# 洋上風力の調達価格に係る研究会 取りまとめ報告書 参考資料

#### 目次

- ▶ 洋上風力発電について
- > 洋上風力発電実証研究
- ▶ 洋上ウィンドファーム
- > 洋上風力発電の事業費の試算
- > 欧州の事例

#### 目次

- ▶ 洋上風力発電について
- > 洋上風力発電実証研究
- > 洋上ウィンドファーム
- > 洋上風力発電の事業費の試算
- > 欧州の事例



# 福岡県北九州市沖(2013年)

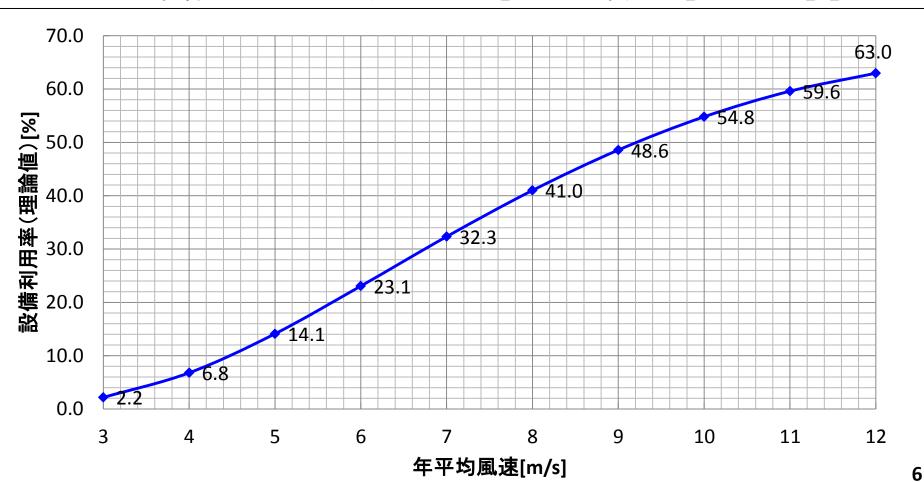


# デンマーク、バルチィク海(2010年)

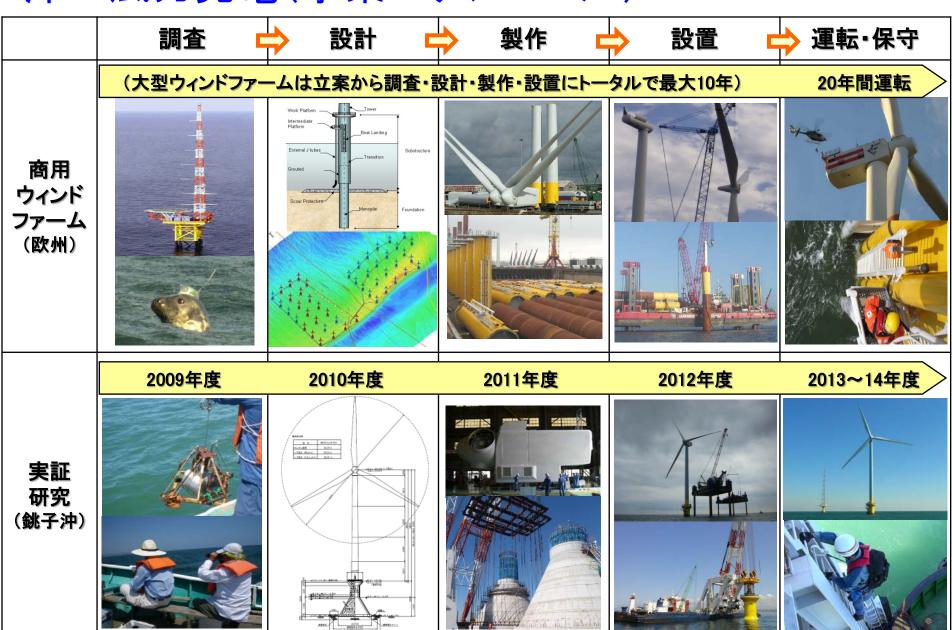


# 年平均風速と設備利用率の関係

- ▶ 設備利用率(理論値)から、ウェイク・所内率・稼働率等によるロスを経て、実際のウィンドファームの設備利用率がある
- ▶ 国内において、陸上は6m/sで20%、洋上は7m/sで30%が目安 (ウェイク:後流影響による出力低下、所内率:発電所内で消費する電力量:発電電力量)



