

Análise da viabilidade de um parque eólico na Costa Portuguesa.

Paula Ferreira e Filipa Vieira
(paulaf@dps.uminho.pt; filipadv@dps.uminho.pt)
Universidade do Minho
Departamento de Produção e Sistemas
Campus de Azurem
4800-058 Guimarães
Tel: +351253511670
Fax: +351253510343

Resumo

O sector da produção de electricidade por via eólica tem crescido significativamente ao longo dos últimos anos em Portugal. No entanto, as características geográficas do país aliadas ao regime de ventos e às restrições ambientais impostas aos projectos, limitam de alguma forma o potencial eólico *onshore* por explorar, tornando-se pertinente a análise da viabilidade de instalação parques eólicos *offshore* na costa Portuguesa. Este trabalho centra-se nesta questão, abordando as restrições técnicas e avaliando o interesse estratégico, ambiental e financeiro deste tipo de investimentos, numa óptica empresarial. Apresenta-se a análise de sensibilidade dos resultados, considerando variações nas tarifas praticadas, nos custos considerados e na velocidade média do vento.

1. Introdução

O sector eólico é essencial para a concretização dos objectivos estabelecidos para a UE pela directiva 2001/77/EC, visando a promoção da geração de electricidade por fontes de energia renováveis. De acordo com as previsões da UE o sector hidroeléctrico manterá uma posição dominante no futuro próximo, no entanto o

sector eólico deverá manter-se em expansão e em 2020 a capacidade eólica instalada deverá mesmo ultrapassar a capacidade hidroelétrica instalada na UE-27 (European Commission, 2008).

Durante o período de 1993 a 2008, a capacidade eólica instalada a nível mundial aumentou de 2900 MW para 120824 MW. Atingiu um valor total próximo de 65 000 MW na União Europeia concentrando sobretudo na Alemanha e Espanha. No entanto, se for considerada a capacidade eólica instalada por habitante destacam-se claramente 5 países: Dinamarca, Espanha, Alemanha, Portugal e Irlanda (EuroObserv'ER, 2009).

O sector eólico *offshore*¹ começa também a dar sinais de dinamismo e interesse por parte de investidores e governantes. No entanto como referido por Markard e Petersen (2009), os investimentos *offshore* diferem em muito dos investimentos *onshore*. O planeamento é muito mais complexo e demorado, a construção e manutenção requerem novas soluções e a ligação à rede é um processo exigente. Dada a reduzida experiência das empresas e técnicos, a incerteza associada ao investimento é alta. Deste modo, os parques eólicos *offshore* são uma área de negócio inovadora, algo imatura e de elevado risco, que requerem recursos e competências organizativas associadas frequentemente a grandes empresas do sector da energia.

Ao nível da Comissão Europeia o relatório COM(2008)768 (Comissão das Comunidades Europeias, 2008) destaca a energia eólica *offshore* como um sector prioritário, sendo o seu desenvolvimento um desafio-chave para atingir os objectivos energéticos para 2020. No entanto, o referido documento põe também em evidência a necessidade de tempo para desenvolvimento da tecnologia assim como a importância de assegurar à indústria maior segurança e condições de mercado estáveis e favoráveis.

¹ Parques eólicos *onshore* correspondem a parques instalados em terra. Parques eólicos *offshore* correspondem a parques instalados próximo no mar.

Até ao momento, o desenvolvimento da tecnologia eólica offshore tem-se centrado sobretudo nos países do Norte da Europa, no mar Báltico e mar do Norte. No final de 2008 a capacidade instalada em parques eólicos *offshore* ascendia a 1471 MW, distribuída por nove países: Bélgica, Dinamarca, Finlândia, Alemanha, Irlanda, Itália, Holanda, Suécia e Reino Unido (EWEA, 2009b). No entanto, de acordo com as projecções Nacionais, considera-se já também a hipótese de investir dentro dos próximos 10 anos nesta tecnologia em Portugal (REN, 2008).

1.1 O sistema eléctrico Português

A potência total instalada no sistema eléctrico Português ascendia em 2009 a cerca de 14916 MW, distribuída por centrais termoeléctricas (carvão, fuelóleo, gás natural e gasóleo), hidroeléctricas e produção em regime especial (pequenas hídricas e outras renováveis e cogeração). Em 2008, o consumo total ascendeu a 52569 GWh (DGGE, 2009). A figura seguinte apresenta as características gerais do sistema eléctrico Português em 2008 e a situação esperada em 2019.

