

Resum

El present projecte té com a objectiu fonamental analitzar la viabilitat d'instal·lar un parc eòlic marí a les costes de l'estat Espanyol. En l'actualitat, al no haver-hi cap parc eòlic marí en funcionament en les costes espanyoles, s'ha agafat com a referència l'experiència dels països nòrdics i del Regne Unit, capdavanters mundials en potència instal·lada.

Per a la realització de l'anàlisi, primerament s'ha fet una selecció de l'emplaçament (com a conseqüència de que Catalunya es deficitària energèticament parlant, i degut a la baixa potència eòlica instal·lada comparada amb altres comunitats autònomes, l'estudi s'ha focalitzat en terres catalanes), ja que el principal problema que presenten aquests parcs és l'ancorament dels aerogeneradors en el fons marí, doncs, la tecnologia flotant encara es troba en estat de recerca i desenvolupament. De fet, aquest és el principal causant de l'endarreriment del desenvolupament d'aquesta tecnologia a l'estat espanyol respecte a d'altres països, ja que el mar Mediterrani presenta profunditats molt notables a pocs quilòmetres de la costa, en canvi l'orografia dels mars del nord es completament diferent, on es poden arribar a trobar profunditats de 12 metres a més de 20 quilòmetres de la costa (exemple del parc danès Rodsand II). Aquest fet fa que avui en dia no es pugui aprofitar el gran recurs eòlic del cap de Creus i de l'Empordà.

Posteriorment s'han realitzat altres anàlisi, com el de sensibilitat, que relaciona l'augment del cost d'inversió respecte a la profunditat del nivell del mar i a la distància de la costa, així com s'han plantejat diferents escenaris financers extrets de parcs eòlics en construcció. També s'ha fet una tria dels diferents models d'aerogeneradors existents per a la indústria eòlica marina.

Finalment, després de tots els anàlisis, l'emplaçament seleccionat es situa davant de la costa de Tarragona, que presenta un recurs eòlic baix però amb una baixa profunditat del nivell del mar, i l'escenari més pessimista mostra una Taxa Interna de Retorn del 6,6%, un payback de 12 anys, amb una inversió total d'uns 137 milions d'euros, i amb un Valor Actualitzat Net de més de 7 milions d'euros a 20 anys vista. Aquestes xifres permeten afirmar que la instal·lació d'un parc eòlic marí a costes Catalanes es completament viable.





Sumari

RESUM	1
SUMARI	3
1. PREFACI	7
1.1. Origen del projecte	7
1.2. Motivació	7
1.3. Requeriments previs	7
2. INTRODUCCIÓ	9
2.1. Objectius del projecte	9
2.2. Abast del projecte	9
3. TECNOLOGIA EÒLICA	11
3.1. Introducció	11
3.2. Comparació entre l'eòlica terrestre i l'eòlica marítima	11
3.2.1. La rugositat	11
3.2.2. Accessibilitat, instal·lació i manteniment	13
3.2.3. Repartiment de costos	13
3.2.4. Consideracions generals	13
3.3. Panorama mundial dels parcs offshore, fabricants i fundacions	14
3.3.1. Situació actual i previsions futures	14
3.3.2. Principals eixos de l'escenari europeu	15
3.3.3. Principals països amb parcs eòlics offshore	15
3.3.4. Principals fabricants	16
3.3.5. Fundacions	18
3.3.6. Estat actual de la recerca i desenvolupament	18
4. ANÀLISI DE LA NORMATIVA D'APLICACIÓ	21
5. ELECCIÓ DE L'EMPLAÇAMENT	23
5.1. Elecció de la comunitat Autònoma	23
5.2. Factors determinants en l'elecció de l'emplaçament	24
5.3. Possibles subestacions candidates a albergar l'evacuació elèctrica del parc	24
5.4. Elecció dels possibles fabricants i models de molins	26
5.5. Energia produïda per moli segons la localitat i tria de l'emplaçament	27
5.5.1. Distribució de Weibull, corba de potència y producció d'energia	27
5.5.2. Energia produïda per molí i zona i selecció del emplaçament	29



5.5.3.	Comparació del recurs eòlic d'un parc onshore vs offshore.....	32
6.	ANÀLISI DE SENSIBILITAT	33
6.1.	Escenaris econòmics.....	33
6.2.	Evolució dels costos totals d'inversió segons la profunditat i la distància a la costa	35
6.3.	Previsió de creixement del mercat elèctric espanyol	38
6.4.	Costos de manteniment.....	39
6.5.	Prima a la eòlica marina	39
6.6.	Resultats de l'anàlisi de sensibilitat	40
6.6.1.	Procediment per a l'elaboració del anàlisi	40
6.6.2.	Resultats energètics	41
6.6.3.	Resultats financers	42
6.6.4.	Eliminació del escenari proposat per Ernst&Young.....	45
6.6.5.	Elecció del model de aerogenerador	45
6.6.6.	Elecció de l'alçada de caixa i de la classe del model	46
6.6.7.	Delimitació de la zona idònia per a la instal·lació del parc eòlic marí	47
6.6.8.	Elecció del tipus de fundació	48
6.6.9.	Conclusions principals de l'anàlisi de sensibilitat	48
7.	UBICACIÓ DELS AEROGENERADORS	49
7.1.	Direcció del vent dominant	49
7.2.	Factor Estela.....	50
7.2.1.	Distribució dels aerogeneradors	50
7.2.2.	Comparativa de resultats ometent i contemplant el factor estela	52
7.3.	Sol·licitud de reserva de zona (RDL 1028/2007)	56
8.	ANÀLISIS MEDIAMBIENTAL	59
8.1.	Tonelades de CO ₂ evitades.....	59
8.1.1.	Tonalades de CO ₂ evitades comparat amb el mix energètic espanyol	60
8.1.2.	Tonalades de CO ₂ evitades comparat amb el cicle combinat de gas.....	60
8.1.3.	Anàlisi dels resultats	60
8.2.	Estudi del soroll provocat pels aerogeneradors	61
9.	EVACUACIÓ DE LA PRODUCCIÓ D'ENERGIA	63
10.	ANÀLISI FINANCER	65
10.1.	Determinació de paràmetres	65
10.2.	Inversió a realitzar.....	66
10.3.	Costos d'operació i manteniment.....	68



10.4. Resultats de l'anàlisi financer.....	68
11. TRAMITACIÓ DE LA SOL·LICITUD D'INSTAL·LACIÓ DEL PARC ..	71
12. COSTOS DELS RECURSOS HUMANS	73
CONCLUSIONS	75
AGRAÏMENTS	77
BIBLIOGRAFIA	79
Referències bibliogràfiques	79
Bibliografia complementària	80



1. Prefaci

1.1. Origen del projecte

A conseqüència del gran nombre de parcs offshore que s'estan construint actualment al nord d'Europa, és d'estranyar, que l'estat Espanyol, sent capdavanter en potència eòlica instal·lada (només superada per Alemanya), no tingui ni un aerogenerador instal·lat al mar, ni tan sols en fase de proves. Es considera, doncs, interessant estudiar l'opció d'instal·lar un parc eòlic marí a costes de l'estat Espanyol, obrint d'aquesta manera les portes a aquesta innovadora tecnologia.

1.2. Motivació

La conscienciació de l'estudiant pel respecte al medi ambient i per a la proliferació de les energies renovables, juntament amb la col·laboració dels departaments de Regulació i d'Energies Renovables (ECYR) de l'empresa Endesa S.A. (Grupo ENEL), dedicats respectivament a l'estudi de la retribució elèctrica del règim especial i a la viabilitat de la instal·lació de nous projectes eòlics, han estat els factors motivadors per a la realització del projecte.

En els darrers anys, termes com el desenvolupament sostenible, intensitat energètica, estalvi en emissions de CO₂ o economia sostenible, han anat agafant força en un Estat on hi ha hagut un creixement en el consum elèctric més que notable en els darrers 20 anys, causat pel gran creixement econòmic que va tenir l'estat espanyol gràcies a la indústria de la construcció i al turisme. A partir d'aquí sorgeix la necessitat de d'anar cap a un creixement sostenible, tot potenciant aquelles energies exemptes d'emissions de CO₂ per tal de no contribuir a incrementar les emissions de gasos d'efecte hivernacle. Per a la incentivació del creixement de les energies renovables dins del mix energètic espanyol s'ha utilitzat el sistema "feed in tariff", que consisteix en l'establiment d'una prima que fa viable finançament la instal·lació de tecnologies renovables.

1.3. Requeriments previs

Per a analitzar la viabilitat d'instal·lar un parc eòlic marí a costes espanyoles, ha calgut inicialment documentar-se respecte quines són les limitacions tecnològiques i econòmiques que presenta aquesta tecnologia, així com de les zones protegides per a la instal·lació de parcs eòlics marins establertes pel "Ministerio de Medioambiente y Medio Rural y Marino".





2. Introducció

2.1. Objectius del projecte

L'objectiu del present projecte es l'anàlisi de la viabilitat tant econòmica, com tècnica, d'instal·lar un parc eòlic marítim (offshore) a les costes de l'estat Espanyol, agafant com a referència els parcs offshore del nord d'Europa, tant els que s'estan construint com aquells que ja s'han connectat a la xarxa elèctrica i estan en plena operativitat.

Els parcs offshore d'Europa es troben dispersats per un total de 9 països, fet que demostra que es disposa d'una tecnologia suficientment desenvolupada per tal d'intentar implementar-la a les costes de l'estat Espanyol.

Per a la realització de l'anàlisi s'estudiaran els principals fabricants especialitzats en la construcció de turbines offshore, així com les fundacions més utilitzades encarregades de la sustentació de tota l'estructura. Per fer-ho es tindrà en compte l'experiència d'aquests països.

Degut al lideratge que té l'estat en la implementació de la tecnologia eòlica, sent el segon en potència instal·lada de tot Europa, i tenint en compte la gran extensió de costa que té, es creu que reuneix les condicions idònies per començar a desenvolupar la tecnologia offshore.

2.2. Abast del projecte

Dins de les limitacions tecnològiques i legislatives existents, l'abast del projecte consisteix en l'estudi de l'ubicació i construcció del màxim de número de molins possibles en una zona marítima determinada. L'objectiu es produir el màxim d'energia elèctrica possible maximitzant així els beneficis i evitant que aquesta energia es produeixi amb una altra tecnologia relacionada amb emissions de CO₂, contribuint així al compliment de la directiva Europea que estableix que en el 2020, un 20% del consum de l'energia final ha de provenir d'energies renovables.





3. Tecnologia eòlica

3.1. Introducció

Els parcs eòlics són àrees destinades a la producció d'energia elèctrica mitjançant l'energia eòlica. Per produir-la, s'empren aerogeneradors capaços de convertir l'energia cinètica de les partícules del vent en energia elèctrica. Els parcs que es troben a terra ferma, s'anomenen parcs eòlics terrestres, i els parcs que es troben dins del mar s'anomenen parcs eòlics marins o parcs offshore (terme anglosaxó que s'usa per definir aquests tipus de parcs). Per tant, serà necessari realitzar una comparativa entre la tecnologia eòlica terrestre i la marítima, establint d'aquesta manera els avantatges i desavantatges de cadascuna.

Degut al gran desenvolupament que ha tingut aquesta tecnologia en els països nòrdics, s'especificarà l'estat actual de desenvolupament de la tecnologia eòlica marina indicant quins són els països que més han invertit en tecnologia offshore, i les condicions que els han portat a realitzar aquestes inversions.

Finalment, degut al gran augment de la tecnologia eòlica en general, cada cop hi ha més empreses destinades a la construcció d'aerogeneradors, però la gran majoria estan especialitzades en aerogeneradors "onshore", fent d'aquesta manera que l'oferta de fabricants per a aerogeneradors "offshore" sigui molt menor. Per tant el que es farà es establir les limitacions tecnològiques actuals en la indústria eòlica marina, així com la recerca dels principals fabricants de turbines offshore.

3.2. Comparació entre l'eòlica terrestre i l'eòlica marítima

3.2.1. La rugositat

Primerament s'ha d'esmentar que el principal avantatge d'una instal·lació eòlica marina es la rugositat, ja que la rugositat del mar es menyspreable comparada amb la terrestre, on el vent es troba frenat per culpa de la orografia del terreny.

S'ha de tenir present que el vent augmenta de velocitat conforme s'augmenta d'alçada justament per culpa de la rugositat.

Per tant, per al correcte funcionament de l'aerogenerador és recomanable que el vent impacti amb la mateixa velocitat a tots els punts de la àrea escombrada per les pales, tant

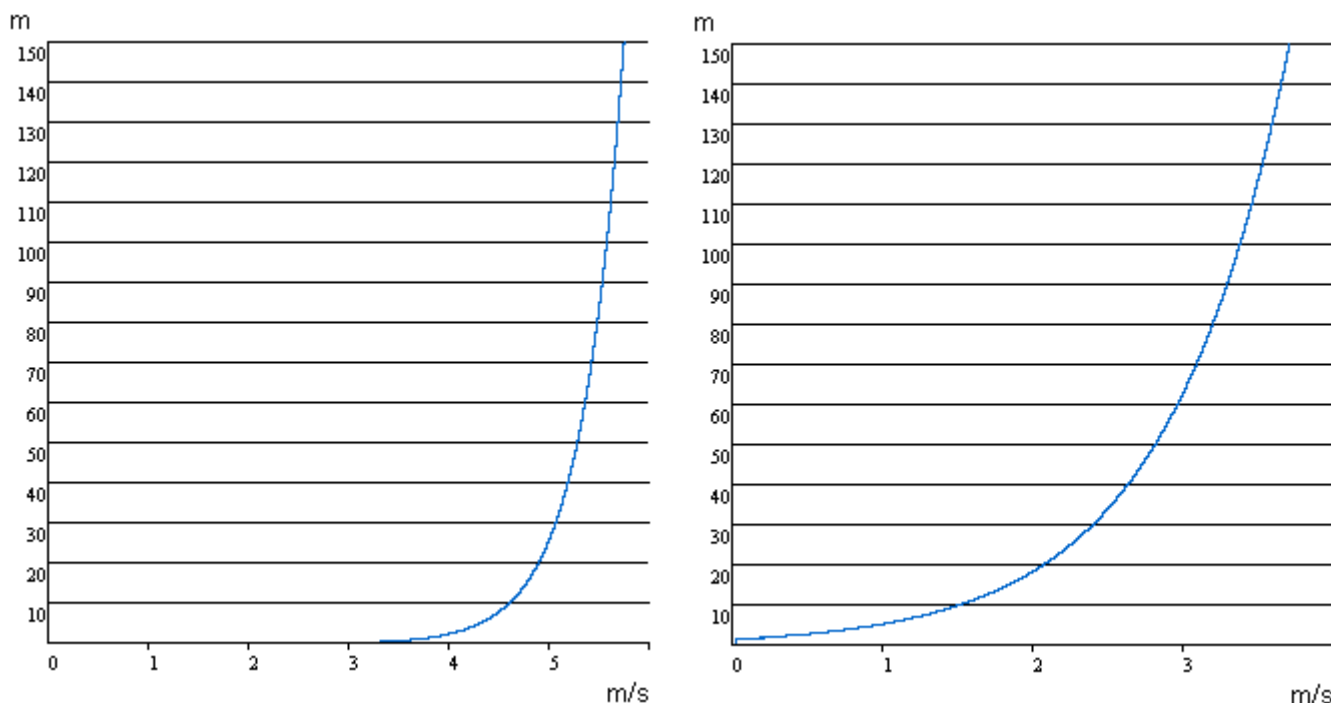


els que estan més allunyats del terra com aquells més pròxims i aquest fet ho fa possible la baixa rugositat, ja que una alta rugositat farà disminuir la velocitat del vent (part de l'energia del vent es dissipa en forma de fricció amb el terra), i a més produirà un gradient de velocitats conforme es va augmentat l'alçada molt pronunciat, fet que provoca que l'aerogenerador produeixi una quantitat menor d'energia, a més d'estar suportant un moment de forces perjudicial per la estructura i pel rendiment d'aquest.

Amb els punts anteriors s'arriba a la conclusió que pel mateix recurs eòlic, en una zona marítima s'obtindrà una major velocitat mitjana per a una alçada determinada (conseqüentment una major energia) a més de tenir un perfil de velocitat més homogeni, ja que la rugositat del mar al ser menor que la terrestre fa que el vent no es trobi frenat per culpa de la orografia del terreny .

A partir d'aquí, s'estableixen uns certs nivells de rugositat anant de 0 fins a 4. On la rugositat a nivell de mar és de classe 0, la de superfícies planes com ara pistes d'aeroport o zones paisatgístiques planes i obertes és de 0,5, mentre que la proporcionada per grans arbres o edificis s'estipula de classe 3 o 4.

La rugositat, per tant, es culpable de la diferència en el cisallament del perfil eòlic d'una superfície d'alta rugositat respecte a una altra de baixa. La “*Danish Wind Industry Association*” [1] estableix el següent tipus de corbes per al mateix recurs eòlic i diferents rugositats.



[Fig. 3.1.] Comparativa perfil de velocitats segons rugositat classe 0 (esquerra) i classe 4 (dreta)

[Font: DWIA]



S'observa, com a una alçada de 80 metres, tot i tenir teòricament el mateix recurs eòlic, la velocitat del vent en el cas de major rugositat (dreta) és inferior al de menor rugositat.

A més, s'observa que en el cas de baixa rugositat (l'equivalent a una zona marina) serà necessària una menor alçada de boixa a l'hora de dimensionar el molí ja que s'està treballant amb un menor cisallament fet que provoca la obtenció d'una homogeneïtat acceptable del perfil de velocitats a una menor alçada. De fet, la *Danish Wind Industry Association* estableix que de mitjana n'hi haurà prou amb una alçada de boixa de 0.75 vegades el diàmetre del rotor, fet que provocarà un estalvi en l'ús del material de construcció.

Un altre aspecte destacable és la baixa intensitat de les turbulències en les zones marines provocant un menor desgast de l'aerogenerador i per tant un major temps de vida útil.

3.2.2. Accessibilitat, instal·lació i manteniment

El principal inconvenient dels parcs offshore és justament que es troben al mig del mar i són de difícil accessibilitat, fet que provoca l'ús d'un gran nombre de recursos, tant per a la instal·lació, com per al manteniment, com ara: vaixells específics de grans dimensions per al transport dels components dels molins, la incorporació de grues de grans tonatges dins d'aquests vaixells, la posposició d'actuacions de manteniment a causa de les inclemències meteorològiques, el gran cost associat a les fundacions, etc. Aquests factors com ja es determinaran numèricament en l'apartat de pressupostos, ocasionen un sobrecost notable que, fins i tot, podria condicionar la viabilitat econòmica del parc eòlic offshore.

3.2.3. Repartiment de costos

Així com en la eòlica terrestre el 80% de la inversió se l'emporta la turbina, en la eòlica offshore només li correspon a aquesta aproximadament un 55% de la inversió, el problema és que el cost total de la turbina es semblant tant a la eòlica marina com a la terrestre, fet que demostra, que depenent de la zona, el cost d'un parc offshore sigui superior al d'un terrestre.

3.2.4. Consideracions generals

Finalment, amb els dos apartats anteriors, s'obté la conclusió de que energèticament parlant és més òptima la instal·lació d'un aerogenerador al mar, degut bàsicament: al baix cisallament del perfil de velocitats, a les baixes turbulències i a la major velocitat mitja del vent.



Per altra banda s'han de considerar les dificultats associades al manteniment, a la construcció a causa de la difícil accessibilitat i a les fundacions, que faran augmentar de forma notable tots els costos.

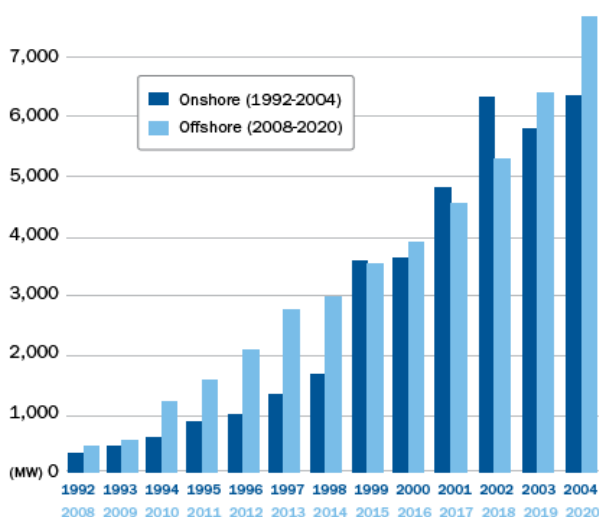
A més, s'ha de dir que la eòlica offshore presenta un potencial enorme, ja que ha de permetre la instal·lació de grans parcs (potències superiors a 100 MW equivalents al 10% d'una central nuclear) a una distància de la costa suficientment gran perquè no es vegin, de manera que s'estarà produint electricitat amb una font renovable, com es la eòlica, i amb un impacte visual nul, que era un dels principals inconvenients d'aquesta tecnologia.