# 洋上風力発電(事業スケジュール)



#### 洋上風力発電の日欧比較(水深対応)

- ▶ 水深に応じて異なる基礎構造
- 基礎構造の違いにより、風車出力、工法やコストが異なる

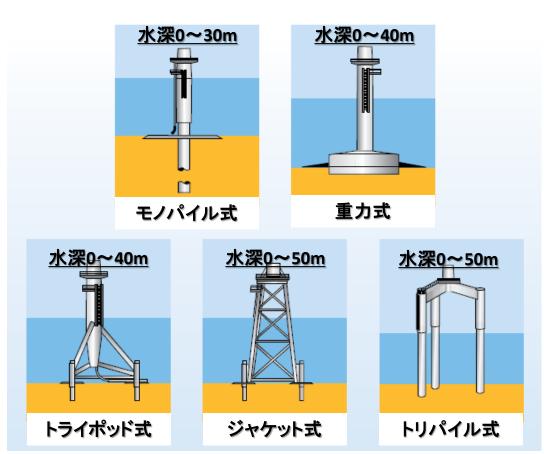
	モノパイル式	重力式	トライポッド式	トリパイル式	ジャケット式	浮体式
基礎構造	0-30m	0-40m	0-40m	0-50m	0-50m	>60m
海外事例	Greater Gabard (イギリス) 504MW=3.6MW×140 Egmond ann Zee (ノルウェー) 108MW=3MW×36	Nysted (デンマーク) 165.6MW=2.3MW×72 Thornton Bank (ベルギー) 30MW=5MW×6	Borkum West (ドイツ) 200MW=5MW×40	Bard offshore1 (ドイツ) 400MW=5MW×80	Beatrice (イギリス) 10MW=5MW×2	Hywind (ノルウェー) 2MW×1 Wind float (ポルトガル) 2MW×1
国内 事例	ウィンド・パワーかみす 30MW=2MW×15	<u>銚子沖(実証研究)</u> 2.4MW×1	_	_	北九州市沖(実証研 究) 2MW×1	福島沖(実証研究) 2MW×1 五島沖(実証研究) 2MW×1
特徴	・国内外で商用化	・大型風車に対応可・ドリル掘削不要	・大型風車に対応可 ・安定構造	<ul><li>・大型風車に対応可</li><li>・大水深に対応可</li><li>・モノパイル式と同じ工 法可</li></ul>	・大型風車に対応可 ・大水深に対応可 ・比較的軽重量	・大型風車に対応可 ・60m以上の大水深に 対応可能
課題	- 掘削が困難	・海底の整地が必要	・導入が複雑	・コスト高	・コスト高	・コスト高

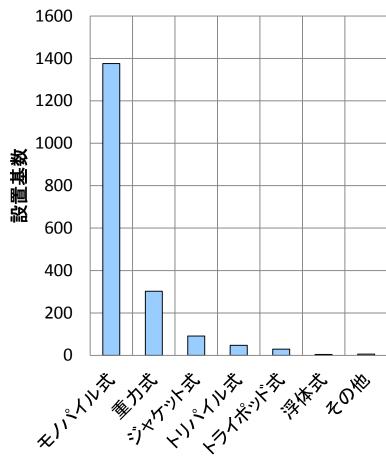
出典: CARBON TRUST(UK) "Offshore wind power: big challenge, big opportunity" (2008)

Ö

#### 洋上風力発電の導入実績(欧州)

- ► モノパイルが中心(水深~30m、風車出力:~3.6MW)
- ▶ 大型風車や大水深対応として、重力式やジャケット式等を適用





出典: EWEA "Deep Water" (2013)

2012年末における導入実績 (基礎比較)

#### 洋上風力発電の日欧比較(施工)

- ▶ 欧州では、港湾や専用船等が整備されており、重量・大型構造物の量産、効率的な運搬・施工が可能
- ▶ 日本は量産や効率的な施工の面で、欧州と比較し劣る





(左2枚)基礎の量産・効率的な運搬を行う欧州の事例、(右2枚)日本における基礎製作・運搬の事例





(左2枚)専用船や大型台船1隻で施工する欧州の施工事例、(右1枚)台船2隻で施工する日本の事例 $^{f 10}$ 

### 目次

- ▶ 洋上風力発電について
- > 洋上風力発電実証研究
- > 洋上ウィンドファーム
- > 洋上風力発電の事業費の試算
- > 欧州の事例

### 洋上風力発電実証研究(背景)

項目	日本海	太平洋	
海象の特徴・波浪の季節変化が大		・日本海に比べ波浪の季節変化は小	
	・吹送距離が短く、うねりは少ない	・吹送距離が長く、波の周期が長いうねりが多い	
異常波浪の要因	台風より <mark>低気圧</mark> (特に冬場)が支配的	夏場は台風、北日本では冬場は低気圧が支配的	
高波浪時の波と 風の相関	一般的に相関性が高い (波が高いときは風も強い)	一般的に相関性は低い (波が高くても、風が強くないときもある)	

- 〇日本海側と太平洋側では気象・海象条件が大きく異なる。
- 〇洋上風力発電を我が国で導入普及するためには、日本海側と太平洋側の両海域で技術実証し、その特性を把握すると共に、性能・信頼性に係る技術を確立する必要が有る。

#### 事業の概要

#### ○2008年度(FS調査)

実証試験候補海域において、FS調査を行い実証研究の実現可能性について評価を実施。

○2009~2016年度(洋上風況観測タワー・環境影響評価)

- ・洋上気象・海象の観測と予測
- ・洋上風況観測タワーの詳細設計、製作、設置、運転、保守
- 環境影響評価調査の実施

#### ○2010~2016年度(洋上風車)

- 洋上風車の詳細設計、製作、設置、運転、保守
- ・洋上風車の安全性・信頼性・経済性の検証



## 洋上風力発電実証研究(設備詳細)



26m)