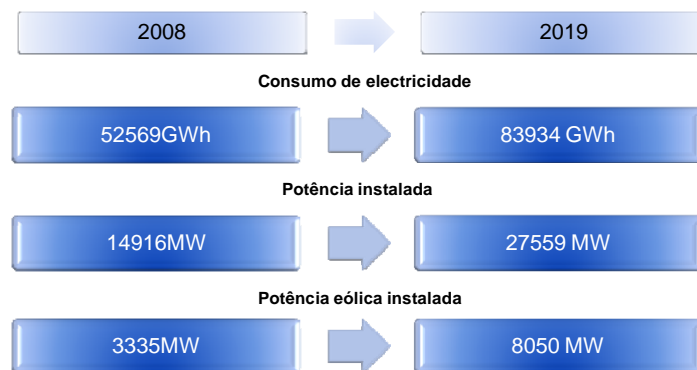


Figura 1 – Sistema eléctrico Português. Dados: DGGE (2009) e REN (2008 e 2009)

As projecções tornam evidente a tendência de convergência para uma política energética fortemente baseada em fontes de energia renováveis, com especial destaque para a componente hídrica e eólica. No final de 2008, a potência eólica instalada ascendia já a 3335 MW, colocando Portugal entre os principais produtores de electricidade por via eólica da UE. As previsões do sector apontam para o reforço deste

sector e referem já a possibilidade de se instalarem também parques eólicos *offshore*. De acordo com os valores preliminares apresentados no documento REN (2008), poder-se-á já considerar a possibilidade de instalar 550 MW de recurso eólico *offshore* na zona de Peniche, Viana do Castelo e costa Sul de Lisboa até 2019.

As características geográficas do país aliadas ao regime de ventos e às restrições ambientais impostas aos projectos, limitam de alguma forma o potencial eólico *onshore* por explorar em Portugal, tornando-se pertinente a análise da viabilidade de instalação parques eólicos *offshore* na costa Portuguesa. Este trabalho centra-se nesta questão, abordando as restrições técnicas e avaliando o interesse estratégico, ambiental e financeiro deste tipo de investimentos, numa óptica empresarial.

2. Análise do projecto

Os projectos de geração de electricidade são geralmente complexos, envolvendo diversos intervenientes e com efeitos externos significativos. Em particular a geração de electricidade em parque eólicos *offshore* apresenta ainda um carácter inovador e apesar da existência de alguns parques, a experiência acumulada pelas empresas e decisores públicos não é de forma alguma comparável ao caso dos parques *onshore*. O estudo de um projecto deste tipo implica a análise técnica, de modo a identificar o potencial eólico de cada local, o equipamento disponível e a implementação possível/apropriada. É também fundamental proceder à análise estratégica, visando compreender a realidade externa do sector e capacidade interna das empresas envolvidas. Com base na informação recolhida, nestes estudos será possível partir para a avaliação financeira do projecto concluindo sobre as condições necessárias à sua viabilização.

2.1 Análise técnica

Para o cálculo da viabilidade de um investimento é particularmente relevante o conhecimento dos recursos eólicos do local. Em Portugal, de acordo com os conhecimentos dos autores, são poucos ainda os estudos efectuados em detalhe que permitam caracterizar com segurança o regime de ventos na costa. No entanto, de acordo com estudos internacionais será de esperar uma velocidade dos ventos na ordem dos 6,5 a 7,5 m/s para uma profundidade de 25m, podendo atingir valores até 8,5 m/s em pontos mais favoráveis².

O valor comercial de um investimento em centrais eólica depende de forma crucial da energia debitada, que por sua vez é altamente dependente de velocidade do vento. Uma alteração de apenas uma pequena percentagem na velocidade do vento traduz-se numa enorme alteração dos ganhos financeiros obtidos. A tabela seguinte põe em evidência a importância da velocidade do vento na produção de electricidade e conseqüentemente na viabilização económica de um parque eólico.

Tabela 1- Sensibilidade da geração de electricidade de um parque eólico à velocidade média dos ventos.