3.3. Panorama mundial dels parcs offshore, fabricants i fundacions

Amb el present apartat es pretén mostrar la situació actual dels parcs offshore a Europa i l'estat del desenvolupament d'aquesta tecnologia, comentant les limitacions tant pel que fa a les fundacions (profunditat), com a fabricants (potència per turbina). També s'explicaran alguns dels motius pels quals alguns països han fet una aposta seriosa per aquesta tecnologia i altres, com l'estat Espanyol, que tot i tenir una gran extensió marina i una gran potència eòlica onshore instal·lada encara li es una tecnologia completament desconeguda. Finalment es detallarà l'estat de I+d d'aquesta tecnologia.

3.3.1. Situació actual i previsions futures

Com il·lustra la gràfica el·laborada per la *European Wind Energy Association (EWEA)* [2],



es preveu una consolidació clara de la indústria offshore en Europa, de fet es creu que seguirà el mateix període de consolidació que el que va fer la indústria onshore.

Aquest fet mostra clarament, que l'eòlica marina està sortint de la fase de I+d, sinó és que ja ha sortit, per consolidar-se en una tecnologia energètica significativa del mix energètic de generació elèctrica europeu.

[Fig. 3.2.] Comparativa entre la potència eòlica instal·lada en el període (1992-2004) respecte a la previsió de potència offshore instal·lada (2008-2020). [Font: EWEA]



3.3.2. Principals eixos de l'escenari europeu

Segons la “European Offshore Wind Industry [3]”:

- s'han instal·lat 199 turbines en zones marines fent un còmput de 577 MW durant l'any 2009 i les previsions indiquen que cap a l'any 2010 es podrien arribar a instal·lar fins a 1000 MW.
- Actualment s'estan construint 17 parcs eòlics offshore equivalents a 3500 MW i està tramitada la construcció de 52 parcs eòlics més fent un total de 16000 MW.
- En total hi ha instal·lades i connectades a la xarxa, 828 turbines eòliques offshore en la Unió Europea, formant així una potència total de 2056 MW repartits en 38 parcs eòlics en zones marines. S'ha d'esmentar que la potència mitjana per turbina instal·lada es d'uns 2,9 MW.
- Respecte a les fundacions emprades per a la sustentació del molí s'ha de dir que el 65% són monopilons i que el 23% són per gravetat.
- La grandària dels parcs offshore ha augmentat lleugerament passant dels 62,2 MW als 72,1 MW per parc.

3.3.3. Principals països amb parcs eòlics offshore.

Un cop vistes de forma global les principals tendències Europees respecte a la indústria “offshore”, es presenta l'anàlisi per a cada país. Com que la indústria eòlica marina està en continu creixement, s'ha considerat a data 31 de desembre de 2009 la quantitat de turbines i MW instal·lats per país, veient així els països més desenvolupats en aquest aspecte per valdre's de la seva experiència .

País	Regne Unit	Dinamarca	Suècia	Holanda	Alemanya	Bèlgica	Irlanda	Finlàndia	Noruega
Nombre de parcs	12	9	5	4	4	1	1	1	1
Nombre de turbines	287	305	75	130	9	6	7	8	1
Nombre de MW	882,8	639,15	163,65	246,8	42	30	25,2	24	2,3

[Taula. 3.1.] Distribució de la implantació de la tecnologia offshore a Europa.

[Font: EWEA]



Com s'observa, els països capdavaners són el Regne Unit i Dinamarca. De fet Dinamarca fins fa ven poc era el primer país en producció d'energia eòlica offshore, fet que demostra el gran nombre de turbines instal·lades que té, superior al Regne Unit, però les darreres inversions per part del Regne Unit ha fet que actualment aquest tingui el major nombre de MW instal·lats de tot Europa.

Per altra banda s'observa com Bèlgica, Irlanda, Finlàndia i Noruega estan en fase de proves, ja que només hi ha construït un únic parc en tot el país. De fet el cas que està completament en fase de desenvolupament és el de Noruega, ja que com es comentarà més endavant, disposa d'un únic molí offshore però situat a grans profunditats, fet sense precedents i completament innovador fins al moment.

Finalment s'ha de dir que la gran aposta que va fer Dinamarca amb l'eòlica marina va ser possible degut a la gran xarxa d'interconnexió que té, que fa que en cas d'una producció excessiva d'energia aquesta es pugui vendre a d'altres països i que no suposi grans complicacions per a l'operador del sistema, diferencia important respecte al de l'estat Espanyol, que amb una xarxa d'interconnexió menor a la danesa podria tenir força problemes en la distribució de l'electricitat. A això se li ha de sumar la diferència orogràfica del mar mediterrani amb els mars del nord, ja que en el Mediterrani és impensable trobar profunditats inferiors a 20 metres a més de 20 km de la costa, en canvi això en les costes Daneses és perfectament possible, com demostra el parc Rødsand II.

Del paràgraf anterior s'extreu una conclusió clara del motiu pel qual l'estat espanyol no ha invertit en la indústria offshore, i aquest és que per assolir vents forts i constants, hom s'ha d'allunyar de la costa, i en el cas del mar mediterrani això implica trobar-se amb profunditats molt grans.

3.3.4. Principals fabricants

En la indústria eòlica hi ha molts fabricants de turbines eòliques, però quan hom es centra en la indústria eòlica marina, el nombre de fabricants disminueix considerablement. El motiu d'això es que la indústria eòlica terrestre està completament desenvolupada i ja ha assolit un important grau de maduresa, en canvi la eòlica marina tot just es pot considerar que està sortint de l'etapa de recerca i desenvolupament. A més les característiques físiques són diferents, ja que en l'eòlica terrestre serà convenient construir una torre amb una alçada de caixa superior a la marina degut al cisallament, com s'ha esmentat anteriorment, en canvi en la eòlica marina, al tenir un menor cisallament permetrà tenir una menor alçada de caixa i en comparació un major diàmetre, arribant a la relació d'una alçada de caixa igual a 0,75 vegades el diàmetre de les aspes.



Tots aquests condicionants són els que fan que els fabricants s'hagin d'especialitzar pràcticament en una cadena de muntatge exclusiva per a la fabricació de turbines offshore. D'aquí que els únics fabricants que s'hagin introduït en el món de la eòlica marina siguin segons la "European Offshore Wind Industry" els següents:

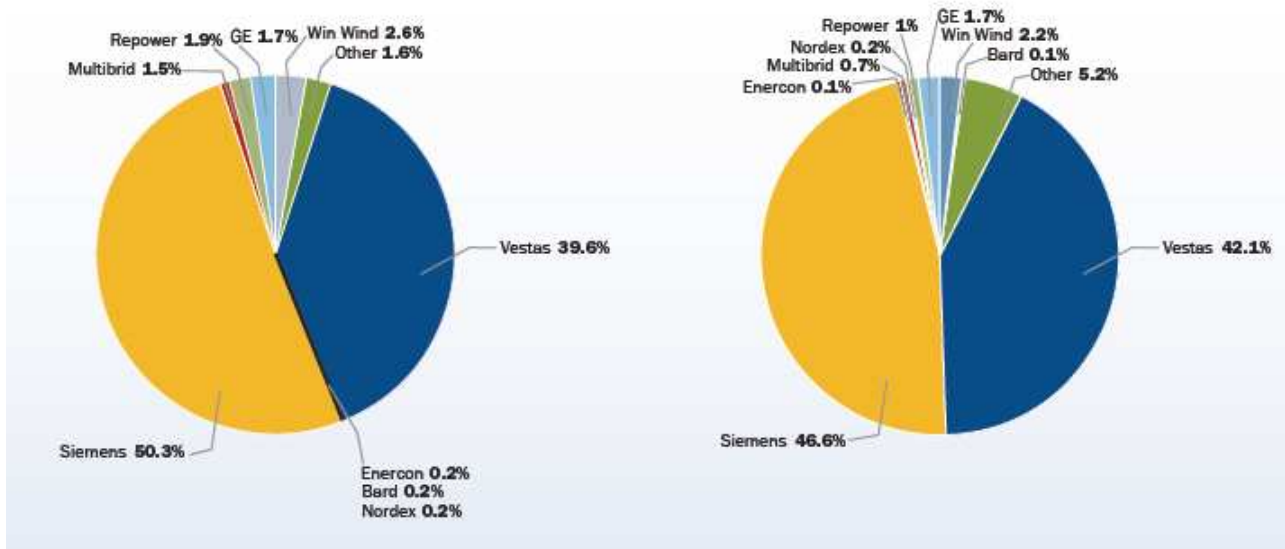


Fig. 3.3. Rati de mercat per fabricants. En MW (esquerra), en nombre de turbines (dreta)
Font: [EWEA]

Com s'observa, els principals fabricants són Vestas (danès) i Siemens (alemany) que controlen pràcticament un 90% del mercat Europeu. Aquest fet es considera transcendental a l'hora d'escollir fabricant per dur a terme el projecte actual, ja que l'experiència en aquest camp de l'enginyeria és un factor molt important degut a les grans inversions que s'han de fer en la construcció d'un parc eòlic marítim.



3.3.5. Fundacions

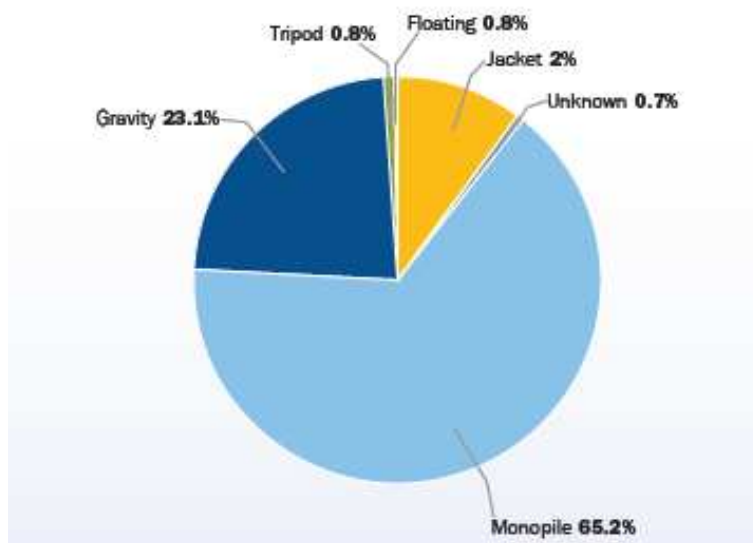


Fig. 3.4. Rati de les fundacions més usades [Font: EWEA]

El principal problema a nivell tecnològic en la indústria offshore són les fundacions, ja que la tecnologia actual està limitada a una certa profunditat. La distribució actual dels tipus de fundacions utilitzades en la construcció de parcs offshore segons la “European Offshore Wind Industry” la mostra la Fig. 3.4, on s’observa que el tipus de fundacions més utilitzats són els monopilons en un 65,2% dels casos, degut a que és el tipus de fundació més òptima per a profunditats baixes (fins a 30 metres) que és on justament es troben ubicats la gran majoria de parcs eòlics marítims. Tot seguit del monopiló ve la fundació per gravetat, aquesta és més costosa però per altra banda permet arribar a profunditats de 40m.

Amb aquestes dades s’arriba a la conclusió que el monopiló i la fundació per gravetat són les fundacions dominants en la indústria offshore arribant a un 88% del mercat.

3.3.6. Estat actual de la recerca i desenvolupament

Pel que fa a les turbines, els actuals fabricants han posat a la venda turbines de fins a 5 MW, com el fabricant RE-Power, que encarregat del model RE-Power 5M per a la construcció del parc de Bèlgica “Thornton Bank phase 1”. Les previsions segons alguns fabricants com ara RE-Power [4] és que cap el 2012 ja estaran en condicions de comercialitzar models que assoleixin la potència de 6MW, i segons un estudi de “Carbon Trust” (empresa fundada per diferents organismes del Regne Unit [5]) abans del 2020 ja podríem trobar a la venda turbines de fins a 7,5 MW.

Respecte a les fundacions s’ha de dir que el principal problema és superar la barrera dels 60 metres de profunditat, on aleshores ja s’han d’emprar plataformes flotants. Poder superar la barrera dels 60 m en costos que siguin viables es el gran repte actual. Avui en dia la tecnologia ho permet, un exemple d’això són les plataformes flotants petrolíferes, però l’ús d’aquestes en molins de vent, no es econòmicament viable. Superar aquesta



barrera dels 60 metres, permetria una expansió d'aquesta indústria de forma considerable, ja que les zones amb un major i continu recurs eòlic en els mars del nord d'Europa estan situades a grans distàncies de la costa on la profunditat del mar és molt superior a 60m, o un altre exemple seria l'estat espanyol, on l'orografia marítima fa que s'assoleixin profunditats superiors a 60 m a poca distància de la costa fent que les zones amb un bon recurs eòlic siguin inutilitzables a causa de la profunditat.

Com a notícia més destacable esmentar que actualment només hi ha un molí flotant a tot Europa, que es troba al sud-oest de Noruega en fase de proves, a una profunditat de 220m i a 10 km de la costa, i que el setembre de 2009 va entrar en funcionament [6] i [7]. Aquest projecte s'ha pogut realitzar degut a la cooperació entre una empresa especialitzada en l'extracció de petroli en el mar "Statoil Hydro" i el fabricant Siemens. Les dades més rellevants són que la inversió total ha estat de 40 milions d'euros i que la potència de la turbina es de 2.3 MW, fent un cost d'inversió equivalent a 17,3 M€/MW, molt superior a la inversió realitzada pels parcs offshore més cars instal·lats a Europa, com el parc alemany "Alpha Ventus" on el cost d'inversió va resultar de ser de 4,1 M€/MW degut a la gran distància que el separa de la costa (45km).

D'aquí s'extreu una conclusió que transcendirà a l'hora de fer l'anàlisi financer del present projecte, i és que la profunditat respecte del nivell del mar suposa un major encariment dels costos d'inversió que la distància que separa el parc de la costa.





4. Anàlisi de la normativa d'aplicació

Per poder instal·lar un parc eòlic marí en les costes espanyoles, s'hauran de complir una sèrie de normatives i plans d'estudi.

Respecte al pla d'estudi, s'ha de dir que el "Ministerio de Industria Turismo y Comercio" conjuntament amb el "Ministerio de Medioambiente y Medio Rural y Marino" han elaborat el "Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español" [8]. Aquest estudi determina aquelles zones aptes per a construir un parc eòlic o aquelles que no ho són. D'aquest document, a efectes d'aquest projecte, només interessa la part que es centra en la limitació de les zones aptes i no aptes, desestimant d'aquesta manera l'opció d'instal·lar un parc en zones pesqueres o en zones que posin en perill el desenvolupament de la fauna.

Pel que fa a reglaments s'ha de dir que s'han de tenir presents els següents:

El RD 661/2007 del 25 de maig, regula la activitat de producció d'energia elèctrica del règim especial. Aquest Real decret és la modificació del RD 436/2004, que ja regulava la producció d'energia elèctrica del Règim Especial.

De cara al present projecte, s'ha emprat l'article 2, el qual defineix com a grup b.2.2. les instal·lacions eòliques ubicades en el mar territorial, permetent d'aquesta manera que els parcs offshore es beneficiïn de pertànyer al règim especial.

Per altra banda l'article 38.1 defineix la prima associada a la tecnologia eòlica marina.

El RDL 1028/2007 del 20 de juliol, estableix el procediment administratiu per a la tramitació de les sol·licituds d'autorització d'instal·lacions de generació elèctrica ubicades en el mar territorial.

A l'hora d'estudiar la viabilitat d'instal·lar un parc eòlic a les costes espanyoles, interessa esmentar l'article 2, on defineix que la potència mínima instal·lada d'un parc offshore ha de ser de 50 MW.

També es defineix en l'article 6 les superfícies que siguin objecte de reserva de zona per la instal·lació del parc marí, establint que les zones hauran de quedar definides per la agrupació de quadrilàters de 10 segons sexagesimals de costat, adossats com a mínim per un dels seus costats. Aquests quadrilàters hauran de coincidir en graus i minuts enters de latitud i longitud i amb un número de segons que sigui múltiple de 10.

L'article 14 estableix un concurs de concurrència, esmentant que un cop fet públic el document de caracterització de l'àrea motivada per una sol·licitud, s'obrirà un concurs per



un període de tres mesos, perquè altres sol·licitants tinguin l'oportunitat de presentar els seus informes per a la mateixa zona.

El mateix article 14 també obliga al sol·licitant a establir una prima perquè la inversió surti rentable al sol·licitant, no podent ser aquesta superior al valor establert al article 38.1 del RD 661/2007.

La ITC 3519/2009 es l'Ordre Ministerial del 28 de desembre en la que es revisen els peatges d'accés a partir de l'1 de gener del 2010 i las tarifes i les primes del règim especial. D'aquesta ordre ministerial el que més interessa és la prima associada a l'eòlica offshore, definida en l'annex III de l'ordre ministerial, que estableix una prima de referència de 8,9184 c€/kWh i un límit superior de 17,3502 cent€/kWh. Per tant, la present ordre ministerial, deixa obsoleta la prima establerta en el RD 661/2007.

Finalment el RDL 6/2009, esmenta unes modificacions per a les instal·lacions eòliques terrestres (referents a un "cupo" màxim d'instal·lacions que estaran subjectes a prima) que en cap cas afecten a la eòlica marina.



5. Elecció de l'emplaçament

En aquest apartat es procedirà a comentar aquells aspectes més importants per decidir l'elecció de l'emplaçament, referent tant als aspectes econòmics, com els legislatius o tècnics.

5.1. Elecció de la comunitat Autònoma

Tal i com s'ha comentat prèviament, per a l'elecció de l'emplaçament, considerant aspectes legislatius, s'ha de tenir en compte dos documents: el primer es l'elaborat pel "Ministerio de Industria Turismo y Comercio" y el "Ministerio de Medioambiente y Medio Rural y Marino" que es el "Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español" i el segon es el RDL 1028/2007 que determina les dimensions mínimes associades als parcs eòlics marins.

El primer document determina totes aquelles zones marines protegides en les quals no s'hi pot construir cap parc offshore, senyalades com a zona vermella o zona d'exclusió, determina aquelles que són aptes però amb condicionants, és a dir aquelles en les que s'hi podria construir complint algunes especificacions concretes, com anàlisis mediambientals exhaustius, zona groga, i finalment les zones verdes que són aquelles que són aptes per a la construcció d'un parc eòlic marítim.

En aquest estudi les zones verdes queden concentrades bàsicament en les aigües de Barcelona, Tarragona, País Basc, frontera galaico-Asturiana i Cantabrià. A partir d'aquí i com que Catalunya és deficitària en producció d'energia eòlica (Annex A.1) comparada amb la resta de l'estat (només té instal·lada el 2.7% de la potència total del sistema peninsular equivalents a 423 MW, lluny dels més de 3000 de Castella-la mancha, de Castella i Lleó o de Galícia), es creu que l'estudi estratègic ambiental del litoral Espanyol presenta una molt bona oportunitat per equilibrar la balança i construir un parc eòlic offshore a les costes catalanes fent així que Catalunya sigui més autosuficient energèticament parlant.

Aquest projecte es centrarà com a conseqüència dels punts exposats anteriorment en l'estudi de la viabilitat d'un parc eòlic offshore a Catalunya.



5.2. Factors determinants en l'elecció de l'emplaçament

Els factors determinants a l'hora de seleccionar l'emplaçament, s'ha considerat que són el recurs eòlic, l'energia produïda, el fabricant/model de molí, la profunditat respecte del nivell del mar i la proximitat del parc a una subestació. Aquests 5 factors són els que tenen una implicació directe financera a l'hora de construir el parc, i el que es farà serà comentar cadascun d'ells per poder determinar un emplaçament concret.

Pel que fa al recurs eòlic marí, l'atlas eòlic d'Espanya publicat per l'IDAE [9] i desenvolupat per l'empresa Meteosim Truewind es una eina excel·lent per veure una primera avaluació del potencial eòlic disponible en una certa zona. Per veure la fiabilitat d'aquest atlas s'ha d'esmentar que ha estat elaborat amb una base de dades recopilatòries de les condicions atmosfèriques representatives en un període de 15 anys. Tot i així, un cop seleccionat l'emplaçament s'hauria de construir una torre meteorològica en la zona del parc per tal d'obtenir valors reals i poder fer un anàlisi més acurat que justifiqui la inversió que s'hi vol destinar.