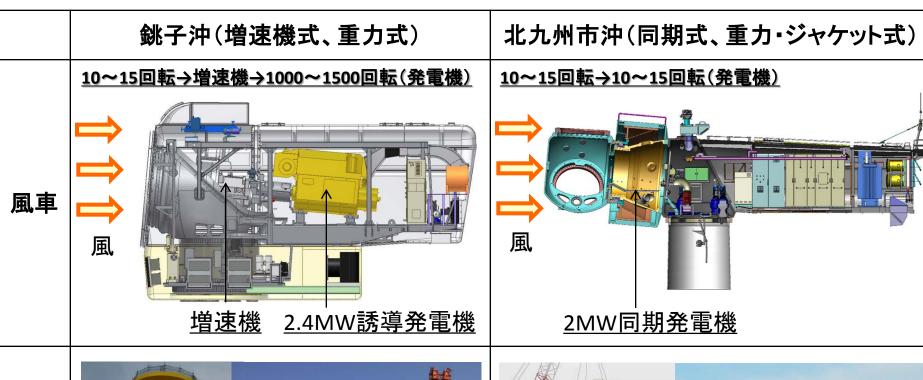
・ジャケット重力式基礎 約2,800t(プラットフォームまでの高さ約25m)3

	銚子沖	北九州市沖		
基本情報	・離岸距離 約3.1km、水深 約11.9m ・風車と観測タワー間距離 約285m ・海底ケーブル22kV、陸上ケーブル6.6kV(陸上変電所で降圧)	・離岸距離 約1.4km、水深 約14m ・風車と観測タワー間距離 約250m ・海底ケーブル6.6kV、陸上ケーブル6.6kV(陸上開閉所)		
洋上風車	・定格出力 2.4MW(三菱重工業製)、ナセル重量 約119t ・ローター直径 約92m、ブレード重量 約10t×3 ・ハブ高さ 約80m ・重力式基礎 約5,400t(プラットフォームまでの高さ約22m)	・定格出力2MW(日本製鋼所製)、ナセル重量 約125t ・ローター直径 約83m、ブレード重量 約6.5t×3 ・ハブ高さ 約80m ・ジャケット・重力式基礎 約4,100t(プラットフォームまでの高さ約29m)		
洋上風況 観測タワー	・タワートップ 約100m ・三杯風速計 22箇所、矢羽風向計 23箇所 ・超音波風速計 3箇所、ライダー1基(高さ200mまで計測) ・重力式基礎 約3,500t(海面からプラットフォームまでの高さ約	・タワートップ 約85m ・三杯風速計 12箇所、矢羽風向計 9箇所 ・超音波風速計 4箇所、ライダー1基(高さ240mまで計測)		

# 洋上風力発電実証研究(外観)



## 洋上風力発電実証研究(風車・基礎)







(5400トン)

基礎を潜水させて運搬



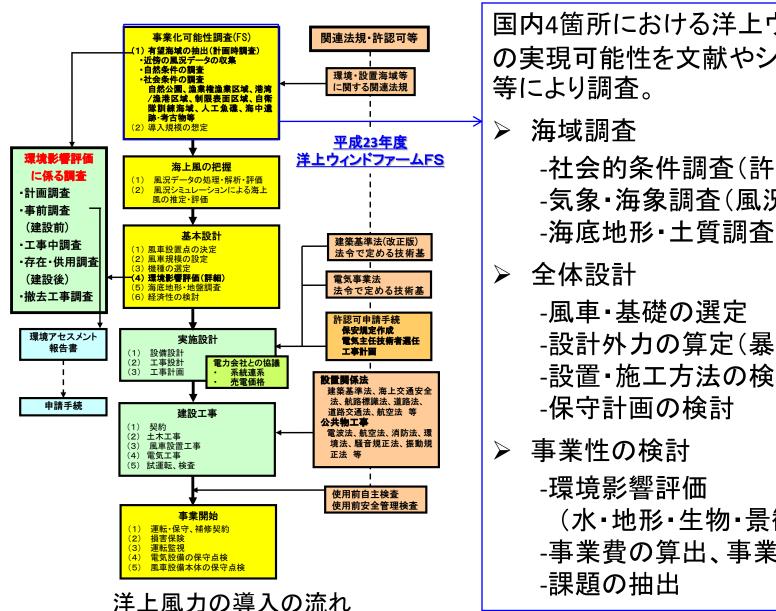
ジャケット部 (380トン)

重力部を潜水させて運搬 (重力部3720トン、計4100トン)

#### 目次

- ▶ 洋上風力発電について
- > 洋上風力発電実証研究
- ▶ 洋上ウィンドファーム
- > 洋上風力発電の事業費の試算
- > 欧州の事例

#### 洋上ウィンドファームの実現可能性調査(FS)



国内4箇所における洋上ウィンドファーム の実現可能性を文献やシミュレーション

- -社会的条件調査(許認可等)
- -気象・海象調査(風況、波・潮位)

- -設計外力の算定(暴風・地震含む)
- -設置・施工方法の検討

- (水•地形•生物•景観等)
- -事業費の算出、事業性の評価

#### 国内ポテンシャル(基礎別)

- ▶ 国内ポテンシャルを表層地質から試算(開発時は、ボーリング調査等が必要)
- ➤ モノパイル式は砂質で開発が可能
- ▶ 重力式は岩質で開発が可能
- ジャケット式は砂質、岩質、泥質で開発が可能