Velocidade do vento (m/s)	Potência debitada (kW) ¹	Electricidade gerada (MWh/ano)
6	561	8548
8	1393	15325

¹Considerando a curva característica da turbina ENERCON E-112 (4500 - 6000 kW).


Deste modo e de acordo com o exemplo descrito, um aumento na velocidade média do vento de cerca de 33% traduz-se num aumento de 80% capacidade de geração de electricidade de uma turbina eólica. Torna-se assim fundamental a selecção criteriosa do local de instalação do parque e a realização de estudos técnicos prévios. Apesar de como referido em EWEA (2009a) as operações de medição *offshore* serem caras, um relatório financeiro robusto terá necessariamente de assente nestas análises.

²Atlas do potencial eólico: <http://www.windatlas.dk/Europe/Index.htm>

2.2 Análise estratégica

A Análise SWOT é uma ferramenta de auxílio ao desenvolvimento do planeamento estratégico de uma empresa. Esta análise é útil, uma vez, que engloba quatro factores importantes: pontos fortes (Strengths), pontos fracos (Weaknesses), oportunidades (Opportunities) e ameaças (Threats). A Figura 2 esquematiza a análise SWOT conduzida para o sector da energia eólica offshore em Portugal, tendo em consideração a envolvente externa do sector e o ambiente interno das empresas que potencialmente irão investir nestes projectos.

Pontos Fortes	Ponto fracos
<p>Velocidade média do vento offshore superior ao vento onshore.</p> <p>Inexistência de densidade populacional.</p> <p>Experiência acumulada das empresas nacionais no sector eólico.</p> <p>Cluster Nacional da indústria eólica.</p>	<p>Custos de instalação.</p> <p>Impactos externos.</p> <p>Imprevisibilidade dos ventos.</p> <p>Tecnologia ainda em desenvolvimento.</p> <p>Reduzida experiência com a eólica offshore.</p> <p>Dependência de tarifas reguladas.</p>
<p>Oportunidades</p> <p>Inexistência de parques eólicos offshore em Portugal.</p> <p>Interesse empresarial no sector.</p> <p>Perspectivas de crescimento do mercado.</p> <p>Mercado com tarifas protegidas e garantia de acesso à rede.</p>	<p>Ameaças</p> <p>Concorrência por outras fontes de energia renováveis.</p> <p>Mercado eléctrico fortemente concentrado.</p> <p>Tendência de liberalização do mercado e das tarifas.</p>



Análise SWOT
Sector eólico offshore Portugal

Figura 2- Análise SWOT para o sector eólico offshore em Portugal

Desta análise, pode-se salientar como pontos fortes a grande experiência que as empresas nacionais têm no sector das energias renováveis, mais propriamente no sector eólico. O cluster nacional eólico, criado com o lançamento em 2005 do concurso para a atribuição de capacidade de injeção na rede do sistema eléctrico de

serviço público e pontos de recepção associados para energia eléctrica produzida em centrais eólicas, demonstra o interesse Nacional pelo sector eólico, que poderá ser fortemente impulsionado por um segmento *offshore*. No entanto, destaca-se também como ponto fraco, precisamente a reduzida experiência das empresas Nacionais neste segmento e a pouca informação existente relativa ao regime de ventos na costa Portuguesa.

Repare-se porém, que os pontos fracos apontados, poderão na realidade contribuir fortemente para a criação de novas oportunidades de negócio. Este é um sector ainda pouco explorado a nível internacional e com grandes perspectivas de crescimento, tanto ao nível da geração de electricidade como no desenvolvimento da tecnologia, sua industrialização e serviços associados. Do mesmo modo, a existência de tarifas reguladas reflecte a ainda necessária protecção do mercado para garantir o interesse dos investidores e a viabilidade dos investimentos, mas traduz-se também numa oportunidade de mitigação do risco do negócio. Assim sendo, a tendência de liberalização do mercado e das tarifas torna-se uma ameaça à rentabilidade e, mesmo numa situação de protecção de mercado das energias renováveis por outros mecanismos (p.e. certificados verdes), a concorrência por outras fontes de energia renováveis será inquestionavelmente uma ameaça a ter em consideração. No caso particular do mercado português, é de destacar também a forte concentração do mercado eléctrico, que poderá dificultar a entrada de outros operadores e reduzir o incentivo à implementação de novas tecnologias que impliquem alterações significativas à gestão da rede existente, conforme discutido por exemplo em Markard e Truffer (2006).