Respecte a la profunditat marítima, l'experiència dels parcs offshore queda restringida als països nòrdics, on el mar té una profunditat inferior a la del mediterrani. De fet, segons la BWEA (British Wind Energy Association), amb la tecnologia actual i segons l'experiència del Regne Unit es preveuen costos molt elevats fins al punt de no ser viables a partir de 50m de profunditat [10]. Amb el que es preferible, que la profunditat respecte del nivell del mar no superi aquesta xifra, podent emprar d'aquesta manera els mateixos sistemes de fundació que els utilitzats en els parcs offshore del nord d'Europa.

Considerant tots els ítems esmentats, s'ha de dir que aquella zona òptima per a la construcció d'un parc offshore seria aquella en la que la zona verda fos el màxim de propera a la costa que fos possible (reduint així el problema de les profunditats marines), que comptés en les proximitats amb una subestació capacitada per a la connexió d'un parc eòlic de com a mínim 50 MW (potència mínima requerida per a qualsevol parc offshore establert en el RDL 1028/2007) i que tingués un recurs eòlic que justifiqués la inversió. Per tant la ubicació del parc offshore a Catalunya hauria de satisfer tots aquests factors.

5.3. Possibles subestacions candidates a albergar l'evacuació elèctrica del parc

Pel que fa a la proximitat a la costa, com que la subestació ha d'ésser propera a aquesta i al mateix temps ha d'estar capacitada per a la connexió d'un parc d'aquestes característiques (superior o igual a 50 MW), es fa imprescindible la consulta del "Mapa del



transporte ibérico 2009” (Annex A.2) de Red Eléctrica de España i l'informe de “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016” (Annex A.2.4) elaborat pel Ministerio de Industria Turismo y Comercio, on el primer d'ells determina aquelles subestacions existents suficientment properes a la costa, i el segon, aquelles inversions que es destinaran al sector del transport de la electricitat com a reforç de línies o subestacions, veient d'aquesta forma la viabilitat de connectar el parc offshore a la xarxa elèctrica.

Conseqüentment, s'ha fet una tria de les subestacions més properes a la costa que podrien estar capacitades per absorbir l'energia d'un parc eòlic offshore d'aquestes característiques. A continuació s'adjunta un llistat de les localitats costaneres que estan equipades amb subestacions elèctriques:

- Llançà
- Torre del Vent
- Palafrugell
- Lloret
- Calella
- Lluro
- Santa Coloma de Gramanet
- El Prat
- Foix / la Geltrú
- Altafulla
- Tarragona
- Cambrils
- Plana del Vent
- Vandellós

D'aquest llistat, degut a les zones d'exclusió (zona vermella), les úniques subestacions que tenen una zona marina propera a la costa i apte per a la construcció del parc (zona verda) serien (veure mapa Annex A.3):

- | | |
|-------------|-----------------------------------|
| • Llançà | coordenades UTM (1010951;4718267) |
| • Lluro | coordenades UTM (950951;4603266) |
| • Prat | coordenades UTM (935950;4583266) |
| • Altafulla | coordenades UTM (868450;4558266) |
| • Tarragona | coordenades UTM (858450;4558266) |



El llistat s'ha reduït a aquestes subestacions degut a que les altres tenien la zona verda més propera a profunditats superiors a 100 metres, o hi havia alguna altre subestació més propera a la zona apte, les coordenades UTM corresponen al "huso" 30 (Annex A.5).

Tot i que la EWEA diu que no es viable la instal·lació de molins a profunditats superiors a 50 metres, inicialment s'ha preferit posar aquest llinar als 100 metres, per no descartar a priori algun emplaçament que pogués ser candidat a albergar el parc offshore.

5.4. Elecció dels possibles fabricants i models de molins

Per a l'elecció d'una de les 5 subestacions candidates a albergar el parc eòlic, un dels punts importants comentats, era escollir el fabricant i el model de molí. A continuació es determinarà quins models s'escullen i les raons per les quals s'han escollit aquests.

Com que a Espanya no hi ha cap parc offshore construït, s'ha cregut oportú consultar les dades de fabricants de molins de vent utilitzats en el països nòrdics, tal i com s'ha comentat en el apartat 3.3.4 del present projecte, els principals fabricants són **Siemens** i **Vestas**, de manera que a conseqüència de la experiència que tenen aquests fabricants en el sector, s'ha decidit triar per estudiar la viabilitat del parc el model V112-3.0 de Vestas (3 MW de potència nominal) i el model SWT-3.6-107 de Siemens (3,6 MW de potència nominal), com a representants de les cases que tenen gairebé un 90% de quota de mercat. A més, per donar una visió més completa en aquest aspecte, també s'ha agafat el model REpower-5M de la casa **REpower**, ja que aquest fabricant és un dels que construeix turbines amb una major potència nominal, en aquest cas concret, el model REpower-5M té una potència nominal de 5MW. Per tant els models escollits són: **V112-3.0** (Vestas), **SWT-3.6-107** (Siemens) i **REpower5M** (REpower).

Dins d'aquests tres marques, hi ha molts models de molins de vent, tot i que per a offshore les alternatives es redueixen dràsticament. En aquest projecte s'han escollit aquells models que són més capdavanters tecnològicament parlant, és a dir, aquells que tenen una potència nominal per molí més elevada, d'aquesta manera tot i que el cost per molí augmenta, es redueixen com es veurà en l'anàlisi financer els costos d'instal·lació, es a dir els costos per MW instal·lat, evitant d'aquesta manera la instal·lació i per tant el manteniment de més molins. De fet en la tecnologia eòlica sempre s'ha tendit a optimitzar les turbines, i sembla lògic que es més rentable una turbina de 3MW que no 10 turbines de 0,3MW cadascuna amb els seus costos de transport i les seves fundacions corresponents.



5.5. Energia produïda per moli segons la localitat i tria de l'emplaçament

Un cop escollits els tipus de models de molins candidats a ser instal·lats, es realitzarà un estudi que determinarà l'energia produïda per cada model de molí en cadascun dels 5 emplaçaments triats, amb la finalitat d'escollir un emplaçament concret. A més, per a l'elecció d'aquest emplaçament, es comentaran les limitacions físiques i econòmiques existents (profunditat del nivell del mar), i com aquestes condicionen l'elecció final de l'emplaçament.

5.5.1. Distribució de Weibull, corba de potència y producció d'energia.

Abans de la realització d'aquest estudi, és important establir alguns conceptes previs necessaris per determinar la quantitat d'energia produïda per un molí, com ara el de corba de potència i el de corba de Weibull.

Per a la indústria eòlica és molt important poder modelitzar la variació de les velocitats del vent, ja que els constructors d'aquesta manera poden construir turbines que s'adaptin millor al recurs eòlic del que es disposa, a més de poder calcular de forma més acurada la energia produïda pels aerogeneradors i conseqüentment la retribució estimada.

Aquesta distribució ha de contemplar que el vent, en la gran majoria d'emplaçaments, al llarg d'un any sol ser fresc i suau i en canvi són d'estranyar els forts vendavals. Doncs aquesta variació del vent es descriu amb la funció de Weibull.

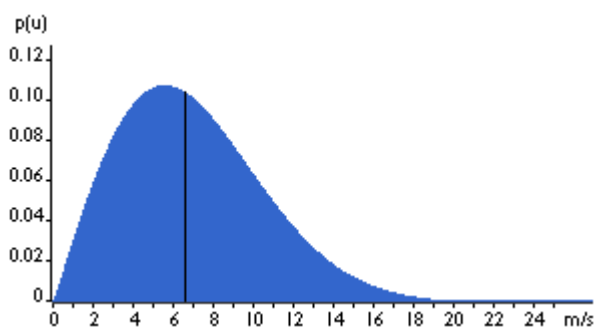


Fig. 5.1. Forma de la funció de Weibull (paràmetre de escala $c=7$ i de forma $k=2$) [Font: DWIA]

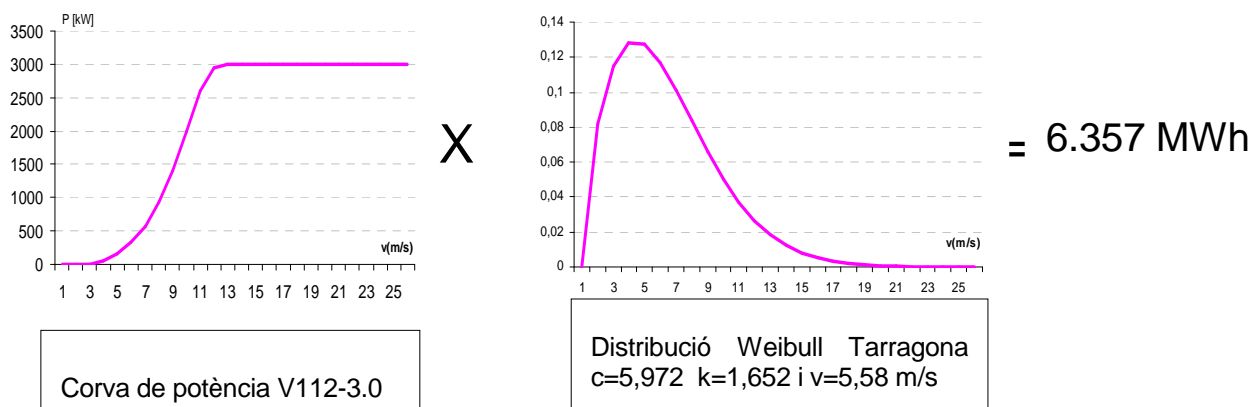
Aquesta modelització del vent es centra bàsicament en 2 paràmetres, el d'escala (representat amb la lletra c) i el de forma (representat amb la k). El paràmetre d'escala representa que tant ventós és l'emplaçament, de manera que a major paràmetre d'escala



més ventós serà l'indret. Per altra banda, el paràmetre de forma k indica com de punxeguda es la funció, és a dir si les velocitats del vent tenen tendència a aproximar-se a un cert valor aquesta tindrà un paràmetre k elevat, el qual està comprés entre 1 (funció exponencial) i 3 (funció normal).

Per realitzar la tria entre aquests tres molins s'ha d'estudiar la corba de potència de cada molí. Aquesta corba la dóna el fabricant i relaciona la velocitat del vent amb la potència que entrega el molí (en l'annexa B.1 es mostren aquestes corbes). Per a l'obtenció d'aquesta corba s'ha de tenir present que la potència teòrica que entrega un molí de vent ve regida per la fórmula $P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot v^3$, on P es la potència, ρ la densitat, r el radi i v la velocitat del vent (a l'annex B.2 es mostren les dades del recurs eòlic). D'aquesta fórmula s'extreu la conclusió que la variació de la velocitat afectarà amb una relació cúbica a la potència generada i una variació d'àrea tindrà una relació quadràtica. Aquest fet fa que els grans fabricants cada cop construeixin molins amb una major àrea escombrada, arribant a més de 110 m de diàmetre, especialment en la indústria offshore on els vents són més continus i estables.

S'ha de tenir present que el que es cerca amb tot això és un model per poder quantificar de forma acurada la quantitat d'energia que produirà l'aerogenerador en un any, i això és el producte entre la corba de Weibull (que dóna la probabilitat de que bufi el vent a una certa velocitat), la corba de potència (que dóna la quantitat de potència que entrega el aerogenerador quan bufa el vent a una certa velocitat) i les 8760 hores que té un any. D'aquesta forma s'obtenen els KWh/any



De forma gràfica s'ha representat el producte esmentat anteriorment i conseqüentment la energia produïda pel molí, de manera que per obtenir la energia produïda per cadascun dels 3 molins en els 5 emplaçaments anteriors s'hauria de realitzar la mateixa operació 15 vegades tot combinant les diferents corbes de potència de cada fabricant per les diferents distribucions de Weibull de cada indret.



S'ha de dir que els paràmetres de les distribucions estadístiques de Weibull les dóna el IDAE a través del "Atlas Eólico de Espanya" el qual ha estat elaborat com ja s'ha comentat per la empresa Meteosim Truewind, de manera que les dades eòliques són resultats d'una modelització.

Amb això es vol ressaltar la importància que tindria la instal·lació d'una torre de mesures eòliques, per tal de corroborar els valors que s'han tret de la simulació i extreure d'aquesta manera unes dades més realistes abans de procedir a la instal·lació del parc. Tot i així s'ha de dir que l'eina que l'IDAE posa a servei del públic és prou fiable per fer-se una idea del recurs eòlic existent en una determinada zona, ja que aquesta modelització ha estat elaborada durant més de 10 anys i ha recollit les principals dades meteorològiques i geofísiques en aquest període, a més ha estat realitzada per una empresa que ja ha elaborat altres atlas eòlic de diferents països, de manera que es creu que és una eina amb una fiabilitat suficient per permetre una primera avaluació del potencial eòlic disponible.

A més, per tal de valorar la dificultat de la instal·lació d'aquestes torres de mesura dins del mar, s'ha de dir que en tot l'estat espanyol només n'hi ha una instal·lada, es troba a Cantàbria (operativa des del juny del 2009) de manera que és completament impossible trobar dades eòliques offshore mesurades per torres instal·lades de forma real en territori català.

Com a conseqüència de que el vent en el mar com ja s'ha comentat té un perfil de velocitats diferent al de terra (degut a la rugositat) i que els vents en el mar són més estables i continus, s'ha desestimat la opció d'extrapolar dades de torres terrestres presents en el atlas eòlic de Catalunya, ja que els perfils són molt diferents. Per tant, s'ha decidit emprar com a base del recurs eòlic les dades eòliques del IDAE.

5.5.2. Energia produïda per molí i zona i selecció del emplaçament

Un cop establertes les fonts d'informació de les quals s'han extret les dades per a la realització de l'estudi de sensibilitat, tant pel que fa al recurs eòlic ("Atlas Eeólico de España", veure Annex B.3) com les corbes de potència extretes dels fabricants, a continuació es procedeix a un primer anàlisi on es mostrarà per a cada possible localitat/emplaçament: la velocitat del vent, la profunditat del mar, l'energia produïda per molí (emprant la metodologia comentada anteriorment, apartat 5.5.1) i les hores d'utilització (el quocient entre la energia produïda i la potència nominal de la turbina).



	Llançà	Lluro	Prat	Altafulla	Tarragona
Velocitat mitja a 80 m. d'alçada (m/s)	9,46	5,31	5,79	5,83	5,46
Profunditat (m)	80	60	115	60	30
REpower5 (GWh/any)	21.749	7.508	9.487	9.948	8.533
V112-3,0 (GWh/any)	14.832	6.091	7.430	7.646	6.697
SWT 3,6 (GWh/any)	15.917	5.733	7.192	7.513	6.473
REpower5 Horas Utilització	4.350	1.502	1.897	1.990	1.707
V112-3,0 Horas Utilització	4.944	2.030	2.477	2.549	2.232
SWT 3,6 Horas Utilització	4.421	1.593	1.998	2.087	1.798

[Taula. 5.1.] Recurs eòlic, energia produïda, hores d'utilització i profunditat per molí i emplaçament.

Tal i com es mostra en la taula anterior, si es té en compte la energia produïda sembla que aquell indret que hauria de ser l'idoni per a la instal·lació del parc seria a Llançà, ja que s'obtenen més de 4.000 hores de funcionament. I energèticament parlant és completament cert, però el problema del mar mediterrani és la profunditat que té i el gran desnivell existent a pocs quilòmetres de la costa i això, com s'ha esmentat anteriorment, farà que apart de buscar la viabilitat energètica també s'hagi de buscar la viabilitat tecnològica de les fundacions i l'econòmica, fent així que l'emplaçament del qual s'extrauria més energia (Llançà), sigui poc viable en quant a tecnologia de fundacions i per tant també poc viable econòmicament, ja que com es mostra en la fig. 5.2, aquest emplaçament necessitaria plataformes flotants i aquestes actualment estan en fase de recerca i desenvolupament.

Per tal de posar solució al problema de la profunditat, en el present projecte s'ha decidit no superar la profunditat de 50 metres com a conseqüència de la poca experiència existent en majors profunditats, ja que les dades que es tenen, són de parcs que estan en fase de proves tal i com s'ha comentat en l'apartat 3.3.5 i 3.3.6, i els costos no són prou fidedignes ni es poden generalitzar, de manera que es desestima l'extrapolació dels costos d'aquestes fundacions a costes catalanes, i més quant només representen un 10% del total de les fundacions instal·lades.

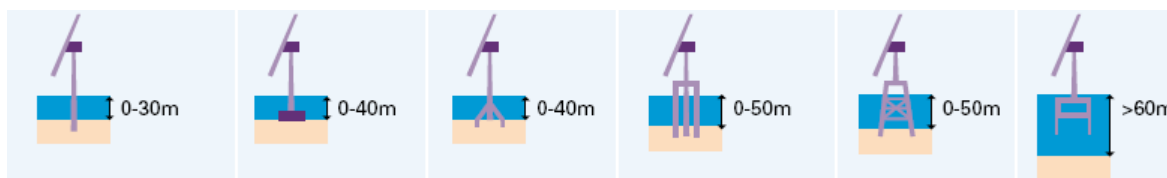


Fig. 5.2. S'adjunta l'interval de profunditat per a cada fundació. Per ordre d'esquerra a dreta: monopiló, fundació per gravetat, tripode, tripiló, jacket i flotant. [Font: BWEA]



Al optar-se per no superar els 50 metres de profunditat, l'únic emplaçament que s'adapta a aquestes característiques és el de Tarragona. Realment es un emplaçament amb un baix recurs eòlic, ja que en el millor dels casos s'obtidrien unes 2.200 hores d'utilització, excloent d'aquesta manera l'emplaçament de Llançà, don es podia obtenir més de 4000 hores d'utilització, i la energia produïda superaria en més del doble la de Tarragona.

Per tant, com era previsible, la profunditat del mar ha limitat de forma negativa l'emplaçament del parc eòlic, ja que s'ha hagut de triar un emplaçament amb un baix recurs eòlic enfront d'un que tenia un alt recurs eòlic. Es podria pensar en superar la barrera del 50 metres de profunditat, però el que s'ha de dir és que els altres possibles emplaçaments es trobarien a una profunditat superior a 60 metres, i tal i com mostra la figura 5.2 a partir de 60 m s'han d'emprar plataformes flotants, i aquestes actualment estan amb uns costos de 40 milions d'euros per molí, i com s'ha esmentat anteriorment només hi ha un molí flotant en tot el món i està en fase de proves, amb el que és una tecnologia que actualment està fora de mercat i lluny d'assolir el seu grau de maduresa per comercialitzar-se a gran escala, fent que es descarti l'ús d'aquesta per a l'actual parc.

Al limitar la profunditat en 50 metres, sembla innecessari la explicació anterior, ja que, per què es voldria estudiar el recurs eòlic a Llançà on la profunditat es superior a 60m si la tecnologia actual no permet la construcció d'un molí en aquestes profunditats? La resposta és que la tecnologia actual no permet superar de forma viable aquesta profunditat, fent que aquest debat no tingui sentit en l'actualitat, però en un futur i amb el ritme actual de creixement de la indústria offshore sembla molt probable que es pugui superar aquest llindar, podent aprofitar d'aquesta manera, les zones amb un major recurs eòlic, de manera que amb aquest estudi preliminar, s'observa que un cop la tecnologia de fundacions pugui superar econòmicament el llindar dels 60 metres, s'iniciarà un altre concepte de parcs offshore, ja que aleshores es disposarà de moltes zones que actualment són inassequibles, i per tant Catalunya podria jugar un paper important a l'hora d'albergar parcs offshore, ja que té moltes àrees marines amb un gran potencial, però situades a grans profunditats, com tota la zona de l'Empordà on s'hi podrien construir parcs eòlics amb una gran potència. Aquest fet es creu suficientment important com per esmentar-lo en el present projecte.



Finalment esmentar que en l'àrea escollida de Tarragona, al estar limitada per una profunditat de 50m i per les zones grogues i vermelles que estableix el ministeri, l'espai geomètric queda limitat per les següents coordenades UTM:

vèrtexs	Profunditat (m)	X(UTM)	Y(UTM)	Velocitat mitjana del vent a 80m	Paràmetre escala Weibull C	Paràmetre forma Weibull k
1	27	857649	4558466	5,38 m/s	6,06	1,670
2	43	857749	4557266	5,55 m/s	6,24	1,657
3	50	859149	4557066	5,59 m/s	6,29	1,657
4	50	861449	4558666	5,48 m/s	6,17	1,66
5	20	860649	4560566	5,20 m/s	5,86	1,667
6	20	859149	4559766	5,18 m/s	5,83	1,667
7	40	859649	4558466	5,47 m/s	6,16	1,661

[Taula. 5.2.] Recurs eòlic, dels vèrtexs de l'àrea poligonal apte (zona verda).