基礎構造	モノパイル式	重力式	ジャケット式
対応水深	200 1-100 200 1	7CDL-200 7CDL-200 7CDL-220 416,000 420,000  1882  1882  1882  1882	vc01 +110 vc01 +100 vc01 +200 vc01 +200
適用地盤	堆砂エリア(支持層が深く、軟弱な地盤) ・砂質	岩盤エリア(支持層が浅く堅固な地盤) ・岩質	堆砂エリア(支持層が深く、軟弱な地盤) ・砂質、泥質 ・岩質(重力・ジャケットのハイブリット式)
構造概要	大口径鋼管杭直径5.0m×1 根入深さ48m、鋼管杭600トン	ケーソン重量5,000トン 海底の整地	鋼管杭直径1.8m×4(水深に応じて8や12) 根入深さ35m、鋼管杭465トン
<b>国内事例</b> ウィンド・パワーかみす 30MW=2MW×15		銚子沖(実証研究) 2.4MW×1	北九州市沖(実証研究) 2MW×1※支持層が浅く、重力・ジャケットハ イブリット式を採用し、鋼管杭を使用しない <b>18</b>

#### 国内ポテンシャル(基礎別試算の前提条件)

#### <風況データ>

- ▶ 環境省「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」の成果物である洋上風力賦存量GISデータ
- ▶ 風況高度:80m(洋上)・2000年平均風速、解像度:100m

#### <水深・海底表層データ>

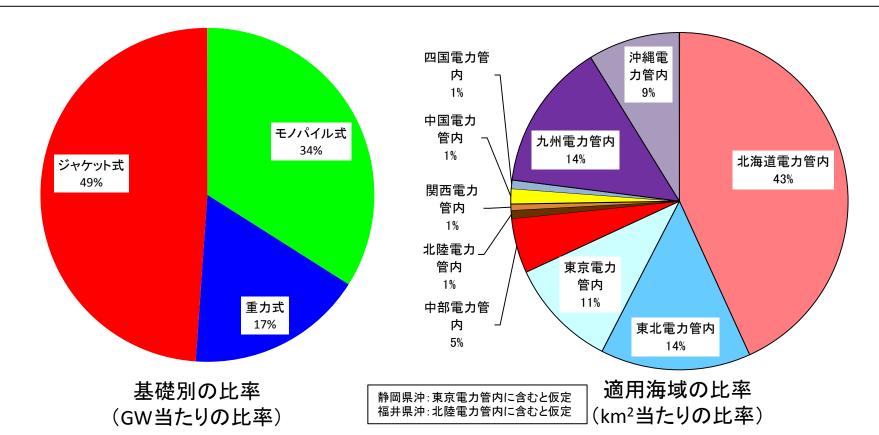
- ▶ 水深:日本水理協会が刊行する数値地図(等深線データシェープファイル (M7000))
- ▶ 最大傾斜角:日本水理協会が刊行する数値地図(等深線データシェープファイル(M7000))
- ▶ 表層地質:産業技術総合研究所が刊行する表層堆積図(200,000分の1レベル)及び全国漁業協同組合連合会が刊行した日本近海底質図

#### く注意点>

- ▶ ポテンシャルの試算において、開発率100%を前提としており、以下に示す物理的・社会的条件を加味していないため、開発に際しては、海底地質のボーリング調査や地元調整等が必要
- ▶ 物理的・社会的条件:海底地盤層、法規制区分(保全・保護区等)、系統連系、漁業権区域等

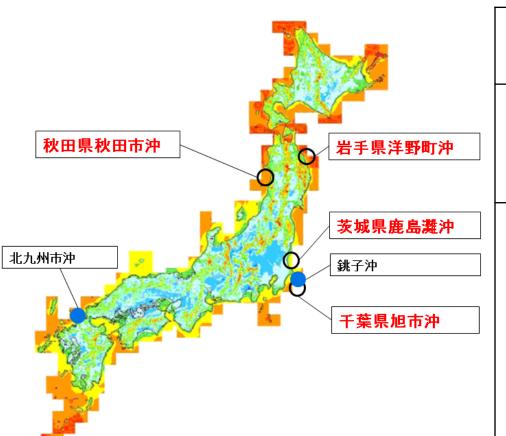
#### 国内ポテンシャル(基礎別)

- ▶ 物理的・社会的制約条件を考慮しない開発率100%を仮定した場合、年平均風速6.5m/s以上の洋上域にモノパイル式は102GW(2.4MW風車を想定)、重力式は51GW(5MW風車を想定)、ジャケット式は147GW(5MW風車を想定)の設置ポテンシャルを有する。
- ▶ 北海道電力、東北電力の管内以外に、東京電力(静岡県沖の全域を含む)、 中部電力、九州電力等の大消費地におけるポテンシャルも有している。



#### 平成23年度洋上ウィンドファームFS(洋上WFFS)

欧州において導入普及が進んでいる、<u>モノパイル式基礎</u>による洋上WFの実現可能性調査(FS)を国内4か所で実施 茨城県鹿島灘沖2MW×15基、秋田県秋田市沖2MW×20基 岩手県洋野沖2MW×41基、千葉県旭市沖2MW×50基