2.3 Avaliação financeira

A avaliação financeira apresentada assume a instalação de um parque eólico offshore ao largo da costa de Viana do Castelo, uma zona já apontada nas projecções da REN (2008). Este parque permitiria

beneficiar de um regime de ventos mais favorável, de acordo com o atlas de energia eólica europeu e simultaneamente iria beneficiar também da proximidade a um fabricante de turbinas, o que poderá reduzir os custos de transporte. A análise assume a instalação de um parque de 30 turbinas com características semelhantes à ENERCON E-112.

De uma forma geral os custos de investimento em parques eólicos *offshore* são dominados pelo custo das turbinas (30-50%), ligação à rede (15-30%) e fundações (15-25%), com valores médios a variar entre 1200 e 200 €/kW (EEA, 2009). No entanto, é também evidente que estes custos poderão sofrer aumentos significativos à medida que a localização do parque se afasta da costa e para águas mais profundas. De acordo com estimativas da literatura, será de esperar que para profundidades na ordem dos 40 a 50 m, o valor global ascenda a cerca de 2500 €/kW com os custos das fundações a representarem agora a maior fatia do custo total de investimento.

Relativamente aos custos de operação e manutenção, a in experiência do sector torna difícil a sua estimativa. De acordo com a literatura poder-se-ão prever custos anuais equivalentes a cerca de 16 €/MWh (EWEA, 2009b).

Os retornos do investimento serão obtidos pela venda da electricidade gerada à rede eléctrica, de acordo com a tarifa regulada em Portugal para o sector eólico em geral que se irá assumir igual a 74 €/MWh³.

A tabela 2 resume a informação considerada para a análise financeira do projecto. Recorreu-se ao software RETScreen, que permite a avaliação da produção e economia de energia, os custos durante o tempo de vida, a redução das emissões, análise financeira e de risco para vários tipos de tecnologias eficientes ou renováveis (<http://www.retscreen.net>). A Figura 3 apresenta o resumo dos

³ www.dgge.pt (tarifa média indicativa para eólicas)

resultados finais obtidos, para as condições assumidas na análise financeira de base.

Tabela 2- Dados utilizados na análise financeira do projecto.

Nº de turbinas	30
Potência de cada turbina	4500 kW
Potência total do parque	135 000 kW
Custo de investimento ¹	
Turbinas	772 €/kW
Fundações	900 €/kW
Instalação	605 €/kW
Ligação à rede	133 €/kW
Outros	105 €/kW
Total	2515 €/kW
Investimento inicial	339 525 m€
Custos de O&M	
O&M	16 €/ MWh
	5 671 m€/ano
Velocidade média do vento	
	7,5 m/s
Electricidade gerada	
	354 421 MWh/ano
Tarifa de venda	
	74 €/MWh

¹ Fonte: EEA (2009) para profundidades entre 40 a 50 m.

Parâmetros financeiros			
Geral			
Reajuste do custo do combustível	%		
Taxa de inflação	%		
Taxa de desconto	%	10.0%	
Vida do projeto	ano	25	
Custo projeto e sumario econ./receita			
Custos iniciais			
	Sistema de produção de eletricidade	100.0%	€ 339,525,000
	Total de custos de investimento	100.0%	€ 339,525,000
Pagamento anual de custos e empréstimos			
	O&M		€ 5,670,740
	Total de custos anuais		€ 5,670,740
Economia anual e receita			
	Receita com eletricidade exportada		€ 26,227,173
	Total de economia e receita anual		€ 26,227,173
Viabil. Financeira			
	TIR antes impostos	%	3.5%
	TIR após impostos	%	3.5%
	Retorno simples	ano	16.5
	Valor Actualizado Líquido (VAL)	€	-152,933,436
	Economia anual no ciclo de vida	€/ano	-16,848,382
	Razão custo benefício (C-B)		0.55
	Custo da Geração de energia	\$/MWh	121.54
	Custo de Redução de GEE	€/tCO2	125

Figura 3- Análise financeira (cenário base).

