lançamento do projeto "Processamento de lixo em energia" vai ao encontro de uma das grandes preocupações do nosso século, a sustentabilidade ambiental", salientando que "a gestão do lixo é um desafio que pode constituir oportunidades. O lixo também tem valor", referiu, concluindo que "neste caso, é também uma oportunidade para a realização de atividades económicas que criam emprego para a comunidade."

O projeto irá criar cerca de 300 postos de trabalho e incidirá sobre a formação e profissionalismo dos trabalhadores.

Ágio Pereira
+670 77045000
agio.pereira@cdm.gov.tl
aurelinoalex@gmail.com
www.timor-leste.gov.tl

1/2

Anexo H: Cobertura Geográfica e Regional [IEA, 2015]

OECD[1]	Australia, Austria, Belgium, Canada, Chile, Czech Republic, Denmark, Estonia, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Israel, Italy, Japan, Korea, Luxembourg, Mexico, Netherlands, New Zealand, Norway, Poland, Portugal, Slovak Republic, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey, United Kingdom and United States.
Middle East	Bahrain, Islamic Republic of Iran, Iraq, Jordan, Kuwait, Lebanon, Oman, Qatar, Saudi Arabia, Syrian Arab Republic, United Arab Emirates and Yemen.
Non-OECD Europe and Eurasia	Albania, Armenia, Azerbaijan, Belarus, Bosnia and Herzegovina, Bulgaria, Croatia, Cyprus[2], Former Yugoslav Republic of Macedonia, Georgia, Gibraltar, Kazakhstan, Kosovo[3], Kyrgyzstan, Latvia, Lithuania, Malta, Republic of Moldova, Montenegro[3], Romania, Russian Federation, Serbia[3], Tajikistan, Turkmenistan, Ukraine and Uzbekistan.
China	People's Republic of China and Hong Kong (China).
Asia	Bangladesh, Brunei Darussalam, Cambodia, India, Indonesia, Democratic People's Republic of Korea, Malaysia, Mongolia, Myanmar, Nepal, Pakistan, Philippines, Singapore, Sri Lanka, Chinese Taipei, Thailand, Viet Nam and Other Asia.
Non-OECD Americas	Argentina, Bolivia, Brazil, Colombia, Costa Rica, Cuba, Curaçao[4], Dominican Republic, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Haiti, Honduras, Jamaica, Nicaragua, Panama, Paraguay, Peru, Trinidad and Tobago, Uruguay, Venezuela and Other Non-OECD Americas.
Africa	Algeria, Angola, Benin, Botswana, Cameroon, Congo, Côte d'Ivoire, Democratic Republic of Congo, Egypt, Eritrea, Ethiopia, Gabon, Ghana, Kenya, Libya, Mauritius, Morocco, Mozambique, Namibia, Niger, Nigeria, Senegal, South Africa, South Sudan, Sudan, Tanzania, Togo, Tunisia, Zambia, Zimbabwe and Other Africa.

1. OECD includes Estonia and Slovenia starting in 1990. Prior to 1990, data for these two countries are included in Non-OECD Europe and Eurasia.
2. Note by Turkey:
The information in this document with reference to "Cyprus" relates to the southern part of the Island. There is no single authority representing both Turkish and Greek Cypriot people on the Island. Turkey recognises the Turkish Republic of Northern Cyprus (TRNC). Until a lasting and equitable solution is found within the context of United Nations, Turkey shall preserve its position concerning the "Cyprus issue".
Note by all the European Union Member States of the OECD and the European Union:
The Republic of Cyprus is recognised by all members of the United Nations with the exception of Turkey. The information in this document relates to the area under the effective control of the Government of the Republic of Cyprus.
3. Serbia includes Kosovo from 1990 to 1999 and Montenegro from 1990 to 2004.
4. The Netherlands Antilles was dissolved on 10 October 2010, resulting in two new constituent countries, Curaçao and Sint Maarten, with the other islands joining the Netherlands. However, due to a lack of detailed data, the IEA secretariat's data and estimates under the Netherlands Antilles still refer to the whole territory of the Netherlands Antilles as it was known prior to 10 October 2010 up to the end of 2011. Data refer only to the island of Curaçao from 2012. The other islands of the former Netherlands Antilles are added to Other Non-OECD Americas from 2012.