	海域	年平均 風速 (m/s)	基数	発電容量 [MW]
実証	銚子沖 (千葉県)	7.4	1	2.4
研究	北九州沖 (福岡県)	6.9	1	2.0
	洋野町沖 (岩手県)	6.0-6.6	41	82
洋上WFFS	秋田市沖 (秋田県)	6.7	20	40
; FFS	鹿島灘沖 (茨城県)	7.0-7.2	15	30
	旭市沖 (千葉県)	6.4-6.7	50	100 <b>21</b>

#### 事業者ヒアリング

洋上風力発電の事業化を検討している事業者を対象に「洋上風力の調達価格に係る研究会」において事業者ヒアリングを実施。 なお、当該ヒアリングは、民間事業者等の情報を含むため、非公開で実施。

- ➤ 事業規模:数十~数百MW
- ▶ 洋上風車:定格出力3~7MW(数十基配列)
- ➤ 平均離岸距離: ~10km
- ▶ 平均水深: ~20m
- ▶ 基礎形式:モノパイル、重力、ジャケット式
- 検討状況:事前検討段階
- ▶ ヒアリング項目:資本費、運転保守費を踏まえた検討状況

### 目次

- ▶ 洋上風力発電について
- > 洋上風力発電実証研究
- > 洋上ウィンドファーム
- > 洋上風力発電の事業費の試算
- > 欧州の事例

## 洋上風力発電実における事業費の整理

陸上風力において一般的な費目に基づき、事業費用の整理を行う。 現時点において、資本費は実績額、運転維持費は、初年度の見込み 額を記載する。

大項目	中項目	小項目
	①調査費	Ⅰ海底地盤、Ⅱ環境、Ⅲ系統連系
	②設計費	Ⅰ 風車・基礎、Ⅱ ケーブル、Ⅲ電気設備
資本費	③設備費	I 風車、II 基礎、II 海底ケーブル、IV 陸上ケーブル、V 電気設備
	④工事費	I 風車、II 基礎、II 海底ケーブル、IV 陸上ケーブル、V 電気設備
運転維持費	①土地等賃借料 ②修繕費 ③人件費 ④保険料 ⑤固定資産税 ⑥その他等	

# 銚子沖実証研究の資本費と運転維持費

#### 資本費は実績額、運転維持費は初年の見込み額。

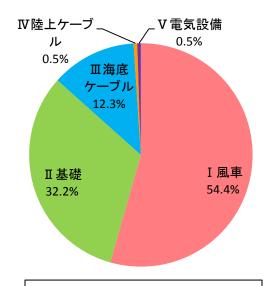
大項目		中項目	
	33.5億円 139.0万円/kW	①調査費	1.7億円 7.1万円/kW
資本費		②設計費	1.6億円 6.8万円/kW
※実績額 ※実績額		③設備費	10.8億円 44.8万円/kW
		④工事費	19.2億円 80.2万円/kW
運転維持費 ※初年の見込み額	0.9億円/年 3.7万円/kW/年	く仮定・前提> ・洋上風車1基を5人で維持管理 ・日検査は遠隔監視システムにより状態確認 ・月検査(台風通過後)は作業員により風車を現場確認 ・年検査は作業員及びダイバーによる風車基礎の現場確認 ・保険は風車(基礎除く)・ケーブル・電気設備に対し、財物及び賠償責任	

発電出力	2400kW	・約9か月の運転実績。その間、初期点検等によるない。
運転期間	2013年1月29日~10月17日	│ る停止時間を含む ・今後、好風況の冬場の実証研究を継続し、年 ■ 問題供利用変は2000を超るることを見るよい。
発電量(設備利用率)	4,474,306kWh(29.7%)	│ 間設備利用率は30%を超えることを見込む │・陸上は概ね設備利用率20%

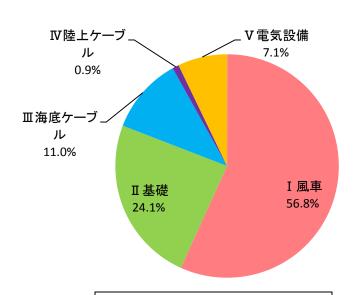
# 千葉県銚子沖における資本費(内訳)



資本費の構成比



④工事費の構成比



③設備費の構成比

# 北九州沖実証研究の資本費と運転維持費

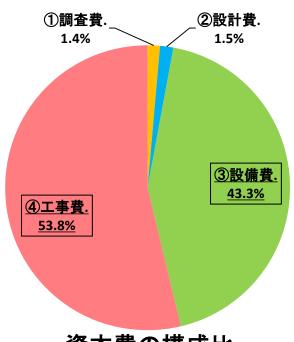
#### 資本費は実績額、運転維持費は初年の見込み額。

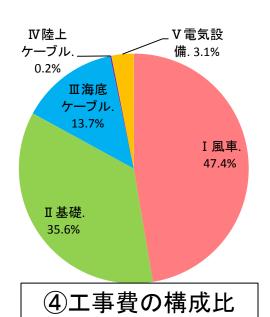
大項目		中項目	
	30. 4億円 153. 9万円/kW	①調査費	0.4億円 2.2万円/kW
資本費		②設計費	0.5億円 2.3万円/kW
<u>※実績額</u>		③設備費	13.2億円 66.7万円/kW
		④工事費	16.4億円 82.7万円/kW
運転維持費 ※初年の運転見込み額	1.2億円/年 6.2万円/kW/年	<仮定・前提> ・洋上風車1基を8人で維持管理 ・日検査は遠隔監視システムにより状態確認 ・月検査は作業員により風車を現場確認 ・半年検査は作業員及びダイバーによる風車基礎の現場確認 ・保険は風車(基礎除く)・ケーブル・電気設備に対し、財物及び賠償責任	