Os resultados demonstram a clara dificuldade na viabilização financeira de projectos deste tipo na costa Portuguesa, se apenas forem considerados os retornos previstos pela actual tarifa *feed-in* para o sector eólico. A Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) do projecto é cerca de 3.5% e o Valor Actual Líquido (VAL) é negativo, considerando uma taxa de desconto de 10% ao ano para um tempo de vida de 25 anos. Será necessário ter em consideração que sendo este um projecto inovador, com ganhos estratégicos para as empresas que pretendam garantir o acesso a um mercado em franco crescimento, não poderá ser analisado numa óptica puramente financeira. No entanto, deverá também ser considerada a possibilidade de aplicar tarifas reguladas diferenciadas para os sectores *offshore* e *onshore*, tendo em consideração o potencial interesse Nacional destes projectos.

2.4 Análise ambiental

A produção e consumo de energia são as maiores fontes de emissão de gases com efeito de estufa na UE. Em Portugal, cerca de 90% das emissões de CO₂ resultam de actividades associadas ao consumo de energia, sendo particularmente relevante o sector da produção de electricidade e calor. De facto, cerca de 1/3 das emissões de CO₂ derivam dos combustíveis fósseis utilizadas para a geração de electricidade (Ferreira, 2008).

Em Portugal, o valor médio das emissões do sector da produção de electricidade e calor em 2007 foi cerca de 380 g CO₂ equivalente/kWh_{consumido}⁴. Assumindo uma substituição directa e considerando que as emissões da geração de electricidade por via eólica são nulas, é possível estimar as emissões evitadas pelo investimento em análise.

$$\text{Emissões evitadas} = 0,380 \times 354\,421 = 134\,680 \text{ ton CO}_2 \text{ equivalente/ano}$$

⁴ Cálculos efectuados com bases em dados obtidos em DGGE (2009), e <http://dataservice.eea.europa.eu/PivotApp/pivot.aspx?pivotid=475>

Repare-se que esta informação permite apenas obter uma ordem de grandeza das emissões evitadas. Como demonstrado em Ferreira (2008) e Ferreira et al. (2007b) o aumento da potência eólica no sistema Português terá consequências ao nível do desempenho técnico das centrais termoeléctricas, afectando o rácio de emissões médias do sector eléctrico. Do mesmo modo, sistemas eléctricos fortemente dependentes de centrais a carvão terão obviamente ganhos por emissões evitadas muito superiores aos obtidos em sistemas com uma elevada quota de energias renováveis ou mesmo de centrais a gás natural.

No entanto, para além das emissões evitadas o projecto de uma central eólica *offshore* deverá sempre ter em consideração outros impactos externos. Estes, apesar de frequentemente serem difíceis de quantificar e mesmo identificar na fase de estudos prévios, são essenciais para a aceitação pública e a efectiva concretização do projecto. O relatório EWEA (2009a) destaca aspectos como o impacto visual das centrais eólicas *offshore* altamente dependente da distância até à costa, o ruído causado sobretudo pela construção do parque e com impacto na vida marinha, o impacto nos peixes e nas aves migratórias entre outros. Estudos como Firestone e Kempton (2007), Ladenburg (2008) ou Portman (2009) põem em evidência a necessidade avaliar estes aspectos ambientais e a aceitação pública dos projectos eólicos *offshore*, à semelhança do que se recomenda também para os projectos *onshore*⁵.

3. Análise de sensibilidade

Dado o carácter inovador do projecto, à ainda escassa informação técnica e à relevância dos apoios governamentais nesta fase inicial, apresenta-se em seguida a análise de sensibilidade dos resultados considerando diversos cenários e parâmetros. Serão apresentados os impactos de parâmetros como: (1) as tarifas *feed-in*, considerando os

⁵ Veja-se Ferreira (2008, Cap. III.4.5) para uma análise mais detalhada do tema.

valores actuais e os valores análogos aos de outros países Europeus, (2) o custo de investimento e O&M, considerando valores médios actuais e a possibilidade de redução futura pela curva de aprendizagem e (3) o regime de ventos.

3.1 Tarifas feed-in

Os incentivos e apoios ao desenvolvimento da produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis varia desde preços de mercado com prémio adicionais, imposição de quotas mínimas aos produtores ou distribuidores, ou com maior incidência, a utilização de tarifas reguladas garantidas por um determinado período de tempo e que permitem viabilizar financeiramente o investimento. Uma descrição destes mecanismos adoptados pelos diferentes estados membros da UE, pode ser encontrada em EWEA (2009b). Este estudo aponta já a existência de tarifas reguladas diferenciadas para os produtores eólicos *onshore* e *offshore* em países como a Alemanha, a Grécia ou a França garantidas por um período de 10 ou 12 anos com possibilidade de extensão. A situação mais favorável, encontra-se na França com uma tarifa que pode atingir 130 €/MWh.