Note: The countries listed above are those for which the IEA secretariat has direct statistics contacts. This document is without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area. In this publication "country" refers to country or territory, as the case may be.

Anexo I: Custo Normalizado de Energia Elétrica [REN21, 2015]

Tecnologia de Prod. de Energia	Caraterísticas Típicas	Custos de Capital USD/kW	Custo Normalizado de Energia - (LCOE) Em USD céntimos/kWh
Bio-power from solid biomass (including co-firing and organic MSW)	Plant size: 0.5–200 MW Conversion efficiency: 25–35% Capacity factor: 25–95%	800–4,500 (Global) Co-fire: 200–800 (Global) Up to 1,000 (China and India)	3–22 (Global) Co-fire: 4–12 (Global) 14 (Europe) 5–6 (China)
Bio-power from gasification	Plant size: 0.03–40 MW Conversion efficiency: 30–40% Capacity factor: 40–80%	2,050–5,500 (Global)	6–24 (Global)
Bio-power from anaerobic digestion	Plant size: 0.075–20 MW Conversion efficiency: 25–40% Capacity factor: 50–90%	Biogas: 500–6,500 Landfill gas: 1,900–2,200	Biogas: 6–19 Landfill gas: 4–6.5
Geothermal power	Plant size: 1–100 MW Capacity factor: 60–90%	Condensing flash: 1,900–3800 Binary: 2,250–5,500	Condensing flash: 4–14 Binary: 7–24
Hydropower: Grid-based	Plant size: 1 MW to multi-GW Plant type: reservoir, run-of-river Capacity factor: 20–80%	Projects ≥20 MW: 750–2,500 Projects ≤20 MW: 750–4,000	Projects >20 MW: 2–8 Projects <20 MW: 3–23
Ocean power: Tidal range	Plant size: <1 to >250 MW Capacity factor: 23–29%	5,290–5,870 (Global)	21–28 (Global) 35–42 (Europe)
Solar PV: Rooftop	Peak capacity: 3–5 kW (residential); 100 kW (commercial); 500 kW (industrial) Capacity factor: 10–25% (fixed tilt)	Residential costs: 2,200 (Germany); 3,500–7,000 (United States); 4,260 (Japan); 2,150 (China); 3,380 (Australia); 2,400–3,000 (Italy) Commercial costs: 3,800 (United States); 2,900–3,800 (Japan)	21–44 (OECD) 28–55 (non-OECD) 16–38 (Europe)
Solar PV: Ground-mounted utility-scale	Peak capacity: >1–250+ MW Capacity factor: 10–25% (fixed tilt)	1,200–3,000 (Global) Weighted capital costs (2014): 1,670 (China), 2,710 (Japan) 1,495 (Germany) 2,080 (United Kingdom) 2,218 (United States) Concentrating PV (CPV): 1,480–2,330 (10 MW)	10–38 (OECD) 7–40 (non-OECD) 14–34 (Europe) 11 (China) 25 (Japan) 11 (United States) CPV: 10–15
Concentrating solar thermal power (CSP)	Types: parabolic trough, tower, dish Plant size: 50–250 MW (trough) 20–250 MW (tower) 10–100 MW (Fresnel) Capacity factor: 20–35% (no storage) 35–80% (with storage)	Trough, no storage: 5,000–7,000 (OECD) 3,100–4,050 (non-OECD) Trough, 6 hours storage: 6,000–8,000 Tower: 6,000 (United States, without storage); 9,000 (United States, with storage)	Trough and Fresnel: 19–38 (no storage); 17–37 (6 hours storage Tower: 12.5–16.4 (United States; high end of range is with storage)
Wind: Onshore	Turbine size: 1.5–3.5 MW Capacity factor: 20–50%	925–1,470 (India) 660–1,290 (China) 2,300–10,000 (United States) 5,873 (United Kingdom)	4–16 (Global) 6–7 (Asia, Eurasia, North America) 5–10 (Central and South America)
Wind: Onshore small-scale	Turbine size: up to 100 kW Average: 0.85 kW (global) 0.5 kW (China) 1.4 kW (United States) 4.7 kW (United Kingdom)	2,300–10,000 (United States) 1,900 (China) 5,870 (United Kingdom)	15–20 (United States)
Wind: Offshore	Turbine size: 1.5–7.5 MW Capacity factor: 35–45%	4,500–5,500 (Global) 2,250–6,250 (OECD)	15–23 (Global)