発電出力	1980kW	
運転期間	2013年6月24日~10月17日	
発電量(設備利用率)	1,053,720kWh(19.2%)	

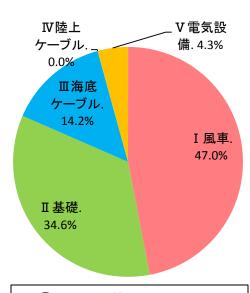
- ・約4か月の運転実績。その間、初期点検等による停止時間を含む
- · 今後、好風況の冬場の実証研究を継続し、年間設備利用率は30%を超えることを見込む
- ・陸上は概ね設備利用率20%

### 福岡県北九州沖における資本費(内訳)









③設備費の構成比

# 銚子沖洋上ウィンドファーム(試算)

#### 実証研究の施工実績を基に、銚子沖洋上ウィンドファームを試算

				[祝扱さ、端剱四括五人]
	項目	実証研究	洋上ウィンドファーム	
	タロ マロー・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	実績(一部見込み)	試算	備考
サイ	離岸距離	3.1km	3∼5km	•有義波高1.4m(平均波)
- ト 条 件	水深	11.9	10∼15m	・有義波周期7.5s(平均波) - ・底質・土質は露岩域(支持深度1-2m)
件	年平均風速	7.4r	m/s	心员"工员16路石场(又河床及1 2111)
	設備容量	2.4MW	120MW	 
設備	風車	2.4MW×1基	2.4MW×50基	・風車間隔は、風卓越方向に10D、 直交方向に3D程度確保
備	基礎	重力	力式	(ローター直径D=92m)
	洋上ケーブル	22kV	33kV	<ul><li>一 ・海底ケーブルの総延長22km</li></ul>
	風車据付	SEP×2隻(1基/年)	SEP×2隻(10基/年)	・基礎を各年5~8月にフローティング ドック及び起重機船で据付後、SEPにて
工事	基礎製作∙据付	フローティングドック×1隻 起重機船×1隻	フローティングドック×5隻 起重機船×1隻	風車据付 ・作業稼働率15~20%
	施工期間	2年(震災影響の延期1年含む)	6年	<ul><li>・フローティングドック11,000トン積</li><li>・起重機船1,600トン吊</li></ul>
稼働条件	稼働率	83% (H25.1.29~H25.10.17)	87%	·稼働時間÷全時間
<b>条</b> 件	設備利用率	29.7% (H25.1.29~H25.10.17)	34.0%	·発電量÷(定格出力×全時間)
事業費	資本費	33.5億円 139.0万円/kW	1339.7億円 111.6万円/kW	・設計費、設備費に規模効果・工事費は工法が同じため横ばい
費	運転維持費(見込み)	0.9億円/年 3.7万円/kW/年	27.7億円/年 2.3万円/kW/年	・人件費に規模効果(実証研究は5人 で1基、ウィンドファームは5人/10基) <b>29</b>

# 北九州市沖洋上ウィンドファーム(試算)

実証研究の施工実績を基に、北九州市沖洋上ウィンドファームを試算

				[祝扱さ、斒剱四括五人]_
	項目	実証研究	洋上ウ	ィンドファーム
	横口	実績(一部見込み)	試算	備考
サイ	離岸距離	1.4km	1.4~5.5km	<ul><li>・港湾隣接</li><li>・有義波高0.7m(平均波)</li></ul>
イト条件	水深	14.0m	14~20m	・有義波周期4.8s(平均波) ・底質・土質は砂・砂礫(支持深度
件	年平均風速	6.9	m/s	1-2m)
	設備容量	2MW	40MW	・風車を5列に配置
設備	風車	2MW×1基	2MW×20基	・風車間隔は、風卓越方向に10D、 直交方向に5D程度確保
備	基礎	ジャケット・重力	カハイブリット式	(ローター直径D=83m)
	洋上ケーブル	6.6kV	66kV	・海底ケーブルの総延長25km
	風車据付	SEP×2隻(1基/年)	SEP×2隻(8基/年)	・基礎を各年6~9月にフローティング ドック及び起重機船で据付後、SEPにて
工事	基礎製作∙据付	フローティングドック×1隻 起重機船×1隻	フローティングドック×3隻 起重機船×1隻	風車据付 ·作業稼働率60%
	施工期間	1年	2.5年	<ul><li>・フローティングドック6,000トン積</li><li>・起重機船3,600トン吊</li></ul>
稼働条件	稼働率	93% (H25.6.24~H25.10.17)	90%	•稼働時間÷全時間
<b>条</b> 件	設備利用率	19.2% (H25.6.24~H25.10.17)	30%	·発電量÷(定格出力×全時間)
事	資本費	30.4億円 153.9万円/kW	427.5億円 106.9万円/kW	・設計費、設備費に規模効果 ・夏場施工のため工事費に削減効果
事 業費	運転維持費(見込み)	1.2億円/年 6.2万円/kW/年	12.6億円/年 3.1万円/kW/年	・人件費に規模効果(実証研究は8人で1基、ウィンドファームは5人/10基) <b>30</b>