En l'annexa C.1 es pot veure la zona limitada en el mapa, les dades eòliques han estat extretes del "Atlas Eólico de España" del IDAE.

5.5.3. Comparació del recurs eòlic d'un parc onshore vs offshore

Un cop limitada la zona, i determinada la profunditat màxima, s'ha de dir que en la indústria onshore, si es decideix instal·lar un parc en una muntanya, el que succeeix es que conforme es va disminuint de cota cada cop hi ha un menor recurs eòlic, provocant que l'alçada dels molins hagi d'augmentar o simplement que pel mateix molí s'obtingui menys energia, en la offshore passa a l'inrevés, és a dir conforme s'augmenta la distància a la costa i per tant la profunditat, normalment es disposa d'un major recurs eòlic, de manera que en la onshore convergeix tant la limitació orogràfica com la del recurs eòlic i per tant la econòmica (ja que s'ha de fer una major inversió per aquells molins que tenen un menor recurs eòlic, fins a arribar a un punt que ja no es rendible) en canvi en la offshore passa a l'inrevés, els molins que tenen un baix recurs eòlic no necessiten tanta inversió ja que es troben a una profunditat menor i en canvi els que necessiten una major inversió, com a causa de trobar-se instal·lats a una major profunditat, també tenen un major recurs eòlic, de manera que aquest serà el fet que limitarà l'extensió del parc, l'equilibri entre la major inversió degut a una major profunditat i el recurs eòlic de més que s'obté al realitzar aquesta. Aquest equilibri s'ha establert en 50 metres de profunditat com s'ha descrit en els paràgrafs anteriors.



6. Anàlisi de sensibilitat

Un cop ja s'ha determinat que el parc eòlic marí s'ubicarà a les costes de Tarragona, el que s'haurà de fer es delimitar la regió escollida i fer un anàlisi de sensibilitat, per determinar dins de l'àrea de Tarragona quin model de molí surt més rentable i quina es la profunditat òptima per instal·lar els molins. Tot fent una comparativa entre el recurs eòlic (energia produïda), el tipus de molí i la profunditat a la que s'instal·la el molí (el cost segons profunditat del mar).

Per realitzar aquest estudi faran falta previsions del mercat elèctric espanyol, així com les primes que es reconeixen a la eòlica marina, per tal de poder calcular de forma acurada com evolucionen els ingressos respecte els paràmetres esmentats anteriorment.

6.1. Escenaris econòmics

Abans de realitzar l'anàlisi de sensibilitat, s'han d'establir els costos d'inversió i de manteniment.

En el present projecte per establir aquests costos s'han consultat diferents fonts d'informació, ja que degut a la escassetat d'aquests parcs es prefereix contrastar aquestes fonts d'informació per tal d'extreure una conclusió concreta i realista, concretament s'han seleccionat tres fonts d'informació.

La primera són les dades publicades per la consultora Ernst&Young a la revista Wind Power Monthly [11] de setembre del 2009, on es mostra un estudi teòric sobre la viabilitat d'instal·lar parcs offshores al Regne Unit.

La segona és la EWEA (European Wind Energy Association), aquesta organització s'encarrega d'elaborar les estadístiques referents a la eòlica offshore a tot Europa, en tant a costos com a potència instal·lada, tipus de marques, etc.

I finalment com a tercera font d'informació, s'ha escollit el parc Rodsand II instal·lat a Dinamarca i s'espera posar-lo en funcionament el desembre del 2010, amb el que els costos associats a aquest parc són molt actuals, i per tant donen una idea molt realista dels costos en la indústria offshore.

S'ha de dir que la Wind Power Monthly fa un recopilatori de les tres fonts d'informació, i basen la inversió en 4 punts principals, aquests són el cost de la turbina, la instal·lació



d'evacuació elèctrica, el cost de les fundacions, i altres aspectes secundaris com ara podria ser la gestió del parc.

Els costos d'inversió per un molí de 3 MW segons aquestes fonts es repartirien d'aquesta forma:

Component	Font: EWEA	Font: Rodsand II	Font: Ernst&Young
Turbines	815.000 €/MW	1.329.000 €/MW	1.725.000 €/MW
Evacuació elèctrica	355.000 €/MW	200.000 €/MW	690.000 €/MW
Fundacions	1.050.000 €/molí	920.000 €/molí	2.415.000 €/molí
Altres	160.000 €/MW	78.000 €/MW	40.000 €/MW
Total (molí)	5.040.000 €/molí	5.741.000 €/molí	9.780.000 €/molí
Total (€/MW)	1.680.000 €/MW	1.913.667 €/MW	3.260.000 €/MW

[Taula. 6.1.] Repartiment de costos d'inversió segons els tres escenaris exposats.

Com s'observa a la taula els escenaris són molt diferents amb una gran disparitat de preus. De fet la diferència que es presenta al comparar les fonts de Ernst&Young i EWEA es de més del doble, aquest fet condicionarà a l'hora d'ajustar un pressupost per a la realització de la inversió. Tot i així s'ha volgut aprofundir en aquest fet.

S'ha decidit prendre com a referència el preu del parc de Rodsand II, construït a Dinamarca i a partir d'aquí comparar-lo amb el de Ernst&Young (consultoria anglesa). El motiu és que el parc danès s'està construint i s'espera acabar-lo a finals del 2010, per tant és una font d'informació molt actualitzada. A més, el parc de Rodsand II està situat a uns 25 km de la costa, entre 5,5 i 12 metres de profunditat i la fundació utilitzada es la de gravetat. S'ha de dir que el preu de fundació per monopiló o per gravetat a poca profunditat es molt semblant i que aquest parc es un clar exemple entre la diferència orogràfica del mar Mediterrani i del mar del Nord, ja que aquí resulta impossible trobar profunditats inferiors a 20 metres a una distància de 20 km de la costa.

Per a la realització d'aquesta comparació el que s'ha fet ha estat buscar alguns indicadors econòmics, com ara els preus del carburants o els salaris dels treballadors, per veure si aquest augment que proposa la consultora és creïble o no.



Els resultats mostren una conclusió clara, i és que no hi ha cap motiu aparent perquè la consultora anglesa mostri uns costos més elevats que els danesos, ja que el preu del carburant és més elevat a Dinamarca [12], degut als alts impostos, i els salaris danesos també són força més elevats. De fet segons Eurostat [13], els guanys anuals mitjos d'un treballador del Regne Unit és de 46.050€ i el d'un danès 53.165€.

Aquests dos factors han fet que en el present projecte es consideri l'opció de desestimar l'escenari de Ernst&Young, ja que per una banda l'escenari de Roodsand II es un escenari actual amb costos reals, mentre que l'escenari de Ernst&Young prové d'un estudi teòric, i per altra, no s'entén perquè la consultora anglesa presenta uns costos molt superiors als danesos si tenen tant la ma d'obra com els carburants més barats.

6.2. Evolució dels costos totals d'inversió segons la profunditat i la distància a la costa

Els costos d'inversió definits anteriorment, agafen com a referència un parc eòlic situat a menys de 10 km de la costa i a una profunditat aproximada de 10 metres de profunditat. En el cas de Roodsand II ja s'ha donat el cost extrapolat com si estigués a 10 km de la costa en comptes de a 20Km. De fet com es veurà més endavant, la disminució del cost d'inversió de passar el parc de 20 km de la costa a 10 és d'un 2%. El fet d'augmentar tant la profunditat del nivell del mar, com la distància a la costa fa augmentar el cost d'inversió total. Per tant en aquest apartat es procedirà a elaborar una estimació de l'augment del cost depenent de la profunditat a la que s'està i depenent de la distància a la costa.

Per determinar aquest augment s'ha procedit a la consulta del document: Europe's Onshore and Offshore Wind Energy Potential de la European Environmental Agency [14]. Aquest document mostra l'evolució dels costos d'inversió segons aquestes dos variables: la profunditat del nivell del mar i la distància a la costa.



A continuació s'adjunten unes gràfiques representatives de l'augment del cost respecte la

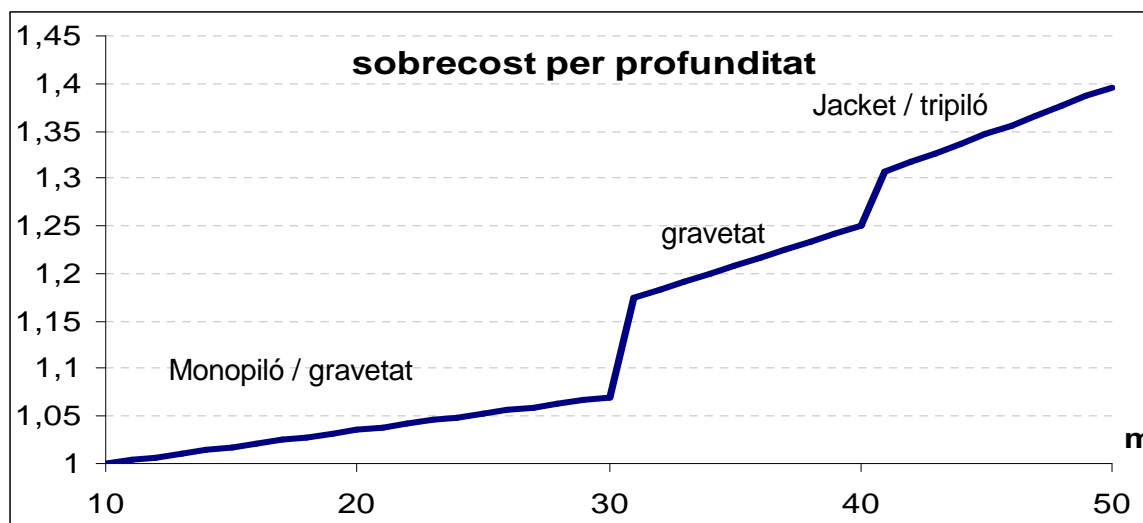


Fig. 6.1. Evolució del sobrecost en tant per 1 respecte a l'augment de la profunditat respecte al nivell del mar [Font: European Environmental Agency].

profunditat i respecte la distància a la costa, s'ha de considerar que el document de la

European Environmental Agency estableix amb un coeficient de 1, aquell emplaçament situat a 10 km de la costa i a 10 metres de profunditat, és a dir determina un preu referència o base, i a partir d'aquí es van establir coeficients superiors a 1 que indiquen un augment en els costos d'inversió.

La gràfica mostra clarament el salt en els costos d'inversió degut al canvi de tecnologia de fundació segons la profunditat, de manera que l'augment del cost és lineal amb l'augment de profunditat sempre i quan no es canviï de tecnologia de fundació, ja que aleshores es produeix un salt en els costos. En la primera gràfica s'ha representat l'augment del cost a causa d'una major profunditat tot mantenint constant una distància de 10 km a la costa. És destacable que la inversió per un aerogenerador instal·lat a 50 metres de profunditat és fins a un 40% superior que si s'instal·lés a 10 metres de profunditat.

Si hom es centra en l'augment del cost en funció de la llunyania de la costa, s'hauria d'esmentar que aquí el cost si que és completament lineal. En aquest cas s'ha representat (Fig. 6.3.) l'augment del cost tot suposant una profunditat constant i igual a 10 metres.



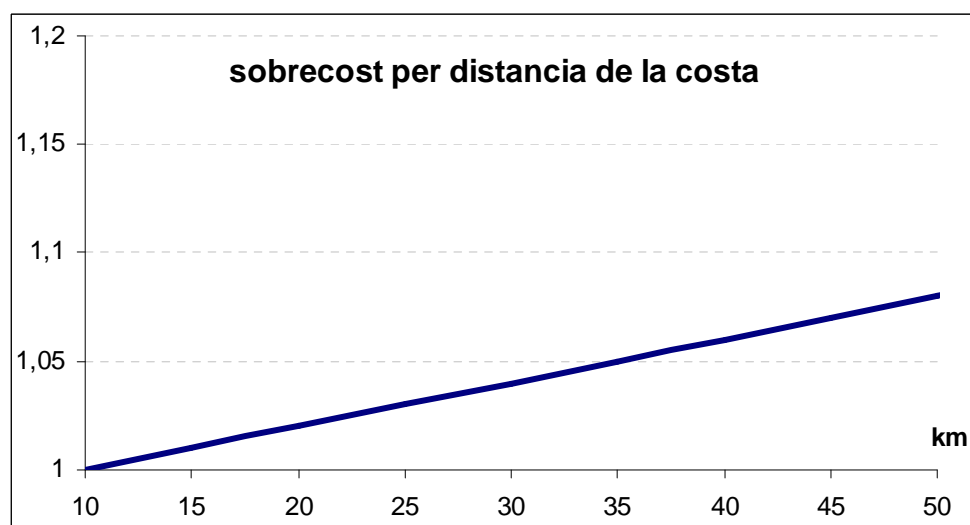


Fig. 6.2. Evolució del sobrecost en tant per 1 respecte a l'augment de la distància a la costa [Font: European Environmental Agency].

El gran causant de l'increment en els costos d'inversió es la profunditat, fet que ja s'havia comentat anteriorment però que ara s'ha demostrat numèricament, en canvi la llunyania a la costa no influeix tant, per exemple en el cas de Rodsand II que ha estat construït a uns 20 km de la costa l'augment en el cost ha estat aproximadament d'un 2% superior a si s'hagués instal·lat a 10 km de la costa. L'exemple del parc de Rodsand II és molt significatiu per veure la diferència orogràfica entre els mars, ja que com s'havia comentat anteriorment, a les costes catalanes es impossible trobar una profunditat de 12 metres a 20 km de la costa.

Finalment és important notar la gran diferència de costos respecte a la ubicació del parc, ja que en el cas més extrem, si es volgués instal·lar un parc eòlic a 50 km de la costa i a 50 metres de profunditat arribaria a costar aproximadament un 50% més que si s'instal·lés a menys de 10 km de la costa i a una profunditat de 10m. En l'Annex D.1 es mostra una taula on s'exposa el sobrecost en tant per 1 donat una profunditat i una distància a la costa determinada.



6.3. Previsió de creixement del mercat elèctric espanyol

S'ha d'esmentar, que la determinació del creixement del mercat elèctric espanyol no es trivial. L'opció més fàcil seria determinar un augment igual al IPC però això no seria massa real. Prova d'això es el que ha passat en els últims dotze anys.

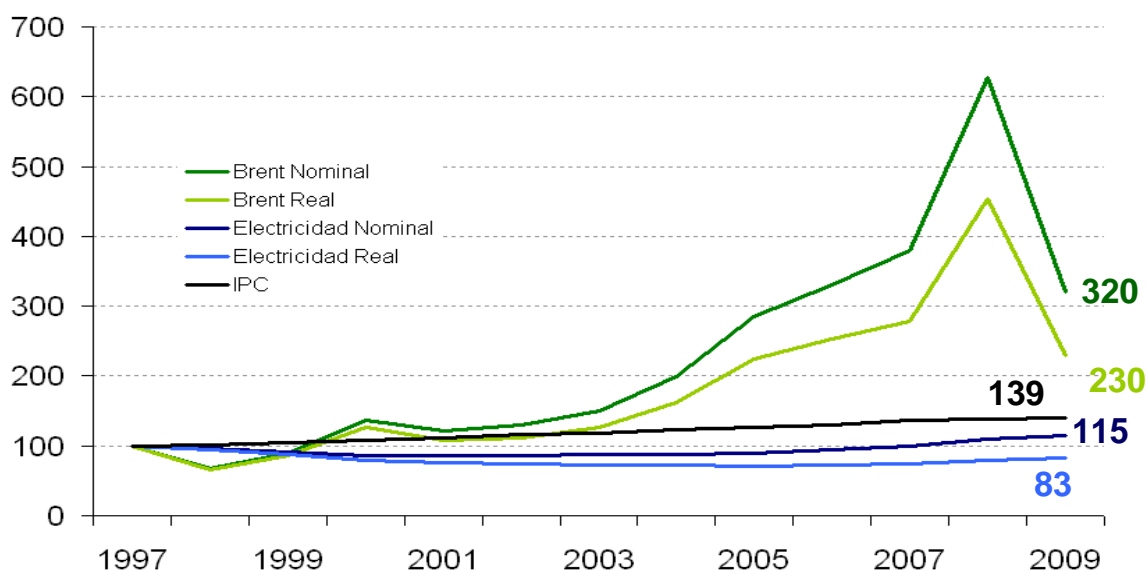


Fig. 6.3. Evolució del IPC, del preu de l'electricitat i del Brent agafant l'any 1997 com a referència. En els termes nominals s'hi ha descomptat l'IPC.

Com mostra la gràfica, l'evolució del mercat elèctric no s'ajusta al creixement del IPC ni al del petroli, són dos factors que condicionen l'evolució del preu del mercat però no són determinats, entre altres coses perquè el preu es veu afectat per altres causes, com per exemple decisions polítiques, o el gran creixement del règim especial experimentat en els darrers anys: molta part de la demanda es cobreix amb tecnologies pertanyents al règim especial i per tant subjectes a prima, fent d'aquesta manera que hi hagi molta oferta però poca demanda, provocant una disminució del preu.

Com que molts d'aquests factors són de difícil predicció, el que s'ha fet es extreure una previsió feta per la "Asociación Española de la Industria Eléctrica" (el anagrama correspon a UNESA per raons històriques, tot i que no s'adapti a la terminologia actual, i aquesta associació és la patronal de les elèctriques), la qual mostra un creixement del preu del mercat elèctric com a conseqüència de l'important augment en els preus dels carburants, així com del que s'anomena "post-quioto", que es un terme emprat per dir que en un futur l'estat ja no posarà cap mitjà perquè les empreses paguin els seus drets d'emissió



corresponents, i això es creu que provocarà un augment del preu del mercat. ja que les elèctriques el que faran es transmetre aquest cos al client final. Tots aquests condicionants han fet que s'opti per la previsió de preus elaborada per UNESA. (veure Annex D.2).

6.4. Costos de manteniment

Per determinar els costos de manteniment s'ha desestimat l'opció d'agafar els mateixos que en la eòlica terrestre, degut a que tot el manteniment s'ha de realitzar amb vaixells especials de grans dimensions, provocant un cost molt superior al terrestre. Segons el "Special Report de la Windpower Monthly" del setembre de 2009, el cost de manteniment de l'eòlica offshore estaria entorn dels 34 €/MWh i el de la terrestre entorn dels 16 €/MWh. Sembla força coherent que entre les dos hi hagi una diferència de més del doble tenint en compte els punts comentats anteriorment.

Per altra banda es podria pensar que tant els costos d'inversió definits anteriorment, com els costos variables es podrien reduir, ja que la ma d'obra a Espanya es més barata així com el preu dels carburants, però s'ha preferit no disminuir-los, ja que al no haver-hi construït cap parc eòlic marítim a Espanya fa pensar que poden sorgir alguns problemes inesperats optant d'aquesta manera per no modificar-los.

6.5. Prima a la eòlica marina

Un cop definits els costos d'inversió, els costos variables i el preu del mercat elèctric, es podria pensar en començar a elaborar uns primers anàlisis financers per veure si a les costes de Tarragona és viable la instal·lació d'un parc offshore. Abans, però es necessari tenir en compte que l'eòlica marina està inclosa dins del grup de tecnologies del Règim Especial i això li fa gaudir d'una prima especial.

Concretament el Real Decret Llei 1028/2007 que regula els aspectes referents a la eòlica marina, determina que la prima a rebre és la fixada en el Real Decret Llei 661/2007 que està sotmesa a les modificacions de les ordres ministerials de revisió de tarifes.

Any	Prima referència (€/MWh)	Límit màxim (€/MWh)
2007	84,300	164,000
2008	87,124	169,494
2009	90,004	169,494
2010	89,184	173,502

[Taula. 6.2.] Evolució de la prima de referència i del límit superior de l'eòlica marina.



Aquestes ordres ministerials han fet evolucionar les primes tal i com es mostra en la taula anterior (l'eòlica offshore no té un límit inferior com té la terrestre). Aquesta evolució depèn de les decisions preses pel ministeri, i per tant és impossible fer cap tipus de previsió a llarg termini, ja que les modificacions són conseqüència de decisions polítiques.

Amb els motius exposats anteriorment s'ha decidit agafar les dades de la última ordre ministerial de revisió de tarifes, la ITC 3519/2009 la qual estableix una prima de referència de 89,184 €/MWh i valor màxim de 173,502 €/MWh i mantenir-les a llarg termini.