Repare-se que as tarifas *feed-in* definidas para o sector eólico *onshore* têm sido ajustados ao longo do tempo. Pretendeu-se deste modo criar condições que permitiram atrair investidores para um segmento de mercado que é de claro interesse Nacional, numa óptica de redução de emissões e desenvolvimento da economia Nacional e/ou Regional⁶. Foi assim determinado o valor da tarifa que tornaria viável o projecto de investimento anteriormente apresentado, tendo-se chegado a um valor próximo de 122 €/MWh. A figura 4 apresenta o resumo dos resultados obtidos, para as condições referidas.

⁶ A evolução das tarifas foi analisada em Ferreira et al. (2007a).

Custo projeto e sumario econ./receita			
Custos iniciais			
	Sistema de produção de eletricidade	100.0%	€ 339,525,000
	Total de custos de investimento	100.0%	€ 339,525,000
Pagamento anual de custos e empréstimos			
	O&M		€ 5,670,740
	Total de custos anuais		€ 5,670,740
Economia anual e receita			
	Receita com eletricidade exportada		€ 43,239,393
	Total de economia e receita anual		€ 43,239,393
Viabil. Financeira			
	TIR antes impostos	%	10.1%
	TIR após impostos	%	10.1%
	Retorno simples	ano	9.0
	Valor Actualizado Líquido (VAL)	€	1,487,169
	Economia anual no ciclo de vida	€/ano	163,839
	Razão custo benefício (C-B)		1.00
	Custo da Geração de energia	\$/MWh	121.54
	Custo de Redução de GEE	€/tCO2	125

Figura 4- Análise financeira, considerando um aumento da tarifa feed-in.

3.2 Investimento e custos de O&M

O reduzido número de projectos *offshore* assim como a variabilidade no valor do investimento, tornam muito difícil estimar com alguma precisão o investimento médio associado a um projecto deste tipo. EWEA (2009b) abordou esta questão e apresentou uma estimativa do desenvolvimento futuro destes custos, ainda que sublinhando a incerteza dessas estimativas. De acordo com este estudo, poder-se-á esperar que em 2015 o valor do investimento se aproxime de 2040 €/kW e que os custos de O&M se aproxime de 13 €/MWh. A figura 5 apresenta o resumo dos resultados obtidos, para estas novas condições referidas.

Verifica-se que o projecto, mesmo nestas condições, apresenta ainda limitações à viabilidade financeira. No entanto, isto permitira viabilizar o projecto com tarifas feed-in na ordem dos 100 €/MWh, A tarifas reguladas poderão sofrer alterações acompanhando o desenvolvimento das tecnologias e dos mercados, como foi aliás se tem verificado no sector eólico Português (Ferreira et al, 2007a).

Custo projeto e sumario econ./receita			
Custos iniciais			
	Sistema de produção de eletricidade	100.0%	€ 275,400,000
	Total de custos de investimento	100.0%	€ 275,400,000
Pagamento anual de custos e empréstimos			
	O&M		€ 4,607,476
	Total de custos anuais		€ 4,607,476
Economia anual e receita			
	Receita com eletricidade exportada		€ 26,227,173
	Total de economia e receita anual		€ 26,227,173

Viabil. Financeira			
	TIR antes impostos	%	6.0%
	TIR após impostos	%	6.0%
	Retorno simples	ano	12.7
	Valor Actualizado Líquido (VAL)	€	-79,157,148
	Economia anual no ciclo de vida	€/ano	-8,720,590
	Razão custo benefício (C-B)		0.71
	Custo da Geração de energia	\$/MWh	98.61
	Custo de Redução de GEE	€/tCO2	65

Figura 5- Análise financeira, considerando a redução do investimento e custos de O&M.

3.3 Regime de ventos

Como foi referido anteriormente, os estudos de localização para os parques eólicos são particularmente relevantes. De facto, o interesse económico de um investimento deste tipo está fortemente dependente do regime de ventos. Pequenas variações na velocidade média do vento podem reflectir-se em diferenças muito significativas na electricidade gerada e consequentemente nas receitas obtidas. O promotor eólico deverá assim investir num programa de medidas detalhado que lhe permita obter previsões de geração de electricidade ao longo da vida do projecto (EWEA, 2009b).