#### 実証研究(実績・試算)と洋上WF(試算)の比較

			研究 試算結果	<u>洋上WF試算</u> 試算結果		平成23年度洋上WFFS 試算結果			
	陸上想定	福岡県 北九州市沖	千葉県 銚子沖	福岡県 北九州市沖	千葉県 銚子沖	茨城県 鹿島灘沖	秋田県 秋田市沖	岩手県 洋野町沖	千葉県 旭市沖
基礎構造	-	ジャケット・ 重カハイブリット 式	· 重力式	ジャケット・ 重力ハイブリット 式	重力式	モノパイル式			
平均離岸距離 [km]	_	1.4	3.1	3.5	4	2	2	2	5.5
平均水深 [m]	_	14	12	17	13	18	16	26	13
風車 [MW]	_	2	2.4	2	2.4	2	2	2	2
基数 [基]	_	1	1	20	50	15	20	41	50
規模 [MW]	_	2	2.4	40	120	30	40	82	100
平均風速 [m/s]	_	6.9	7.4	6.9	7.4	7.2	6.7	6.6	6.7
平均有義波高 [m]	_	0.7	1.4	0.7	1.4	1.3	1.1	1.2	1.5
設備利用率 [%]	20	19.2 半年弱の実績	29.7 1年弱の実績	(30)	(34)	(33.4)	(31.7)	(26.3)	(29)
資本費 <sup>注1</sup>	30万円/kW	30.4億円 153.9万円/kW	33.5億円 139.0万円/kW	(427.5億円) (106.9万円/kW)	(1339.7億円) (111.6万円/kW)	(160.5億円) (53.5万円/kW)	(237.1億円) (59.3万円/kW)	(475.7億円) (58万円/kW)	(590億円) (59万円/kW)
運転維持費 <sup>注1</sup>	0.6万円/kW/年	(1.2億円) (6.2万円/kW/年)	(0.9億円) (3.7万円/kW/年)	(12.6億円) (3.1万円/kW/年)	(27.7億円) (2.3万円/kW/年)	(5.0億円/年) (1.7万円/kW/年)	(6.1億円/年) (1.5万円/kW/年)	(13.3億円/年) (1.6万円/kW/年)	(30.2億円/年) (3万円/kW/年)