El funcionament de les primes va de la següent manera: al preu de mercat se li suma la prima de referència, la suma pot ser que surti inferior al límit màxim, en aquest cas s'agafarà el valor de la suma per al retribució de la energia i podria donar-se el cas que la suma superés el límit màxim, en aquest cas, en comptes d'agafar el valor de la suma s'agafaria el valor del límit màxim de cara a la retribució.

6.6. Resultats de l'anàlisi de sensibilitat

En aquest apartat es pretén exposar els resultats de l'anàlisi de sensibilitat, així com extreure'n una conclusió clara respecte al model de l'aerogenerador a instal·lar, a la delimitació de la millor zona per construir el parc i a la possible desestimació d'alguns dels escenaris proposats en quant a costos d'inversió.

6.6.1. Procediment per a l'elaboració del anàlisi

Per dur a terme l'anàlisi de sensibilitat pròpiament dit, al haver-ne establerts tots els paràmetres per dur a terme aquest, el que s'ha fet ha estat estudiar cadascun dels 7 vèrtexs que delimiten la zona escollida amb l'objectiu de trobar la zona idònia per a la instal·lació del parc (relacionant el recurs eòlic, amb el cost de la fundació) i d'escollir el model d'aerogenerador més adequat que aportarà un major benefici econòmic. Per fer-ho el que es farà es mirarà la possible instal·lació de cadascun dels 3 tipus de molins escollits (REPower 5, Vestas 3.0 i Siemens SWT 3.6) en cadascun dels 7 vèrtexs, determinant d'aquesta manera el cost d'inversió en cada cas. A través de la corba de potència donada pel fabricant es podrà calcular la energia que entrega cada molí, obtenint d'aquesta manera la retribució associada a aquesta energia.

L'objectiu d'estudiar la possible instal·lació de cada un dels diferents 3 molins en cadascun del vèrtexs és per elegir la zona en la que és més rentable posar els aerogeneradors. Per fer-ho es calcularà el Valor Actualitzat Net (VAN) i la Tassa Interna de Retorn (TIR) en cada cas. Aquest càlcul serà un indicador per veure si financierament és millor posar els molins el més propers a la costa possible, on la profunditat és menor però també es té un recurs



eòlic inferior, o per contra si s'obté un major benefici posant els molins el més allunyats de la costa possible (sense superar el líndar els 50m establert anteriorment) on la profunditat és major, incrementant el cos d'instal·lació, però on també s'obté un major recurs eòlic.

6.6.2. Resultats energètics

Per obtenir uns primers resultats energèticament parlant, el que s'ha fet inicialment es veure l'energia que produeix cada aerogenerador en cadascun dels vèrtexs, deixant de moment a part l'aspecte econòmic/financer i fixant-se exclusivament en el tema energètic.

vèrtex	Prof. (m)	X (UTM)	Y (UTM)	Siemens 3,6		Vestas 3,0		RE Power 5,0	
				Energia (GWh)	H.Util.	Energia (GWh)	H.Util.	Energia (GWh)	H.Util.
1	27	857649	4558466	6,440	1.789	6,651	2.217	8,494	1.699
2	43	857749	4557266	6,901	1.917	7,066	2.355	9,123	1.825
3	50	859149	4557066	6,993	1.942	7,149	2.383	9,248	1.850
4	50	861449	4558666	6,687	1.857	6,873	2.291	8,830	1.766
5	20	860649	4560566	5,948	1.652	6,196	2.065	7,827	1.565
6	20	859149	4559766	5,902	1.639	6,153	2.051	7,765	1.553
7	40	859649	4558466	6,662	1.851	6,851	2.284	8,797	1.759

[Taula. 6.3.] Energia produïda i hores d'utilització segons tipus d'aerogenerador i vèrtex

A la vista dels resultats, s'observa clarament com el model REpower és el que entrega una major energia, però també és aquell que té una major potència nominal, en canvi, les hores d'utilització del model Vestas són superiors als altres dos. Aquest fet rau en que al ser una zona amb un baix recurs eòlic es necessiten aerogeneradors on la corba de potència augmenti de forma considerable en vents baixos, és a dir que amb poca velocitat de vent ja es pugui obtenir una potència entregada força destacable. En aquest cas s'observa com el model Vestas és idoni per aquesta situació ja que és el que està més hores treballant a la potència nominal. D'això es pot afirmar que els fabricants construeixen els aerogeneradors depenent del recurs eòlic al que estan sotmesos, ja que si sempre es tenen vents elevats un aerogenerador dissenyat per vents baixos no treballarà adequadament i viceversa.

Mirant els vèrtexs s'arriba a la conclusió que la zona corresponent a un major recurs eòlic són els vèrtexs 2, 3 i 4 corresponents als de major profunditat, aquest fet concorda perfectament amb la teoria que es té pel que fa als recursos eòlics marins, segons la qual com més lluny s'està de la costa, major es el recurs eòlic del que es disposa, ja que els vents són més continus i constants.



6.6.3. Resultats financers

Tot i que ja està determinada la millor zona energèticament parlant, en aquest cas el que interessa és agafar aquell aerogenerador que proporcioni un major benefici o rendibilitat financera, i aquí entren factors tant diversos com el preu del molí, l'energia generada, el cost de les fundacions, etc. Per tant el que s'ha fet és procedir al càlcul del VAN i el TIR per a cada molí i per cadascun dels tres escenaris definits anteriorment, afegint un escenari més que contempla els costos promitjos dels tres escenaris per cadascun dels 7 vèrtexs.

Conceptualment els termes VAN i TIR van relacionats a la inversió total del projecte. En aquest estudi de sensibilitat el que s'ha fet es adoptar-los d'una forma diferent, de manera que s'ha mirat quin VAN i quin TIR té associat un únic molí en cadascun dels 7 vèrtexs per saber unitàriament quin és més rendible i en quina zona, determinant d'aquesta forma quina serà la zona que aportarà una major rendibilitat financera unitària (per molí). Els resultats s'han adjuntat en la taula de la següent pàgina, on per a cada aerogenerador es mostren els resultats obtinguts del VAN i el TIR en cada un dels vèrtexs, ordenats del primer al setè, seguint l'ordre de la taula de la pàgina anterior.

En l'apartat del anàlisi financer, es dóna de forma més acurada com s'han calculat el VAN i el TIR. Tot i així en l'annex D.3 es mostra el càlcul per un dels vèrtexs.



		per 1 moli RE POWER 5M								
		Escenari Ernst & Young			Escenari Rodsand II			Escenari EWEA		
Vèrtex	Profunditat (m)	VAN	TIR	Inversió	VAN	TIR	Inversió	VAN	TIR	Inversió
1	27	-2.962.297	3,59%	-15.007.293	3.380.951	10,12%	-8.664.045	5.136.877	13,42%	-6.908.119
2	43	-4.392.387	2,85%	-17.330.330	2.932.757	9,15%	-10.005.186	4.960.490	12,32%	-7.977.453
3	50	-4.818.304	2,64%	-17.932.824	2.761.501	8,88%	-10.353.019	4.859.728	12,01%	-8.254.792
4	50	-5.410.072	2,18%	-17.932.824	2.169.733	8,29%	-10.353.019	4.267.960	11,34%	-8.254.792
5	20	-3.694.700	2,90%	-14.794.290	2.558.517	9,22%	-8.541.073	4.289.520	12,39%	-6.810.070
6	20	-3.783.010	2,82%	-14.794.290	2.470.207	9,11%	-8.541.073	4.201.210	12,27%	-6.810.070
7	40	-4.187.621	2,88%	-16.663.500	2.855.669	9,19%	-9.620.210	4.805.379	12,36%	-7.670.500
		per 1 moli VESTAS 3.0								
		Escenari Ernst & Young			Escenari Rodsand II			Escenari EWEA		
Vèrtex	Profunditat (m)	VAN	TIR	Inversió	VAN	TIR	Inversió	VAN	TIR	Inversió
1	27	-2.264.863	3,64%	-11.696.880	3.385.026	11,74%	-6.046.990	4.212.089	13,98%	-5.219.928
2	43	-4.625.867	1,98%	-14.646.768	2.448.894	9,46%	-7.572.008	3.992.960	12,69%	-6.027.941
3	50	-5.272.901	1,60%	-15.411.840	2.171.408	8,94%	-7.967.530	3.901.435	12,35%	-6.237.504
4	50	-5.665.324	1,23%	-15.411.840	1.778.986	8,44%	-7.967.530	3.509.012	11,77%	-6.237.504
5	20	-2.639.719	3,15%	-11.426.400	2.879.522	11,06%	-5.907.159	3.640.841	13,10%	-5.145.840
6	20	-2.700.296	3,08%	-11.426.400	2.818.945	10,96%	-5.907.159	3.580.264	12,99%	-5.145.840
7	40	-4.084.411	2,27%	-13.800.000	2.581.339	9,84%	-7.134.250	3.919.589	12,81%	-5.796.000
		per 1 moli SIEMENS 3.6								
		Escenari Ernst & Young			Escenari Rodsand II			Escenari EWEA		
Vèrtex	Profunditat (m)	VAN	TIR	Inversió	VAN	TIR	Inversió	VAN	TIR	Inversió
1	27	-3.541.191	2,50%	-12.673.719	2.305.198	9,60%	-6.827.330	3.329.382	11,87%	-5.803.146
2	43	-5.575.572	1,30%	-15.362.419	1.511.115	8,01%	-8.275.732	2.752.577	10,13%	-7.034.270
3	50	-6.143.225	1,00%	-16.059.750	1.265.141	7,62%	-8.651.384	2.562.955	9,71%	-7.353.570
4	50	-6.577.205	0,58%	-16.059.750	831.161	7,08%	-8.651.384	2.128.975	9,12%	-7.353.570
5	20	-3.992.124	1,91%	-12.427.188	1.740.540	8,81%	-6.694.523	2.744.801	11,01%	-5.690.263
6	20	-4.057.340	1,83%	-12.427.188	1.675.324	8,71%	-6.694.523	2.679.585	10,90%	-5.690.263
7	40	-5.142.429	1,45%	-14.590.625	1.588.230	8,21%	-7.859.967	2.767.321	10,35%	-6.680.875

[Taula. 6.4.] Resultats financers: VAN, TIR i Inversió per model d'aerogenerador, per vèrtex i per escenari

6.6.4. Eliminació del escenari proposat per Ernst&Young

Tal i com s'observa a la taula anterior. Hi ha una gran disparitat en quant als resultats obtinguts, i s'ha optat com a conseqüència per desestimar l'escenari de la consultora Ernst&Young, ja que com s'ha comentat anteriorment no s'entén el motiu de donar uns costos tan elevats i tan dispars als danesos quant la ma d'obra danesa i el preu del combustibles són superiors als anglesos. De fet, el cost de Ernst&Young és tan elevat com a conseqüència de suposar un cost en la fundació per monopiló molt més elevat que els altres dos escenaris.

Aquests factors, més el fet de que la consultora Ernst&Young presenta un estudi teòric, en comptes d'un estudi amb valors reals com l'escenari de Rodsand II o el de la EWEA, fa que es desestimi aquest escenari a l'hora de prendre decisions.

6.6.5. Elecció del model de aerogenerador

L'anàlisi de sensibilitat determina que el fabricant idoni financerament parlant per a la instal·lació d'aquest parc offshore és el model de Vestas V112-3.0, ja que és el que aporta un major TIR per a cada vèrtex.

D'entrada sembla que el resultat no sigui coherent, ja que hom podria pensar que la millor manera de disminuir costos és instal·lar el mínim d'aerogeneradors possibles, és a dir intentar instal·lar aquell aerogenerador que tingui una major potència nominal, ja que d'aquesta manera per obtenir la mateixa potència s'utilitzen menys fundacions. Aquest raonament sembla correcte però s'estaria menyspreant el gran cost que suposa comprar un molí de 5MW en comptes de un de 3MW (segons l'escenari de Rodsand II un molí de 3 MW estaria entorns d'uns 4 milions d'euros mentre que un de 5 MW voltaria els 6,6 milions d'euros), a més, al trobar-se en una zona d'un baix recurs eòlic, fa que la inversió realitzada per comprar un molí de 5MW no sigui tan rendible, ja que l'energia que produeix de més el model REpower no és suficient per compensar el cos de compra d'una turbina de 5MW. Es podria dir que el fet de que la corba de potència del aerogenerador Vestas s'adapti millor a un baix recurs eòlic ha fet inclinar la balança per aquest model, fent que el TIR sigui superior.

Això no treu, que si s'instal·lés el model REpower aquest donaria uns majors beneficis (en termes absoluts) ja que produiria més energia (s'observa en els valors del VAN), però en certa manera no s'estarien invertint tan bé els diners ja que aportaria una menor rendibilitat, és a dir per a l'obtenció d'aquests majors beneficis s'hauria d'invertir en proporció molt més, i com a causa del gran cost econòmic que representa un projecte d'aquestes dimensions i de l'actual situació econòmica s'ha decidit triar aquell model amb un major TIR.



6.6.6. Elecció de l'alçada de boixa i de la classe del model

Un cop escollit el model, el que ara s'haurà de determinar és la classe del model V112-3.0, i l'alçada d'aquest, ja que el fabricant Vestas, dins del mateix model dóna la opció de 3 possibles alçades de boixa (84, 94 i 119 metres) i l'elecció entre dues possibles classes: la IIA i la IIIA. S'ha de dir que per escollir la classe, s'haurà de fer a través de la IEC 61400 de la International Electrotechnical Commission. Aquesta, segons el recurs eòlic a la alçada de boixa classifica els models en quatre classes:

Classe de turbina	Classe I	Classe II	Classe III	Classe IV
Velocitat mitja a alçada de boixa	10 m/s	8,5 m/s	7,5 m/s	6 m/s

[Taula. 6.5.] Classe de turbina segons la velocitat del vent a l'alçada de boixa.

Doncs bé, com que per determinar la classe d'aerogenerador prèviament s'ha de determinar l'alçada de boixa, el que es farà en un principi és escollir una alçada concreta.

Per a la determinació d'aquesta alçada s'ha de pensar que en la eòlica offshore el perfil de velocitats és força lineal, de manera que no té molt de sentit construir molins amb una gran alçada de boixa ja el perfil de velocitats ja és força homogeni (a 60 metres d'alçada es preveu una velocitat mitja de 5,22 m/s i a 100 metres d'alçada de 5,51 m/s). De fet la "Danish Wind Industry Association" dóna com a suficient per a la eòlica offshore, una alçada de boixa de 0,75 vegades la del diàmetre del rotor. En aquest cas concret el diàmetre del rotor es de 112 metres de manera que amb una alçada de boixa de 84 metres ja seria suficient.

A l'alçada de boixa de 84 metres li correspondria una velocitat mitja de 5.39 m/s segons la modelització del *Atlas Eólico de España*. Aquesta velocitat correspondria a una classe IV, però per anar a favor de la seguretat s'ha decidit emprar la classe III, ja que aquesta es més resistent i pot suportar de forma més satisfactòria el pas d'algun vendaval.

Com a conclusió s'ha de dir que a conseqüència dels fets exposats anteriorment, s'ha decidit utilitzar un molí amb una alçada de boixa de 84 metres i de classe IIIA. La lletra A segons la IEC 61400 determina un tipus concret de turbulència (la classe A es per a altes turbulències i la classe B per a baixes turbulències), i el fabricant Vestas per a la eòlica offshore estima que aquestes turbulències són del tipus A.

El fet d'utilitzar una alçada de boixa de 84 metres no fa canviar els resultats de l'anàlisi de sensibilitat, ja que les dades tractades corresponien a una alçada de 80 metres d'alçada. I



la diferència entre mesurar la velocitat a 80 metres o 84 metres es menyspreable, i encara més si es pensa que són dades extrems d'una simulació que ja duen un petit error implícit.

6.6.7. Delimitació de la zona idònia per a la instal·lació del parc eòlic marí

Un cop s'ha decidit que el fabricant a contractar serà Vestas amb el seu model V112-3.0 i classe IIIA, el que es farà a continuació es determinarà a través dels resultats obtinguts aquella zona que proporcioni una major rendibilitat financera. Per fer-ho es tindran en compte els resultats pertanyents al escenari Rodsand II i al EWEA, desestimant com s'ha esmentat anteriorment l'escenari proposat per la consultora Ernst&Young.

Segons la taula 6.4 on s'han adjuntat els indicadors financers (TIR i VAN), s'observa que la millor zona per a la instal·lació dels molins és la compresa al voltant del vèrtex 1, el problema és que aquest vèrtex es troba a 27 metres de profunditat, i seria preferible començar a instal·lar molins a una menor profunditat. A més el vèrtex 1 queda a una cantonada de la zona seleccionada i el fet d'instal·lar més molins faria que hom s'hagués d'adreçar cap als vèrtexs 2 i 3, que al estar situats a una profunditat de gairebé 50 metres, combinat amb un augment del recurs eòlic molt escàs, fa que siguin els vèrtexs menys rendibles financerament parlant. De manera que el vèrtex que dona una millor rendibilitat es troba totalment aïllat, i per tant no seria la millor opció instal·lar el parc en aquesta zona, ja que dels 17 molins que s'haurien d'instal·lar per assolir la potència mínima de 50MW que estableix el RDL 1028/2007 només 2 o 3 gaudirien d'aquesta alta rendibilitat, els altres s'haurien d'anar situant inevitablement en direcció als vèrtexs 2 i 3, superant de forma ràpida els 30 metres de profunditat i provocant d'aquesta manera que la rendibilitat financera baixés considerablement, amb el que s'obtingria el millor òptim local (que serien els molins propers als vèrtexs 1) però no s'obtingria l'òptim global que és el que es busca. (veure mapa en Annex C.1).

Deixant de banda el vèrtex 1, els següents vèrtexs que donen una millor rendibilitat són els 5 i 6 que formen una línia recta d'uns 1500 metres corresponents a una profunditat de 20 metres, a continuació els seguiria el vèrtex 7 (40 metres). Com a conseqüència d'aquests resultats s'opta per instal·lar els aerogeneradors en el quadrilàter delimitat pels vèrtexs 5, 6 7 i un punt 8 que es troba en la recta formada pel vèrtexs 5 i 4 però a una profunditat de 40 metres (coordenades UTM x=860747 y= 4558670).

No es vol superar la profunditat de 40 metres ja que si es fes, la fundació a utilitzar hauria de ser el tripiló o el jacjket (es passaria a utilitzar una fundació que no està massa estesa comercialment parlant), fent encarir d'aquesta manera el cost d'inversió. De fet, s'observa que al passar del vèrtex 7 situat a 40 metres al vèrtex 2 situat a 43 metres de profunditat, el TIR disminueix en un 0.38% segons l'escenari Rodsand II i amb un 0.18% segons l'escenari proposat per la EWEA tot i tenint en compte que el vèrtex 2 té 71 hores



d'utilització més que el vèrtex 7. Aquestes dades han fet que s'opti per no superar la profunditat de 40 metres.

Un altre factor determinant a l'hora de no superar aquesta profunditat és el que s'anomena el factor estela, del que se'n parlarà més endavant amb detall, el qual fa que la velocitat que reben els darrers molins del parc sigui inferior a la prevista inicialment, com a conseqüència del fre que li suposa al vent trobar-se amb els altres molins, fent així que el recurs eòlic als últims aerogeneradors pugui disminuir considerablement i conseqüentment la retribució associada a aquests també. S'ha de pensar que l'estela provocada pels aerogeneradors en el mar es més permanent que en una zona terrestre degut a la baixa rugositat de la superfície marina, fent que aquest factor no es pugui menysprear. Tots aquests factors d'incertesa són els que fan decantar la balança per no superar el llindar dels 40 metres, ja que la inversió extra que s'ha de fer per canviar de tecnologia de fundació podria ser que no s'amortitzés.

6.6.8. Elecció del tipus de fundació

El fabricant aconsella utilitzar la fundació per gravetat per a subjectar la torre. Es podria pensar que al estar parlant d'unes profunditats entre 20 i 40 metres, cabria la possibilitat d'emprar fins a 30 metres la fundació per monopiló i a partir dels 30 la de gravetat, però l'experiència de parcs com Rodsand II, han demostrat que el cost de la fundació per gravetat és bastant similar al del monopiló, i per tant, es creu oportú estandarditzar el tipus de fundacions ja que ho suggereix el fabricant i a més s'estima que s'evitaran sobre costos innecessaris. La fundació emprada serà, doncs, la de gravetat.