As figuras 6 e 7 apresentam o resumo dos resultados obtidos para uma velocidade média do vento de 6,5 m/s e para 8,5 m/s respectivamente.

Custo projeto e sumario econ./receita				
Custos iniciais				
	Sistema de produção de eletricidade	100.0%	€	275,400,000
	Total de custos de investimento	100.0%	€	275,400,000
Pagamento anual de custos e empréstimos				
	O&M		€	4,527,974
	Total de custos anuais		€	4,527,974
Economia anual e receita				
	Receita com eletricidade exportada		€	20,941,879
	Total de economia e receita anual		€	20,941,879

Viabil. Financeira				
	TIR antes impostos		%	1.5%
	TIR após impostos		%	1.5%
	Retorno simples		ano	20.7
	Valor Actualizado Líquido (VAL)		€	-190,535,326
	Economia anual no ciclo de vida		€/ano	-20,990,910
	Razão custo benefício (C-B)			0.44
	Custo da Geração de energia		\$/MWh	148.17
	Custo de Redução de GEE		€/tCO2	195

Figura 6- Análise financeira, considerando a velocidade média do vento 6,5 m/s.

Custo projeto e sumario econ./receita				
Custos iniciais				
	Sistema de produção de eletricidade	100.0%	€	275,400,000
	Total de custos de investimento	100.0%	€	275,400,000
Pagamento anual de custos e empréstimos				
	O&M		€	6,444,290
	Total de custos anuais		€	6,444,290
Economia anual e receita				
	Receita com eletricidade exportada		€	29,804,840
	Total de economia e receita anual		€	29,804,840

Viabil. Financeira				
	TIR antes impostos		%	4.7%
	TIR após impostos		%	4.7%
	Retorno simples		ano	14.5
	Valor Actualizado Líquido (VAL)		€	-127,480,353
	Economia anual no ciclo de vida		€/ano	-14,044,265
	Razão custo benefício (C-B)			0.62
	Custo da Geração de energia		\$/MWh	108.87
	Custo de Redução de GEE		€/tCO2	92

Figura 7- Análise financeira, considerando a velocidade média do vento 8,5 m/s.

No caso de a velocidade média do vento ser 6,5 m/s, a viabilização do investimento apenas seria possível para tarifas *feed-in* na ordem dos 149 €/MWh. Pelo contrário, se o local seleccionado permitir atingir uma

velocidade média de 8,5 m/s, a tarifa de 109 €/MWh seria já suficiente para garantir o retorno positivo do investimento.

4. Conclusões

Ao longo dos últimos anos tem-se assistido ao desenvolvimento do sector eléctrico para a geração de electricidade em Portugal, prevendo-se que esta tendência se mantenha nos próximos anos. Com o crescimento do sector eólico aliado a uma aposta em novas centrais hídricas, pretende-se contribuir para a redução das emissões e para a mitigação do problema da dependência energética externa do País.

O segmento eólico *offshore* está ainda numa fase inicial de desenvolvimento mesmo a nível internacional, mas é já considerada uma tecnologia promissora com resultados demonstrados em alguns países do Norte da Europa. Este estudo apresentou uma análise simples do interesse de projectos deste tipo para o Mercado Português. A análise estratégica demonstrou que, sendo um sector ainda inovador, poderá trazer grandes oportunidades às empresas investidoras e simultaneamente ter um contributo económico e social muito relevante. No entanto, as características da costa Portuguesa com um potencial eólico de certa forma limitado comparativamente a outros países e exigindo instalações a grandes profundidades, contribuem para a ainda difícil viabilização económica. Demonstrou-se assim a necessidade de rever as tarifas *feed-in*, de modo a criar condições que tornem este investimento atractivo para as empresas, não só pelos ganhos estratégicos mas também financeiros. No cenário base, a análise de sensibilidade demonstrou que será necessário garantir uma tarifa *feed-in* de cerca de 122 €/MWh para tornar o investimento analisado rentável ($VAL > 0$), do ponto de vista financeiro.