6.6.9. Conclusions principals de l'anàlisi de sensibilitat

La conclusió principal de l'anàlisi de sensibilitat és que aquest ha determinat 4 factors transcendents a l'hora de seguir amb el projecte, i aquests són:

- Utilització del aerogenerador V112-3.0 del fabricant Vestas.
- Desestimació de l'escenari proposat per la consultora Ernst&Young.
- Delimitació de la zona marina pels punts 5 (860649,4560566), 6 (859149,4559766), 7 (859649,4558466) i 8 (860747, 4558670). Entre parèntesi s'han esmentat les coordenades UTM d'aquests punts en el format (x,y).
- Elecció de la fundació per gravetat.



7. Ubicació dels aerogeneradors

En aquest apartat es pretén determinar la ubicació exacte dels aerogeneradors en coordenades UTM, establint d'aquesta manera la quantitat d'aerogeneradors a instal·lar, tenint en compte que com a mínim el parc ha de ser de 50 MW perquè compleixi el RDL 1028/2007. Per fer-ho també s'haurà de tenir en compte el factor estela que condicionarà la distància entre els aerogeneradors. Finalment també es determinarà la zona a reservar establida pel RDL 1028/2007.

7.1. Direcció del vent dominant

Primerament, abans d'ubicar els aerogeneradors, s'ha d'esbrinar quina és la direcció del vent dominant, per fer-ho el *Atlas Eólico de España*, presenta un gràfic conegut com a rosa dels vents per alguns nodes. Aquest gràfic indica quina és la direcció principal del vent i l'energia associada a cadascuna d'aquestes direccions. En el cas de Tarragona si s'agafen les dades del node més proper al parc eòlic situat a uns 7 km amb coordenades UTM

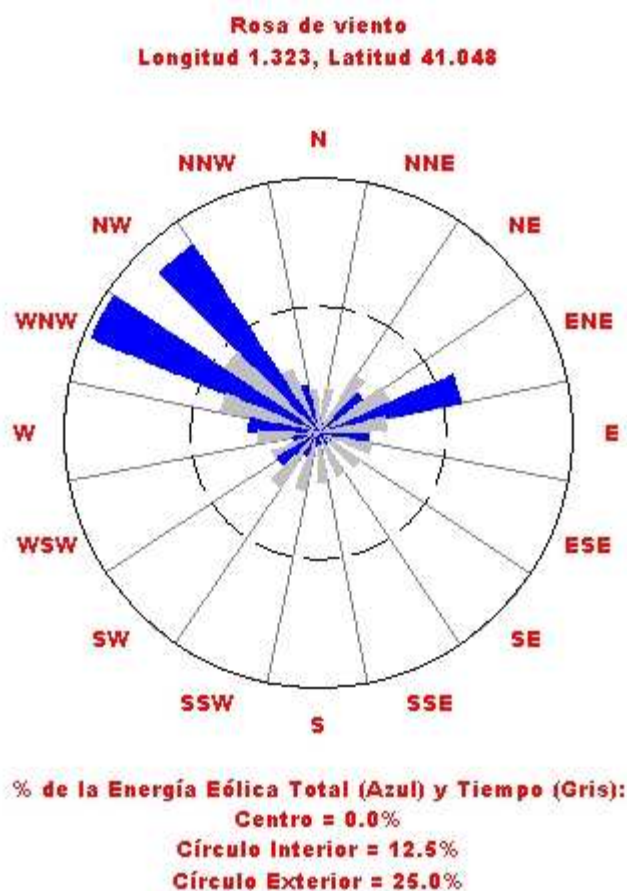


Fig. 7.1. Rosa dels vents modelitzada pel *Atlas Eólico de España* a Tarragona



(863450;4553266), la rosa dels vents que s'observa és la exposada anteriorment. En l'annex E.1 s'adjunten les altres roses dels vents dels nodes que envolten el parc, per ratificar d'aquesta manera que totes són força semblants. Tal i com es mostra en l'annex citat anteriorment totes presenten com a direcció principal la direcció Nord Oest, algunes més apuntades en direcció NNW i altres en direcció WNW.

Conseqüentment s'optarà per alinear els molins en una línia ortogonal a la direcció principal de vent dominant, i a partir d'aquí es repetiran les files en direcció mar (formant una quadrícula), fins a assolir la profunditat de 40 metres fixada anteriorment. L'esquematització d'aquesta distribució es representa a la figura 7.4.

7.2. Factor Estela

Un cop decidida que la direcció de les files dels molins serà ortogonal a la direcció de vent dominant per poder treure el màxim partit possible del recurs eòlic existent, a continuació s'hauria de determinar el nombre de molins que es posen en cada fila i la separació entre files. Aquesta separació radica en la minimització del factor estela. El problema es que si es situen dos molins molt pròxims el que succeeix es que el primer fa minvar el recurs eòlic del segon, ja que al transformar l'energia cinètica de les partícules en mecànica, fa que la velocitat del vent en sortir del molí sigui menor a la que ha rebut inicialment, provocant d'aquesta manera que la velocitat del vent que rep el segon molí sigui força inferior a la inicialment prevista. I aquest fet es va repetint tants cops com nombre de files hi hagi.

7.2.1. Distribució dels aerogeneradors



Fig. 7.2. Ubicació de l'emplaçament escollit pel parc eòlic

molins entre ells. Tot i posar-los a portell, segons la "Danish Wind Industry Association" és recomanable per no superar un 5-10% de pèrdues pel factor estela, deixar una

Per disminuir aquest factor, el que es farà es posar els molins a portell en la direcció del vent dominant, disminuint així l'ombra dels

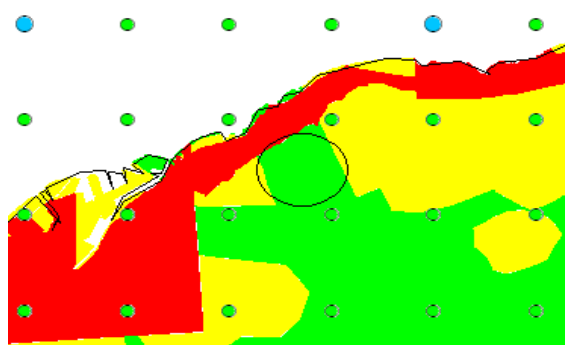


Fig. 7.3. Ubicació de l'emplaçament escollit pel parc eòlic



distància entre 5 i 9 diàmetres en la direcció principals del vent i entre 3 i 5 diàmetres a la direcció perpendicular. Tenint en compte que el diàmetre de l'aerogenerador es de 112 m, s'hauria de deixar una distància de separació d'uns 340 m. en les direccions perpendiculars a la de vent dominant i de 560 m. en les de vent dominant.

El principal problema de seguir aquestes sugerències es la facilitat amb la que s'arriba a superar els 40 metres de profunditat, ja que la cota dels 40 metres passa aproximadament a uns 2,8 km de la costa segons el mapa cartogràfic del *Atlas Eólico de España*. Tenint en compte que la zona protegida (zona vermella, veure detall en Fig 7.4) s'endinsa fins a 0,8 km de la costa, això vol dir que la superfície del parc queda limitada a una llargada aproximada de 2 km, fent que si es vol respectar la distància suggerida anteriorment, només s'hi poguessin instal·lar tres files (delimitació indicada amb una circumferència a les Fig. 7.2 i 7.3). Pel que fa a l'amplada, al ser de 1,75 km permetria la instal·lació de 5 molins. Amb aquestes dades es podria construir un parc eòlic de 15 molins corresponents a 45 MW, potència inferior a la permesa pel RDL 1028/2007.

Conseqüentment, s'ha optat per estrènyer una mica més la distància entre les files (veure Fig 7.4), per poder afegir-ne una d'extra, tot tenint en compte l'increment del factor estela. El fet de deixar una menor distància entre files i poder incorporar una fila extra, permetrà superar el límit mínim establert pel RDL 1028/2007, però per contrapartida obligarà a estudiar detalladament les pèrdues associades al factor estela. En aquest projecte s'ha establert com a meta no superar en més d'un 10% les pèrdues energètiques degudes a aquest factor. El valor del 10% rau en el valor màxim que s'acostuma a donar per vàlid en els parcs eòlics terrestres construïts per les promotores.



7.2.2. Comparativa de resultats ometent i contemplant el factor estela

Per poder estudiar detalladament aquest factor, el que s'ha fet és detallar la posició exacta de cada molí (a l'afegir una fila s'està parlant d'un total de 19 aerogeneradors amb una potència total de 57 MW), i ubicar-los en un mapa per veure com queden distribuïts. A partir d'aquí s'estudiarà l'energia que el parc eòlic produiria sense tenir en compte el factor estela, i l'energia que hauria de produir realment contemplant el factor estela.



Fig. 7.4. Representació de la ubicació de cada molí, assignant a cada aerogenerador una numeració determinada. Els punts marrons són els nodes dels que s'ha extret el recurs eòlic, i formen quadrats de 100 m. de costat [Font: programari del *Atlas Eólico de España*]

Observant la imatge anterior s'aprecia com els molins s'han repartit en forma de malla quadrada, orientant les files perpendicularment a la direcció de vent dominant (NW) representada amb la fletxa blava. L'última fila està composta per 4 aerogeneradors per no superar la profunditat de 40 metres establerta ja amb anterioritat.



A continuació s'adjunta una taula on es mostren les coordenades UTM de cada aerogenerador amb el seu recurs eòlic associat, contemplant la energia produïda amb i sense factor estela.

Número de molí	Profunditat (m)	X (UTM)	Y (UTM)	C (m/s)	K	Velocitat a 84m d'alçada (m/s)	Energia sense factor estela (MWh)	Energia amb factor estela (MWh)
1	28	859449	4559466	5,972	1,652	5,312	6.357	5.559
2	27	859749	4559766	5,922	1,653	5,272	6.249	5.723
3	26	860049	4560066	5,892	1,653	5,242	6.184	5.659
4	25	860349	4560366	5,870	1,654	5,220	6.135	5.610
5	23	860649	4560666	5,842	1,656	5,200	6.072	5.546
6	33	859649	4559066	6,072	1,650	5,400	6.574	6.050
7	32	859949	4559366	6,012	1,650	5,352	6.446	5.921
8	31	860249	4559666	5,962	1,651	5,302	6.337	5.812
9	30	860549	4559966	5,960	1,652	5,308	6.332	5.806
10	28	860849	4560266	5,958	1,653	5,298	6.326	5.800
11	38	859849	4558666	6,134	1,649	5,462	6.708	6.184
12	37	860149	4558966	6,112	1,649	5,440	6.661	6.137
13	36	860449	4559266	6,042	1,649	5,372	6.511	5.987
14	35	860749	4559566	6,010	1,650	5,350	6.442	5.917
15	33	860949	4559866	6,008	1,652	5,340	6.434	5.909
16	40	860349	4558566	6,174	1,648	5,492	6.794	6.272
17	39	860649	4558866	6,142	1,648	5,462	6.726	5.678
18	38	860949	4559166	6,110	1,649	5,440	6.656	5.608
19	36	861149	4559466	6,080	1,650	5,410	6.591	6.591
TOTAL							122.534	111.768

[Taula. 7.1.] Recurs eòlic i estimació de producció d'energia elèctrica amb i sense factor estela.

Les dues darreres columnes mostren l'energia associada a cada aerogenerador segons el recurs eòlic establert per a cada aerogenerador. Com ja s'ha comentat en apartats anteriors, aquesta energia s'ha calculat creuant la corba de potència del fabricant amb la distribució de Weibull associada al punt geomètric on s'instal·larà l'aerogenerador.

Amb tot això, s'obté, que sense tenir en compte el factor estela, s'estaria parlant d'una energia total de 122.534 MWh equivalents a gairebé 2150 hores d'utilització promitges, mentre que si es contempla aquest factor, aleshores es parlaria de 111.768 MWh, és a dir de 1960 hores d'utilització.



Per a la determinació dels càlculs tot contemplant el factor estela, el que s'ha fet es seguir una metodologia concreta, per tant el que es farà a continuació és explicar aquesta metodologia.

Per calcular l'energia produïda contemplant el factor estela, el que seria òptim fora utilitzar un programari especialitzat en modelització de camps de vent, però aquests són molt cars i de difícil accés, de manera que el que s'ha fet és utilitzar les fórmules matemàtiques que utilitzen aquests per tal de donar un resultat acceptable. Per fer-ho, el que es farà és seguir el mètode desenvolupat inicialment per N.O. Jensen i ampliat posteriorment per Katic [15]. Aquest model el que fa és calcular la velocitat de vent efectiva que rep l'aerogenerador que està sotmès a una determinada ombra per un altre aerogenerador, calculant un decrement de velocitat, anomenat dèficit de velocitat, fent que la velocitat efectiva que rebrà l'aerogenerador serà: la velocitat teòrica que hauria de rebre aquest segons les mesures eòliques preses o modelitzades menys el dèficit de velocitat.

Aquest model assumeix, que l'estela s'expansiona linealment darrera del rotor del aerogenerador (la estela va augmentant el seu diàmetre amb centre a l'eix de rotació del rotor). A més, per trobar el dèficit de velocitat, el model té en compte el solapament d'àrees entre aerogeneradors. Aquest fet és completament lògic, ja que sinó hi ha superposicions d'àrees voldria dir que l'estela no afecta al següent aerogenerador, per aquest motiu els aerogeneradors s'han distribuït al portell en la direcció de vent dominant, ja que d'aquesta manera s'aconsegueix reduir el factor estela.

Per calcular el dèficit de velocitat (∂V_{01}), es necessita el coeficient C_t , que és un coeficient que determina el fabricant segons la velocitat mitja del vent a la alçada de caixa. En el cas concret d'aquest projecte, segons les dades del fabricant, el valor del coeficient seria de $C_t=0,838$. Aquest es el valor que dona Vestas per una velocitat mitjana estimada en 5 m/s (Annex B.2.1). Altres dades necessàries serien la distància entre molins (X_{01}), el diàmetre del aerogenerador (D_0), l'àrea escombrada per les pales del aerogenerador ($A1$), l'alçada de caixa (h_{caixa}) i el càlcul de la constant k , que és la que determina l'augment del diàmetre de la estela. Les fórmules emprades són:

$$\partial V_{01} = U_0 (1 - \sqrt{1 - C_t}) * \left(\frac{D_0}{D_0 + 2kX_{01}} \right)^2 * \frac{\text{Asolapada}}{A1} \quad k = \frac{0,5}{\ln \left(\frac{h_{\text{caixa}}}{z_0} \right)}$$

Abans de realitzar els càlculs, s'ha de tenir en compte que la direcció del vent determinarà les ombres dels molins i els solapaments entre ells. Per tant el que s'ha fet prèviament, ha estat determinar quines són aquelles direccions més perjudicials pel factor estela. Per



determinar-les s'han tingut en compte les direccions de vent dominant (NW, NNW, WNW) i aquelles en les que els molins es solapaven completament (NE, SSE, SW). Les altres s'han descartat d'estudiar a causa de que o bé no hi ha solapament degut a la distribució a portell dels molins, o bé el solapament afectava a pocs aerogeneradors i la distància entre ells era igual o superior a 700 metres, corresponents a 6,25 vegades el diàmetre del aerogenerador. En la següent taula s'adjunta la freqüència amb la que bufa el vent segons la direcció, en la zona a on es vol instal·lar el parc (dades extretes del *Atlas Eólico de España*) i segons la direcció del vent, es mostren les possibles combinacions de solapament, mostrant entre quins molins es produeixen aquests solapaments. Finalment s'ha adjuntat el valor del dèficit de velocitat.

Direcció	freqüència	combinacions	dv0	dv0 corregit
WNW	10,25%	2-18,1-17	0,849	0,089
NW	10,65%	2-17,3-18	0,902	0,095
NNW	6,10%	14 solapats	1,683	1,240
NE	5,88%	13 solapats	1,468	1,005
SSE	4,80%	14 solapats	1,024	0,755
SW	5,59%	13 solapats	1,424	0,974
		mitja	0,501	0,245

Teòricament per fer el càlcul de forma precisa s'hauria de calcular un dèficit de velocitat per a cada molí, en aquest cas per simplificar els càlculs, i acceptant que aquesta part de l'estudi s'hauria de fer amb ajuda d'una computadora, el que s'ha realitzat ha estat el càlcul d'un dèficit de velocitat

[Taula. 7.2.] Solapament entre aerogeneradors i disminució de la velocitat com a causa de les ombres.

estàndard per aplicar-lo a tots els molins. Primerament s'ha calculat el dèficit de velocitat associat a aquells molins que tenen solapament amb altres aerogeneradors, i posteriorment s'ha fet el producte amb el rati del nombre de molins que es troben solapats en aquella direcció respecte el total de molins.

Un possible exemple agafant la direcció WNW seria: $dv0_{corregit} = dv0 \cdot 2/19 = 0,089$. Un altre possible exemple agafant la direcció SW: $dv0_{corregit} = dv0 \cdot 13/19 = 0,974$. Els termes 2/19 o 13/19 fan referència al nombre d'aerogeneradors solapats respecte al total de 19 en aquella direcció del vent.

Un cop calculats els dèficits de velocitat per direcció, el que s'ha fet és ponderar-los per la freqüència amb la que bufa el vent en la direcció estudiada. El resultat obtingut finalment és d'un dèficit de velocitat promig/estàndard de 0,245 m/s.

Finalment, a l'hora de realitzar els càlculs energètics que s'han adjuntat a la taula 7.1, s'ha calculat la velocitat efectiva per cada aerogenerador a 84 metres d'alçada, que com s'ha comentat anteriorment és la resta entre la velocitat del vent teòrica (donada per l'*Atlas Eólico de España*) i el dèficit de velocitat estàndard calculat anteriorment.



Un cop explicada la metodologia seguida pel càlcul de producció d'energia contemplant el factor estela, el que es farà es comprovar que les pèrdues energètiques per aquest factor no siguin superiors al 10%.

Comparant les dues darreres columnes de la taula 7.1, s'observa la disminució de la producció energètica per a cada aerogenerador. A més si es calculen les pèrdues energètiques associades al factor estela s'observa que aquestes són d'un 8,79% , sent menor al 10 % establert amb anterioritat, per tant el fet d'instal·lar una fila addicional (desconsiderant el suggeriment fet per la *Danish Wind Industry Asscociation*) tampoc no ha fet augmentar en excés el factor estela, gràcies sobretot a la cura establerta per a la ubicació o distribució dels aerogeneradors.

$$\% \text{ pèrdues} = \left(\frac{122534 - 111.768}{111.768} \right) * 100 = 8,79\%$$

Tot això permet concloure que les pèrdues associades al factor estela són perfectament assumibles, més si es té en compte que sense aquesta fila extra no es podria construir el parc ja que no es compliria l'article 2 del RDL 1028/2007 que estableix una potència mínima instal·lable de 50 MW.

7.3. Sol·licitud de reserva de zona (RDL 1028/2007)

Un cop ubicats els molins, per complir amb l'article 6 del RDL 1028/2007 faltaria comunicar a l'administració la reserva de la zona. Aquesta s'ha de fer donant les coordenades geomètriques en graus, minuts i segons sexagesimals.

S'ha de dir que els molins que limiten la zona són els molins 1, 5, 16 i 19, que tenen associades les següents coordenades geomètriques:

	LONGITUD	LATITUD
molí 1	1° 16' 50"	41° 6' 20"
molí 5	1° 17' 42"	41° 6' 57"
molí 16	1° 17' 25"	41° 5' 50"
molí 19	1° 18' 1"	41° 6' 17"

[Taula. 7.3.] Coordenades geomètriques dels aerogeneradors que limiten el parc



Com que l'article 6 del RDL 1028/2007 demana explícitament que els segons han de ser múltiples de 10. El que s'ha fet es ampliar la zona amb els següents 4 punts, que són els vèrtexs que determinen la zona que es vol reservar:

	LONGITUD	LATITUD
punt 1	1º 16' 50"	41º 7' 0"
punt 2	1º 18' 10"	41º 7' 0"
punt 3	1º 16' 50"	41º 5' 50"
punt 4	1º 18' 10"	41º 5' 50"

[Taula. 7.4.] Coordenades geomètriques de la zona a reservar

El fet de que per reservar la zona s'hagin de donar els segons com a múltiple de 10, fa que el punt 1 es trobi dins de la zona no apte (zona vermella) i que el punt 2 es trobi dins de la zona apta amb condicionants (zona groga), però com que en cap cas es vol construir dins d'aquestes zones, tal i com s'ha mostrat anteriorment, fa que això no suposi cap inconvenient, ja que simplement s'està reservant la zona, i en el RDL1028/2007 no es determina en cap article que una zona reservada no pugui contenir part d'una zona vermella o groga. El que si que s'esmenta es que no es pot construir en aquestes zones, i en el present projecte aquest fet es respecta.





8. Anàlisi mediambiental

En aquest apartat es pretén estudiar l'impacte ambiental que causaria la instal·lació d'un parc eòlic marí en la zona indicada anteriorment. Aquest estudi es centrarà en dos aspectes, un d'aquests és l'estalvi de CO₂ que suposa el fet de que l'energia elèctrica que produeix el parc es produeixi justament mitjançant la tecnologia eòlica, en comptes de que es produís amb el mix energètic espanyol. L'altre aspecte a considerar serà les possibles molèsties causades pel soroll dels aerogeneradors a aquells veïns que tinguin les seves llars a la línia de la costa.

Hom podria pensar, en un possible estudi centrat en l'afectació que suposaria la instal·lació d'un parc eòlic marí a la fauna marina, però com que el parc s'instal·laria en la zona verda definida per l'*Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español*, aquest ja ha tingut en compte prèviament les possibles afectacions a la fauna marina, així com a la ruta dels pescadors. Per aquest motiu s'ha desestimat enfocar l'estudi ambiental en aquesta direcció, ja que l'administració ho ha fet prèviament per poder publicar les zones aptes, aptes amb condicionants, o no aptes que apareixen en l'*Atlas Eólico de España*.

8.1. Tonelades de CO₂ evitades

Segons els càlculs realitzats anteriorment, la energia promig anual que produiria el parc eòlic seria de 111.768 MWh. Sabent per Endesa [16] que el consum per llar s'aproxima a 5.000 kWh (A l'estat Espanyol l'energia elèctrica consumida pel sector domèstic va ser de 120,6 TWh, i el nombre de llars segons el Institut Nacional de Estadística era de 24.495.844 llars al 2007, fent d'aquesta manera un consum promig de 4.923 kWh per llar. Tot i que el INE no presenta estadístiques més recents es creu que com a causa de la crisi immobiliària l'augment de construcció de pisos ha estat poc significativa en el període dels darrers 2 anys). Resulta que aquest parc podria alimentar un total de 22.354 llars. Tota aquesta energia està exempta de CO₂, en canvi si aquesta mateixa energia es produís amb l'actual mix energètic, al incloure en aquest tecnologies no renovables com ara els cicles combinats de gas o les centrals de carbó, cada MWh produït tindria associada una certa quantitat de CO₂. A continuació es plantegen dos escenaris: un on es tindrà en compte el CO₂ emès per produir 1 MWh amb l'actual mix energètic, i l'altre on es determinarà el CO₂ emès per produir 1 MWh mitjançant la tecnologia del cicle combinat de gas.

S'ha triat entre totes les tecnologies la del cicle combinat de gas natural, perquè és la que ha experimentat un major creixement en els últims anys. I és l'encarregada de satisfer la demanda en hores puntes ja que permet una gran flexibilitat d'ús.



8.1.1. Tonalades de CO₂ evitades comparat amb el mix energètic espanyol

El “Libro de la Energía en España 2008” del IDAE [17], diu que l'any 2008 es van produir un total de 316.850 GWh bruts, associats a un total de 99.022 ktCO₂. Fent un rati de 313 tCO₂/GWh

$$111.768MWh * \frac{1GWh}{1000MWh} * \frac{313tCO_2}{1GWh} = 34.983tCO_2$$

La construcció del parc eòlic permetria un estalvi de 34.983 tCO₂ per any si s'agafa com a referència el mix energètic actual.

8.1.2. Tonalades de CO₂ evitades comparat amb el cicle combinat de gas

Segons Endesa, als cicles combinats de l'estat espanyol, se'ls hi pot associar un rati 391 tCO₂/GWh. De manera que en el present cas, si s'apliquen els factors de conversió corresponents, surt un estalvi de 44.037 tCO₂.

$$111.768MWh * \frac{1GWh}{1000MWh} * \frac{391tCO_2}{1GWh} = 43.701tCO_2$$

En aquest cas l'estalvi seria superior al del cas anterior, ja que totes les energies renovables com la Nuclear no tenen emissions de CO₂ associades.

8.1.3. Anàlisi dels resultats

A la vista dels resultats, s'ha de dir que encara que s'agafi l'escenari del mix energètic actual (dades 2008), la reducció de CO₂ es força notable en termes absoluts, ja que s'està parlant d'una reducció de com a mínim 34.983 t CO₂. Però comparat amb el conjunt de tot l'estat espanyol, aquesta dada representaria el 0,035% del total de CO₂ que emet el mix energètic.

Per altra banda, si es comparés amb un vehicle que consumís per ciutat 6l/100 km i realitzés 15000 km anuals [18], sortiria que aquest estalvi de CO₂ equivaldria a 18.349 vehicles.

S'ha de dir que s'ha preferit realitzar els càlculs amb les dades proporcionades per fonts contrastades d'informació, com les de Endesa o les del IDAE ja que es creu que són les més fidedignes, ja que qualsevol altre supòsit seria una aproximació d'aquests resultats.



8.2. Estudi del soroll provocat pels aerogeneradors

En aquest apartat el que es pretén és estudiar l'impacte sonor que provocaria a les llars més properes el soroll dels aerogeneradors. Per determinar el soroll, es farà servir l'escala dels decibels (dB) amb la idea de poder-lo quantificar. A continuació s'adjunta una taula per tenir com a referència situacions més o menys conegudes.

Nivell de so	Llindar d'audibilitat	Xiuxiueig	Conversació	Tràfic Urbà	Concert de rock	Reactor a 10 metres de distància
dB	0	30	60	90	120	150

[Taula. 8.1.] Relació entre sorolls reconeixibles i l'escala de dB

D'acord amb els estàndards internacionals, el fabricant Vestas especifica els nivells teòrics de decibels per emissions sonores. En el cas del model V112-3.0 de Vestas, el fabricant dóna un valor de 106,5 dB (Annex B.2.1) a 10 metres d'alçada sobre el nivell del terra. Aquest es el màxim soroll que segons el fabricant pot assolir l'aerogenerador escollit.

La legislació danesa, considera que a distàncies superiors a 300 metres, el nivell del soroll teòric dels aerogeneradors hauria de ser inferior als 45 dB, ja que el nivell de soroll, en les àrees amb concentració de varies cases no pot superar els 40 dB. Tot i que cada país té legislació específica, en aquest projecte s'ha decidit no superar el llindar proposat per la legislació danesa, per tant no es voldran superar els 40 dB a la línia de la costa. Només la remor provinent de les fulles dels arbres o dels ocells ja suposen uns 30 dB, i per poder executar les mesures de soroll, aquest ha de ser de com a mínim de 10 dB superiors a l'ambient, per tant, el llindar de 40 dB té força sentit.

La legislació catalana segons el decret 176/2009, limita el soroll en les zones de sensibilitat acústica alta a 50 dB, per aquest motiu s'ha preferit agafar la legislació danesa ja que és més restrictiva.

En el cas particular del present projecte, les llars més properes al parc serien les que estan ubicades a la Punta Grossa, a la platja del Miracle i a la Savinosa. Aquestes, al estar força properes al port i a la ciutat, es creu que molt probablement el soroll base que tenen pot ser superior als 30 dB. De fet l'Informe de Sostenibilitat Ambiental i Avaluació de Propostes del PDM [19], esmenta que 2 hospitals del camp de Tarragona i 30 col·legis experimenten nivells superiors a 55dB, fet que dóna més arguments per creure amb la hipòtesi exposada anteriorment.

Per a la realització dels càlculs, s'utilitzarà el programari d'us públic de la "Danish Wind Industry Association" [20]. Aquest programari estableix que per a distàncies superiors a



1000 metres el soroll provocat per un aerogenerador modern es barreja amb el de l'ambient.

En el cas del present projecte, s'ha estudiat el soroll dels 5 aerogeneradors més propers a la costa. Per a aquests, al estar situats aproximadament a uns 1500 metres de la costa, el programari estableix un soroll inferior al de l'ambient. De manera que el que s'ha fet ha estat simular que aquests 5 aerogeneradors (que emeten un soroll de 106,5 dB segons dades del fabricant), es trobin a 1000 metres de la costa (encara que realment estan a 1500). Per veure si realment és certa aquesta disminució del soroll.

	Turbina fuente dB(A)	Distancia m	Nivel de sonido resultante en dB (A)	Potencia sonora W/m ²
1	106.5	1000	35.508	0.0000000036
2	106.5	1000	35.508	0.0000000036
3	106.5	1000	35.508	0.0000000036
4	106.5	1000	35.508	0.0000000036
5	106.5	1000	35.508	0.0000000036
6	106.5			
7	106.5			
8	106.5			
9	106.5			
10	106.5			
Total			42.498	0.0000000178

=

Com s'observa, el soroll total no supera els 42,5 dB. Considerant que aquesta dada es a 1.000m. dels molins en comptes de a 1.500 (que és la distància real que els separa de la costa) fa que de ben segur el soroll provinent dels molins a la mateixa línia de la costa es barregi amb el soroll ambient, ja que aquest seria de menys de 40dB, valor llindar que estableix la legislació Danesa.

Fig. 8.1. Càlcul del soroll emès pels 5 molins més propers a la costa. Font: Danish Wind Industry Association

En resum, el soroll provocat pels molins de vent és pràcticament inapreciable pels habitants que tenen les seves llars a primera línia de la costa. La principal raó es que es troben a més de 1500 metres de la costa. A més s'ha de pensar que segons la distribució de direccions dels vents, només un 31,9 % del total del vent bufa en direcció a la costa (Annexa E.2), fet que radica que el 68,1% del temps el vent bufi en una direcció que se'n du el soroll del aerogenerador cap a dins del mar.



9. Evacuació de la producció d'energia

L'objectiu del present projecte, tal i com indica el títol, és analitzar la viabilitat d'instal·lar un parc eòlic marí a costes espanyoles, més concretament en les catalanes. A partir d'aquí es creu convenient esmentar, encara que segurament no sigui la part més determinant, com es realitzarà l'evacuació de l'energia generada del parc. La gran majoria de parcs eòlics terrestres tenen un centre de transformació molt proper al parc per tal de poder elevar la tensió i disminuir d'aquesta manera les pèrdues per efecte Joule.

En els parcs eòlics marins apareix una altra variable, i és el gran cost que suposa la construcció d'un centre de transformació marí, de manera que s'ha d'estudiar detingudament quina opció és més barata, si construir un centre de transformació marí, el qual estarà molt proper als molins i disminuirà considerablement les pèrdues, o si per contra es prefereix transportar aquesta energia a través de cables i construir el centre de transformació en terra ferma, augmentant d'aquesta manera les pèrdues per efecte Joule però per contrapartida disminuint el gran cost que suposa fer un centre de transformació marí.

Segons el fabricant, cada aerogenerador pot realitzar la evacuació a 30.000 Volts (Annex B.2.4), el qual ja es un potencial força elevat, de manera que es podria pensar que per evitar el gran sobrecost que suposaria la construcció d'un centre de transformació marí, i degut a la poca distància que hi ha entre el parc i la costa (s'ha de pensar que l'aerogenerador més llunyà a la costa es troba a una distància d'uns 3,5 km), es pogués realitzar l'evacuació del parc amb 4 cables, on cadascun portaria l'energia evacuada per 5 aerogeneradors (15 MW), excepte un d'ells que portaria només la de 4 (12 MW). Així es podria evitar la construcció del centre de transformació marí.

Es creu que s'hauria de realitzar un estudi més detallat del sistema d'evacuació de la producció d'energia elèctrica, ja que aquest queda fora de l'abast del present projecte. Tot i així el cost que suposaria aquesta evacuació s'ha contemplat en l'estudi financer, per fer-ho s'han agafat les dades proposades per l'escenari Rodsand II i per la EWEA (Taula 6.1) i s'han aplicat al cas present.





10. Anàlisi financer

L'objectiu d'aquest apartat és determinar si el projecte és viable financerament parlant, i per tant es donarà resposta a la principal pregunta que ha dut a la realització del projecte, i és si resulta viable la instal·lació d'un parc eòlic marí a costes catalanes. Per fer-ho es calcularà el Valor Actualitzat Net (VAN) de la inversió i la Taxa Interna de Retorn (TIR), per a cadascun dels escenaris triats anteriorment en quant a costos (Rodasnd II o el de EWEA). S'ha de destacar que tot i que anteriorment ja s'ha fet un primer esbós dels costos principals per poder determinar quina era la millor zona per poder ubicar els aerogeneradors, el que es farà a continuació és completar aquest anàlisi de forma més acurada i a diferència d'abans es donarà la rendibilitat de tot el projecte i es comentaran de forma raonada alguns valors establerts, com poden ser l'IPC o la taxa per realitzar el VAN.

Per altra banda es determinaran les pèrdues financeres associades al factor estela, comparant la rendibilitat que s'obtidria considerant o no el factor estela, veient així el comportament exacte dels costos d'inversió en modificar les principals variables (velocitat del vent a una alçada de boixa de 84 metres, profunditat del nivell del mar i distància de la costa) que determinaran si el parc eòlic offshore és viable o no.

10.1. Determinació de paràmetres

Primerament s'ha de dir que la taxa emprada per a la realització de l'anàlisi financer es d'una $k=6\%$. El motiu d'això és que aquests projectes s'amortitzen a 20 anys, ja que els aerogeneradors estan sotmesos a condicions climatològiques adverses i es creu que és prudent agafar un temps de vida útil igual a 20 anys. De manera que si es té en compte que els "bonos del estado" a 15 anys es troben a un $4,65\%$ a data de 10 de febrer de 2010 [21], es creu que perquè la inversió sigui segura, es coherent agafar la rendibilitat que donen els "bonos del estado" i sumar-li un punt i mig, on això aproximadament dóna el 6% seleccionat.

Respecte a l'IPC, com que l'estudi és a 20 anys, el que s'ha fet és buscar al "Instituto Nacional de Estadística" (INE) [22], l'evolució de l'IPC en els últims 20 anys. Segons el INE en el període que va des del mes de gener de 1990 al mes de gener 2000, l'IPC va augmentar un $47,7\%$, i en el període comprés entre el gener del 2000 i el gener del 2010 va patir un augment d'un $32,4\%$. De manera que si es fes el promig dels darrers 20 anys aquest donaria un creixement del 4% anual.

Aquesta dada es creu que es molt elevada per l'actual situació de crisi que s'està vivint, a més, el fet de que Espanya, hagi entrat en la moneda única Europea, ja no li permetrà



devaluar la moneda com es feia anteriorment, de manera que entre la crisi que s'està vivint, que de ben segur limitarà en un futur el creixement de l'IPC, més el fet de que Espanya té com a moneda l'EURO, es creu que aquests factors són suficients per descartar un augment del 4% anual. Per tant, el que s'ha decidit, és agafar l'augment de l'IPC dels últims 10 anys, i extrapolar-lo al llarg de tota la vida útil dels aerogeneradors. Agafant d'aquesta manera un augment constant del 3,2%. Tot i així, es dubta de que realment es pugui produir aquest augment anual, però es prefereix sobrevalorar l'augment anual de l'IPC, ja que aquest té una influència directe en els costos de manteniment. Al sobrevalorar-lo, el que succeirà, es que si l'IPC no creix amb el ritme previst, això farà que els costos siguin inferiors als previstos inicialment, obtenint d'aquesta forma un major benefici.

10.2. Inversió a realitzar

Seguint el que s'ha fet en l'anàlisi de sensibilitat, es descarta l'escenari de la consultora Ernst&Young degut als alts costos que proposava, fora dels actuals preus dels parcs danesos. En base als dos escenaris triats (Rodsand II i EWEA), es determinarà la inversió a realitzar per a cada molí, al tenir la seva ubicació exacta gràcies al mapa cartogràfic del Atlas Eólico de Espanya, la profunditat associada a cada molí, i la distància a la costa. S'ha de recordar que aquest darrer factor, al estar tots els molins a una distància inferior als 10 km de la costa, no hi suposa cap sobrecost d'inversió. Fent d'aquesta manera que l'únic factor que faci augmentar la inversió sigui la profunditat.

Anàlogament a l'anàlisi de sensibilitat, els costos que proposen els dos escenaris seleccionats, es basen en la instal·lació d'un molí situat a menys de 10 km de la costa i a 10 metres de profunditat, el que s'anomenarà molí referència. Si es superen aquests condicionants (major profunditat o major distància a la costa), la European Environmental Agency ha establert un coeficients multiplicadors (Annex D.1) que indiquen l'augment d'inversió a realitzar segons aquestes dues variables.

Partint dels costos que havien proposat els dos escenaris (veure apartat 6.1) a continuació s'adjunten les inversions a realitzar per a cadascun dels molins, tenint en compte tots els condicionants exposats anteriorment i els dos escenaris seleccionats.

Les dades que es mostren a la taula 10.1 mostren com aquells molins que produeixen una major energia, són aquells que també necessiten una major inversió. Aquest fet és degut a que el vent és més fort i constant conforme s'augmenta la distància de la costa, però inevitablement la profunditat també augmenta tenint una implicació directa en l'augment de la inversió.



número de moli	profunditat (m)	Coefficient Multiplicador	Energia (MWh)	Inversió (€) Rodsand II	Inversió (€) EWEA
1	28	1,063	5.559	6.623.553	5.357.520
2	27	1,060	5.723	6.601.745	5.339.880
3	26	1,056	5.659	6.579.936	5.322.240
4	25	1,053	5.610	6.558.128	5.304.600
5	23	1,046	5.546	6.514.511	5.269.320
6	33	1,192	6.050	7.425.275	6.006.000
7	32	1,183	5.921	7.373.350	5.964.000
8	31	1,175	5.812	7.321.425	5.922.000
9	30	1,070	5.806	6.667.170	5.392.800
10	28	1,063	5.800	6.623.553	5.357.520
11	38	1,233	6.184	7.684.900	6.216.000
12	37	1,225	6.137	7.632.975	6.174.000
13	36	1,217	5.987	7.581.050	6.132.000
14	35	1,208	5.917	7.529.125	6.090.000
15	33	1,192	5.909	7.425.275	6.006.000
16	40	1,250	6.272	7.788.750	6.300.000
17	39	1,242	5.678	7.736.825	6.258.000
18	38	1,233	5.608	7.684.900	6.216.000
19	36	1,217	6.591	7.581.050	6.132.000
Total Inversió a realitzar				136.933.495	110.759.880

[Taula. 10.1.] Inversió a realitzar per molí i inversió total del parc segons els 2 escenaris.

La inversió total a realitzar estaria en una forquilla de entre 110 i 136 milions d'euros. Analitzant els resultats, es podria pensar que els costos associats a l'escenari de Rodsand II, al haver-se construït a Dinamarca, són més elevats degut a la diferència de preus bàsics com ara el combustible o la ma d'obra entre Dinamarca i l'estat espanyol. Aquest argument es creu que és completament vàlid, però s'ha decidit no descartar cap escenari ja que Dinamarca es el segon país amb potència offshore instal·lada a Europa, és a dir que té molta experiència comparada amb la resta dels països europeus en la instal·lació de parcs eòlics marins, i més si es compara amb l'estat Espanyol, el qual en aquests moments encara no té cap parc eòlic marí ni en fase de proves.



10.3. Costos d'operació i manteniment

L'estimació del cost d'operació i manteniment estimat per la "Windpower Monthly Special Report" es de de 34 €/MWh. Aquest cost es desglossa de la següent forma:

Servei de reparació de turbines	19 €/MWh
Xarxa elèctrica	5 €/MWh
Assegurances	4 €/MWh
Desmantellament	6 €/MWh
Total	34 €/MWh

[Taula. 10.2.] Repartiment del costos variables segons la Windpower Monthly.

S'ha de dir, que la elèctrica E.ON. segons la "Windpower Monthly Special Report", valora el cost del servei de reparacions de turbines en 16 €/MWh. La diferència podria venir perquè aquests valors estan agafats de parcs offshore determinats, i depenent de les dificultats d'accessibilitat, aquest valor pot oscil·lar. En el present projecte s'ha optat per agafar el valor de 19 €/MWh per anar sobre segur, que per altra banda ja era el que s'ha utilitzat en l'anàlisi de sensibilitat.

Finalment recordar, que per a la realització de l'anàlisi financer, l'augment del 3,2% del IPC anual, tindrà una repercussió directa en l'augment d'aquests costos variables.