Tendo como base estudos internacionais recentes, destaca-se também como fundamental a avaliação do impacto ambiental destes projectos tendo sempre em consideração a necessidade de prever a participação pública neste processo. De uma forma simples e assumindo a

substituição directa da queima de combustíveis fósseis por via eólica, foi possível estimar que poderia ser evitada a emissão anual de 134680 ton CO₂ equivalente/ ano, considerando um parque eólico *offshore* com 135 MW de capacidade instalada. Trabalhos futuros poderão aprofundar esta análise recorrendo a modelos de planeamento, semelhantes aos propostos para Portugal por Ferreira (2008) ou com base em outros estudos internacionais (p.e. Rosen et al, 2007 ou Georgilakis, 2008 entre outros) que permitam analisar o impacto da geração por via eólica nos sistemas eléctricos tradicionais.

A aplicação de métodos participativos para a avaliação da aceitação social das centrais eólicas *offshore* deverá ser também uma área de investigação futura prioritária, dada a evidente necessidade de avaliar como a população reage e aceita esta tecnologia.

Finalmente, seguindo trabalhos como Markard e Truffer (2006) ou Markard e Petersen (2009) e dada a tendência de liberalização dos mercados energéticos, parece relevante explorar a questão de como as novas estruturas de mercado afectam ou poderão afectar o processo de inovação tecnológica e adopção de tecnologias que impliquem alterações significativas ao actual sistema eléctrico, destacando obviamente a tecnologia eólica *offshore*.

Referencias bibliográficas

Comissão das Comunidades Europeias (2008) "Energia Eólica Marítima: Acções necessárias para a realização dos objectivos da política energética para 2020 e mais além.", COM(2008) 768 final, Bruxelas, 13.11.2008.

DGGE (2009)) "Renováveis. Estatísticas rápidas". Junho 2009. www.dgge.pt

EEA (2009) "Europe's onshore and offshore wind energy potential: An assessment of environmental and economic constraints" EEA Technical report No 6/2009.

EuroObserv'ER (2009) "Wind energy barometer" Systèmes Solaires 4 (2009), pp. 45-79.

European Commission (2008) "European energy and transport. Trends to2030- update 2005" (http://ec.europa.eu/energy/index_en.html).

EWEA (2009a) "Wind Energy - The Facts", March 2009.

EWEA (2009b) "The Economics of Wind Energy." March 2009.

Ferreira, P, Araújo, M, O'Kelly, M (2007a) "An overview of the Portuguese wind power sector" *International Transactions on Operational Research*, Vol. 14 (1), pp 39-54.

Ferreira, Paula; Araújo, M.; O'Kelly, Eddie (2007b) "The impacts of wind power on power systems operation" In *3rd IASME/WSEAS International Conference on Energy, Environment and Sustainable Development*, 24-26 July, 2007.

Ferreira, Paula (2008) "Electricity power planning in Portugal: The role of wind energy", Tese de Doutoramento, UM.
(<http://repositorium.sdum.uminho.pt/handle/1822/7816>).

Firestone, J e Kempton, W (2007) "Public opinion about large offshore wind power: Underlying factors" *Energy Policy*, Vol. 35 (3), pp. 1584-1598.

Georgilakis, P (2008) "Technical challenges associated with the integration of wind power into power systems" *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 12 (3), pp 852-863.

Ladenburg, J (2008) "Attitudes towards on-land and offshore wind power development in Denmark; choice of development strategy" *Renewable Energy*, Vol. 33 (1), pp. 111-118.

Markard, J e Petersen, R (2009) "The offshore trend: Structural changes in the wind power sector." *Energy Policy*, Vol. 37 (9), pp. 3545-3556.

Markard, J e Truffer, B (2006) "Innovation processes in large technical systems: Market liberalization as a driver for radical change?" *Research Policy*, Vol. 35 (5), pp. 609-625.

Portman, M (2009) "Involving the public in the impact assessment of offshore renewable energy facilities" *Marine Policy*, Vol. 33 (2), pp 332-338.

REN (2008) "Plano de investimentos da rede nacional de transporte 2009-2014 (2019)" www.ren.pt

REN (2009) "Relatório e Contas 2008".

Rosen, J, Tietze-Stockinger, I, Rentz, O (2007) "Model-based analysis of effects from large-scale wind power production" *Energy*, Vol. 32 (4), pp 575-583.