10.4. Resultats de l'anàlisi financer

Un cop detallats tots les costos d'operació i manteniment, i la inversió necessària per a la instal·lació del parc, a continuació s'adjuntaran els resultats corresponents al VAN i al TIR pels dos escenaris plantejats. De fet es podria dir que aquest és l'apartat més important de tot el projecte, ja que determinarà la viabilitat del projecte, que és justament el que s'està intentant esbrinar. S'ha de dir que la retribució associada a la venda d'energia (havent inclòs la disminució de la venda d'energia per culpa del factor estela), s'ha fet de la mateixa forma que s'ha comentat a l'apartat 8.3, és a dir agafant la previsió de creixement del mercat



elèctric espanyol i combinant-la amb el límit superior que determina l'ordre ministerial ITC 3519/2009. A l'annex D.3 s'adjunta un exemple del càlcul.

	Rodsand II	EWEA
Inversió (€)	136.933.495	110.759.880
VAN (€)	7.033.940	33.207.554
TIR	6,6%	9,4%

[Taula. 10.3.] Resultats definitius de l'anàlisi financer contemplant el factor estela.

A la vista dels resultats, s'observa com en ambdós escenaris s'obtenen VAN's positius i rendibilitats superiors al 6%. De manera que es pot afirmar que és completament viable instal·lar un parc eòlic marí a costes catalanes.

Respecte als dos escenaris, es podria dir que l'escenari més optimista seria el de la "European Wind Energy Association" donant un benefici net de més de 30 milions d'euros, en canvi, en l'escenari on s'han agafat els costos d'inversió del parc Rodsand II que s'està construint actualment a Dinamarca, s'observa que els resultats no són tan bons .

Tot i així, aquests resultats són positius i optimistes, perquè inclús en el pitjor escenari, s'ha de dir que s'obté una rendibilitat més que acceptable (6,6%), sobretot si es té en compte l'actual situació econòmica, i que a l'hora de realitzar els càlculs sempre s'ha tendit a agafar aquelles dades més pessimistes econòmicament parlant, ja que els mateixos costos de Dinamarca s'han extrapolat als de l'estat espanyol, dotant així al càlcul d'un marge de seguretat econòmicament parlant.

Esmentar, que si els resultats pel parc de Tarragona no haguessin estat satisfactoris, s'hagués passat a l'estudi d'altres comunitats autònomes, ja que com ja s'ha comentat anteriorment, s'ha preferit inicialment centrar-se en les costes catalanes, ja que Catalunya és deficitària energèticament parlant i ni molt menys és capdavantera en potència eòlica instal·lada.

Finalment, s'ha de dir que durant l'elaboració d'aquest projecte, l'Institut de Recerca d'Energia de Catalunya (IREC), ha aprovat la instal·lació d'un parc eòlic marí anomenat Zèfir (notícia publicada al diari Avui a data de 12 de febrer de 2010 [7]), aquest s'ubicaria a costes Tarragonines, molt proper per tant a l'emplaçament seleccionat en aquest projecte, però es desconeix l'ubicació exacte, i constaria de 4 aerogeneradors ancorats al fons del mar, a una distància de 3,5 km (que segons el mapa cartogràfic del Atlas Eólico de



Espanya equivaldria a una profunditat aproximada d'uns 40 metres. Posteriorment es voldria desenvolupar una segona fase d'aquest projecte, ubicant 8 aerogeneradors flotants a 30 km de la costa. Tot plegat sumaria un màxim de 50 MW i la inversió prevista seria de 143 milions d'euros. La idea es construir un banc de proves per poder experimentar

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, permet modificar en un 20% el límit de 50 MW per un projecte particular i permet concessions especials per a parcs que tinguin com a finalitat la investigació, per aquest motiu el projecte plantejat per l'IREC no fa falta que arribi als 50 MW.

Tornant a les dades del projecte de l'IREC, s'ha de dir que aquestes remarquen la veracitat que se li ha intentat donar a aquest projecte, ja que l'IREC, amb tots els recursos que disposa, al final ha acabat optant per instal·lar un parc eòlic marí, en un emplaçament ubicat a la mateixa zona que l'escollida en aquest projecte. A més, estimen una inversió total de 143 milions d'euros per 50 MW, (2.860 €/kW), i en el present projecte, s'ha estimat una inversió, agafant l'escenari més pessimista de 136 milions d'euros (2.402 €/kW). Això fa pensar que l'estudi de costos d'inversió ha estat ben elaborat, ja que tot i que el rati de €/kW de l'IREC és superior al del present projecte, s'ha de dir que l'IREC inclourà més de la meitat de la potència instal·lada en aerogeneradors flotants, tecnologia que està completament en fase de proves i es troba en estat de recerca i desenvolupament, fent-los augmentar de forma més que considerable la inversió ha realitzar. Per tant es pot afirmar que els costos seleccionats en aquest projecte, a més d'intentar aproximar-se al màxim a la realitat, inclús s'han sobreestimat, ja que la diferència entre les inversions dels dos projectes hauria de ser molt superior, ja que encara que en aquest projecte s'hagin instal·lat 57MW (7MW més que en l'IREC), com ja s'ha esmentat, el fet d'instal·lar aerogeneradors flotants dispara la inversió a realitzar. En resum, els beneficis a obtenir estimats en el projecte, encara podrien ser majors. A més amb aquestes dades, s'observa també com la elecció de desestimar l'escenari proposat per Ernst&Young ha estat un encert, ja que s'haguessin estat utilitzant costos molt superiors als de l'actualitat.



11. Tramitació de la sol·licitud d'instal·lació del parc

En el present apartat, tot i que s'aprofundirà en un tema que no es determinant en l'estudi de viabilitat del parc eòlic proposat, si que es pensa que es important que hom tingui en compte tota la burocràcia existent per instal·lar un parc eòlic marí, i els grans períodes de temps que transcorren entre que es presenta la sol·licitació per instal·lar un parc offshore i fins que realment aquest s'ha instal·lat.

El dia 15 d'octubre del 2009, es va realitzar a Madrid el "III encuentro especializado de Parques Eólicos Marinos", d'aquest esdeveniment, el senyor Santiago Caravantes Moreno membre del "Ministerio de Industria, Turismo y Comercio", va presentar sota el títol "Procedimineto en concurrencia para la reserva de zona de instalaciones eólicas marinas" unes dades força interessants referents a la tramitació administrativa.

Aquestes dades, mostren que si el 1r semestre de 2009, hi hagués hagut un sol·licitant que hagués volgut instal·lar un parc eòlic marí, s'hauria d'haver esperat 4 mesos per presentar varis documents previs, així com l'estudi estratègic ambiental i la caracterització del àrea. Posteriorment hauria d'esperar 8 mesos més, per al procediment de concurrència (2009-2010). Seguidament s'obriria un període de 24 mesos per a la reserva de la zona (2010-2012). A continuació transcorrerien 24 mesos més, perquè rebés la concessió i per tant l'autorització administrativa (2012-2014), i finalment transcorrerien 24 mesos més entre l'aprovació del projecte, l'execució d'aquest i la posada en funcionament (2014-2016). De manera que tot el tràmit duraria pràcticament 7 anys.

Tot i que aquesta tramitació, com s'ha comentat al inici d'aquest apartat no té una implicació directa en determinar la viabilitat del projecte, el que si que s'ha de dir es que pot condicionar alguns factors, ja que quan s'espera per al procés de concurrència, el primer sol·licitant, ja ha d'haver realitzat l'estudi financer, per veure si algun altre sol·licitant presenta una oferta més rebaixada que la prima proposada pel 1r sol·licitant. De manera que 6 anys abans de la posada en funcionament del parc, ja s'ha d'haver realitzat l'estudi financer a través de projeccions de preus que començarien a 6 anys vista. Fet que pot provocar errors considerables en la estimació dels beneficis. Ja que no es el mateix realitzar una previsió de preus a 20 anys partint d'un valor conegut, que a partir d'un valor estimat al cap de 6 anys. On realment aleshores s'està fent una previsió a 26 anys vista amb els riscos associats que comporta.





12. Costos dels recursos humans

A causa de la gran inversió a realitzar per a la construcció del parc eòlic, s'ha cregut convenient separar la inversió a realitzar conseqüència dels costos implícits al parc, dels costos dels honoraris per retribuir les hores de feina associades a l'anàlisi de viabilitat que es presenta, ja que són pressupostos d'una diferència enorme.

S'ha decidit només comptabilitzar els costos associats als recursos humans i no comptabilitzar les despeses d'infraestructura (telecomunicacions i electricitat) o les de material, ja que se suposa que la realització de l'estudi de viabilitat del present projecte es du a terme dins d'algun edifici de l'empresa constructora i els costos van a càrrec d'aquesta. Es suposa també que l'augment del cost provocat pels usuaris en quant a l'ús dels ordenadors, de paper o de telèfon és insignificant comparat amb el cost total que paga l'empresa per tots els treballadors de l'edifici. En canvi, al poder-se subcontractar el recurs humà, a alguna empresa per a la realització de l'estudi de viabilitat (considerant que el treballador realitzés la seva tasca dins de l'edifici de l'empresa que formalitza el contracte), fa pensar que és interessant determinar el cost associat al recurs humà.

Per a comptabilitzar els costos dels recursos humans utilitzats, s'ha dividit el projecte en diferents fases i s'ha determinat el tipus de treballador que les realitza i el seu cost horari. La següent taula recull aquestes dades:

Concepte	Tipus de treballador	Cost horari [€/h]	Hores [h]	Cost total [€]
Determinació dels objectius	Enginyer Júnior	20	5	100
Recerca de documentació sobre tecnologia eòlica	Enginyer Júnior	20	10	200
Anàlisi de la normativa d'aplicació	Enginyer Júnior	20	15	300
Elecció de l'emplaçament	Enginyer Júnior	20	100	2.000
Anàlisi de sensibilitat	Enginyer Júnior	20	130	2.600
Ubicació dels aerogeneradors	Enginyer Júnior	20	45	900
Tractament de les dades i Interpretació dels resultats (financers i medioambientals)	Enginyer Júnior	20	210	4.200
Redacció de la memòria i Annex	Administratiu	10	130	1.300
Revisió	Enginyer Sènior	50	25	1.250
COST TOTAL RECURSOS HUMANS				12.850

[Taula. 12.1.] Distribució dels costos i hores dels recursos humans.



Una vegada s'han definit els costos associats als recursos humans, es procedirà a quantificar l'import total d'aquest pressupost, ja que s'han d'afegir els costos vinculats a la Seguretat Social i els honoraris per a la realització del projecte. Al no contabilitzar ni despeses de materials ni de llum s'ha omès l'IVA ja que per seguir la coherència, s'ha suposat que l'empresa constructora subcontracta a una empresa l'estudi del anàlisi de viabilitat d'instal·lar un parc eòlic marí.

Concepte	Import total [€]
Costos recursos humans	12.850
Costos Seguretat Social (35%)	4498
Costos RRHH i Seguretat Social	17.348
Honoraris (7%)	1214
Total pressupost RRHH	18.562

[Taula. 12.2.] Cost total associat als recursos humans.

Com s'havia comentat anteriorment, el pressupost de RRHH suposa un 0,017% del pressupost d'instal·lació del parc en l'escenari més favorable (EWEA). Per tant es considera raonable la separació dels dos pressupostos com ja s'havia indicat anteriorment.



Conclusions

Un cop realitzats tots els anàlisis del projecte, es poden extreure varies conclusions, la principal conclusió, dona resposta a la pregunta del present projecte, i es que es pot afirmar que la construcció d'un parc eòlic marí a costes espanyoles es completament viable dins d'uns certs condicionants, que s'explicaran a continuació.

Inicialment s'ha de dir, que la tecnologia eòlica marina està encara en fase de maduració, ja que així com a profunditats inferiors a 30 metres es pot considerar que la tecnologia ja assolit el seu grau de maduresa, per a profunditats superiors a 30 metres, i sobretot al superar el llindar dels 40 metres la tecnologia requerida per a realitzar les fundacions es troba en fase de Recerca i Desenvolupament. Limitant d'aquesta manera l'extensió del parc i la ubicació d'aquest.

Precisament la limitació tecnològica esmentada en el paràgraf anterior, juntament amb la complexa orografia que presenta el mar mediterrani (assolint en certs llocs profunditats superiors a 40 metres a menys de 2 quilòmetres de la costa) han estat els principals causants en la elecció de l'emplaçament. Els anàlisis realitzats mostren que la zona idònia per instal·lar un parc offshore seria la del cap de creus, ja que es podrien arribar a obtenir més de 4.000 hores d'utilització, però la profunditat del nivell del mar en la zona apte per a la instal·lació d'un parc eòlic establida pel "Ministerio de Medio Ambiente, Rural y Marino" supera amb escreix el llindar dels 40 metres, arribant a profunditats de més de 80 metres. Fent així inviable la instal·lació del parc en aquesta zona, i en totes les altres que s'han proposat en el present projecte exceptuant la de Tarragona.

De manera, que una de les principals conclusions es que la tecnologia actual no ha permès instal·lar el parc a l'emplaçament desitjat, es més, l'únic lloc viable per a instal·lar-lo en tot Catalunya ha estat a costes Tarragonines, ja que la protecció establerta pel "Ministerio de Medio Ambiente, Rural y Marino" a primera línia de la costa fa que casi totes els zones aptes (zona verda) per a instal·lar aerogeneradors es trobin situades a zones on la profunditat supera els 40 metres. Per tant, la tecnologia al haver limitat tant a l'hora de seleccionar l'emplaçament, ha fet que aquest desafortunadament tingui un recurs eòlic baix. Obtenint unes 2000 hores d'utilització en el conjunt del parc.

Una altre conclusió, es que en l'actualitat, quan els professionals del sector pensen en un parc offshore, s'imaginen un parc de 150 o 200 MW (ja que són els que s'estan construint actualment en els països nòrdics). Equivalents a un 15 o un 20% d'una nuclear i en una zona no visible per l'home, provocant un impacte visual nul. S'ha de dir que aquest concepte a l'estat Espanyol no es pot aplicar, ja que la profunditat del mar limita la etxensió



viable per a la instal·lació d'aerogeneradors fent que el parc s'hagi d'instal·lar el màxim proper a la costa que sigui possible ja que ràpidament es supera el llindar dels 40 metres de profunditat. En canvi, l'horografia del mar dels països nòrdics es molt més suau permetent aquests parcs de 150 o 200MW. De manera que per poder realitzar grans parcs offshore a l'estat Espanyol s'hauria de potenciar la tecnologia flotant, i això provocaria un salt definitiu per al desenvolupament d'aquesta tecnologia en la horografia catalana, ja que aleshores es podrien construir parcs a varis quilòmetres dins del mar, amb tants aerogeneradors com recursos econòmics es tinguessin, i es podrien aprofitar les zones d'alt recurs eòlic com l'àrea del cap de creus.

Finalment, després de tots els anàlisis, i esmentades les conclusions referents a la tria de l'emplaçament, s'ha de dir que el parc proposat es de 57 MW, i els ratis financers (incloent la disminució de producció d'energia per culpa del factor estela) estarien en una Taxa Interna de Retorn entre 6,6% i el 9,4%, un payback entre 10 i 12 anys, amb una inversió entre 111 i 137 milions d'eros. El Valor Actualitzat Net estria entre 7 i 33 milions d'euros a 20 anys vista. Podent afirmar d'aquesta manera, que es completament viable la instal·lació del parc eòlic marí.



Agraïments

La realització del present projecte hauria estat impossible sense la col·laboració de certes persones, que en tot moment m'han orientat. Justament pel interès mostrat voldria agrair:

A Marcos Fusté, que gràcies a la seva carrera professional dins del sector eòlic, ha donat al present projecte un caire molt realista. Els seus coneixements han estat imprescindibles per a l'elaboració d'aquest.

A Carme Pretel per les seves propostions en la realització del projecte, així com pel lliurament de documents i eines necessàries per a la realització d'aquest.

Als membres del departament de Regulació de Endesa a Catalunya, per resoldre diversos dubtes sorgits arrel de la comprensió del mercat elèctric Espanyol.

Finalment agraeixo a totes les persones que des d'una perspectiva no necessàriament professional han ajudat a la elaboració d'aquest projecte.





Bibliografia

Referències bibliogràfiques

- [1] DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION, *Wind Energy*.
[<http://www.talentfactory.dk/es/tour/wres/index.htm>, juny de 2003]
- [2] EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION, *Oceans of Oportunity. The offshore wind power market of the future*. p. 12-15. Setembre de 2009.
- [3] THE EUROPEAN OFFSHORE WIND INDUSTRY. *Key Trends and Statistics 2009*.
- [4] RE POWER SYSTEMS. *Turbines & Services Rainer Mohr–VP Sales Offshore*. p.13 (6M Target Introduction Timeline). Juny de 2009.
- [5] CARBON TRUST. *Offshore wind power: big challenge, big opportunity. Maximising the environmental, economic and security benefits*. Octubre de 2008.
- [6] STATOILHIDRO, *Hywind*. [www.statoilhydro.com, octubre de 2009].
- [7] DIARI AVUI, +ciència. *Catalunya busca el vent dins del mar*. p.24 data 12/02/2010.
- [8] MINISTERIO INDUSTRIA TURISMO Y COMERCIO. *Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos. 20 d'abril del 2009*.
- [9] INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA. *Atlas Eólico de España*. [<http://atlaseolico.idae.es>, Aplicatiu de consulta de dades].
- [10] BRITISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION. *UK offshore Wind: Moving up a gear*. Hivern de 2007 [www.bwea.com].
- [11] WIND POWER MONTHLY. *Special Report Europe Offshore. Industry and governments navigate brave new waters*. Setembre de 2009.
- [12] MINISTERIO INDUSTRIA TURISMO Y COMERCIO. *Precios Carburantes y Combustibles datos de enero de 2010*. [www.mityc.es].
- [13] EUROSTAT [<http://epp.eurostat.ec.europa.eu>, Taules estadístiques]



- [14] EUROPEAN ENVIRONMENTAL AGENCY. *Europes onshore and offshore wind energy potential*. 8 de juny de 2009 [<http://www.eea.europa.eu/publications/europes-onshore-and-offshore-wind-energy-potential>].
- [15] EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION *The wind farm model*.
- [16] ENDESA *Prespectiva de la tarifa eléctrica* [presentació realitzada al Col·legi Oficial d'Enginyers Industrials de Catalunya el 2 de febrer de 2010].
- [17] INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA. *Libro de la Energía en España 2008*
- [18] DIRECCIÓN GENERAL DE TRÁFICO [www.dgt.es]
- [19] PLA DIRECTOR DE MOBILITAT DEL CAMP DE TARRAGONA. *Informe de Sostenibilitat Ambiental i Avaluació de Propostes del PDM*. P.45.
- [20] DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION, *Cálculo del sonido en aerogeneradores*. [<http://www.talentfactory.dk/es/tour/env/db/db2calc.htm>]
- [21] MINISTERIO DE ECONOMÍA Y HACIENDA, *Tesoro Público* 18 de febrer de 2010. [http://www.tesoro.es/sp/deuda/noticias/2010_02_18.asp]
- [22] INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA (consulta de dades del IPC) [<http://www.ine.es/varipc/index.do>]

Bibliografia complementària

Ordre ITC/3801/2008, del 26 de desembre, pel que es revisen les tarifes elèctriques a partir de l'1 de gener de 2009.

Decret 176/2009, de 10 de novembre, pel qual s'aprova el reglament de la llei 16/2002, de 28 de juny, de protecció contra la contaminació acústica.

COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA *Energía Eólica: Situación actual y perspectivas*.

VESTAS *General Specification V112-3.0MW IEC IIA*. [Dades tècniques del fabricant]

IEC 61400-1 Ed.2 1999 en la que s'estableix la classe d'aerogenerador segons el recurs eòlic.



GOBIERNO DE CANTABRIA *El Desarrollo de la Energía Eólica Marina sobre plataformas flotantes.*

IBERDROLA RENOVABLES *Energía Eólica Marina. Factores clave para su desarrollo*
Madrid Octubre de 2009.

CAPITALENERGY *Retos en la construcción y explotación de parques eólicos marinos*
[Descripció de tota la cadena logística associada a la construcció d'un parc eòlic marí].

ENHER *Atlas Eòlic de Catalunya (Gener 87 – Març 88)* [Recopilatori de dades eòliques de les diferents torres de mesura que hi ha a Catalunya].

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA *Mapa Transporte Ibérico 2009*

MINISTERIO INDUSTRIA TURISMO Y COMERCIO. *Planificación de los sectores de Electricidad y Gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte.* P.124

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. *El Sistema Eléctrico Español 08 (Situación de las principales centrales eléctricas).* P. 107.

www.repower.de (extracció de les característiques tècniques del model REpower-5M)

SIEMENS WIND POWER *SWT-3.6-107 Standard Power Curve Rev 1* (extracció de les característiques tècniques del model de Siemens SWT-3.6-107).