#### 洋上WF(試算)と事業者ヒアリング結果の比較

#### <u>く資本費の比較></u>

【洋上WFモノパイル式(試算)】 54~59万円/kW

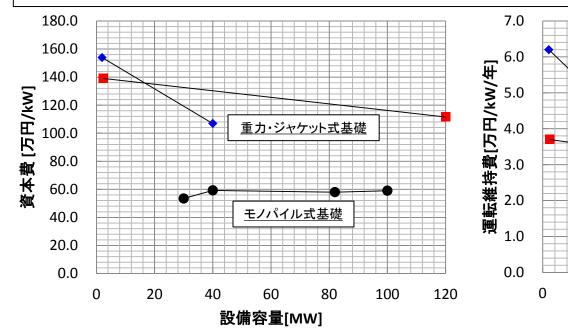
【本研究会における事業者ヒアリング結果】 45~79万円/kW

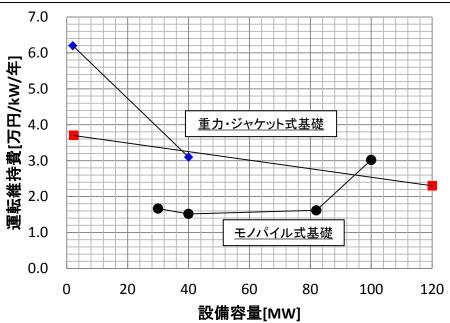
【洋上WF重力・ジャケット式(試算)】 100~110万円/kW

#### <運転維持費の比較>

【洋上WF(試算)】 1.5~3.0万円/kW/年

【本研究会における事業者ヒアリング結果】 2.1~2.3万円/kW





(青色)福岡県北九州市沖、(赤色)千葉県銚子沖、(黒色)洋上WFFS

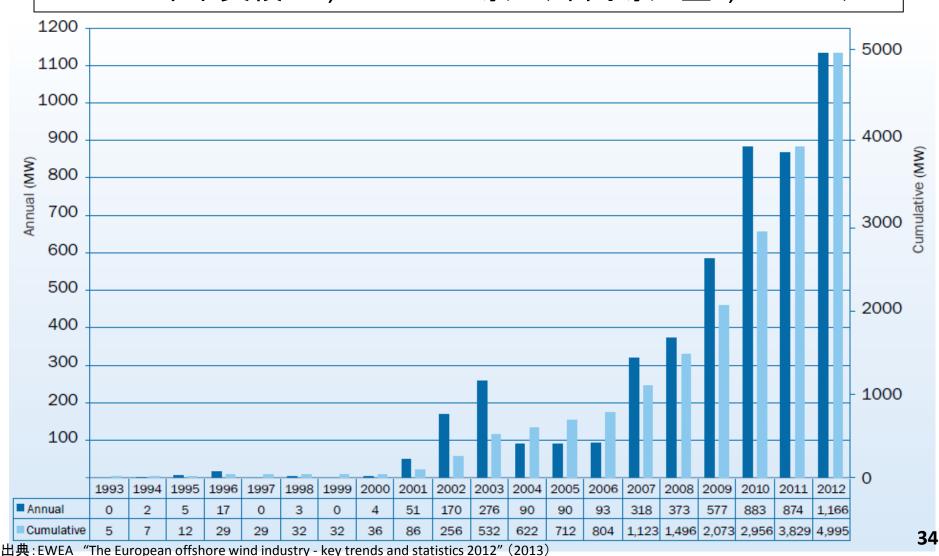
(青色)福岡県北九州市沖、(赤色)千葉県銚子沖、(黒色)洋上WFFS

### 目次

- ▶ 洋上風力発電について
- > 洋上風力発電実証研究
- > 洋上ウィンドファーム
- > 洋上風力発電の事業費の試算
- > 欧州の事例

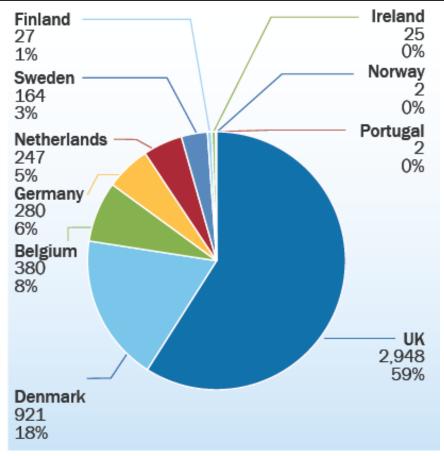
### 欧州の事例(累積導入量)

- ➤ 欧州では2007年以降、300MW以上/年で導入拡大
- 2012年末実績で4,995MWが導入(年間導入量1,166MW)

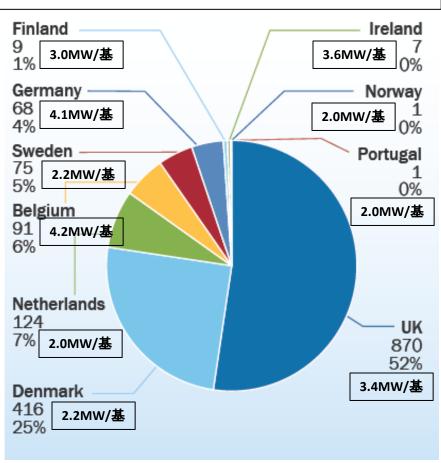


### 欧州の事例(累積導入量)

- ▶ イギリス、デンマークの2か国で全体の4分の3以上を占める
- ▶ 国によって風車出力が異なるのは、離岸距離や水深への対応を示している
- ➤ デンマーク2MW級、イギリス3MW級、ドイツ・ベルギー4MW級の洋上風車



2012年累積導入量基数(国別)[MW]



2012年累積導入基数(国別)[基]

平均出力(MW/基)

## 欧州の事例(ドイツと英国の開発状況の比較)

- ▶ 英国は既にRound1を開発後、Round2、更にはRound3を開発予定
- ▶ ドイツは今後、North Sea及びBaltic Seaにおいて開発を本格化

	イギリス	ドイツ
2012年末実績	2.9GW	0.3GW
開発案件	Round1:0.4GW(風車2~5MW) Round2:8.7GW(風車3.6~7MW) Round3:32GW(風車5MW以上)	North Sea:8.7GW(風車3.6~6MW) Baltic Sea:9.9GW(風車3.6~6.5MW)
海域の特徴	Roundが進むについて大水深、長距離化	第発案件の平均:水深30m、離岸距離60km

## 欧州の事例(制度)

- ▶ 各国異なるタリフを洋上風力に設定(ドイツは日本同様FIT)
- ▶ ドイツでは離岸距離・水深に応じたタリフを設定

<b>=</b>		制度		洋上風力における	洋上	:風力の価格と期間			
1		即(及	導入目標 買取価格の注意点		価格(GBP,EUR)	価格(円)	期間		
イギリス	割当義務	<ul><li>・そのため、再生可能エネルギー使用義務証明書 (ROC)によって遵守を証明</li><li>2020年: 場価格+ROC」で活力及びROCはめ、価格が変動する。</li></ul>		・洋上風力発電の買取価格は「電力市場価格+ROC」で決定・電力及びROCは市場で調達されるため、価格が変動する	・2003~08年:1ROC ・2008~09年:1.5ROC ・2010~14年:2.0ROC ・2015~16年:1.9ROC ・2016~17年:1.8ROC 注:上記に電力価格を加算し 洋上風力の買取価格	・2003~08年: 約16.2円/kWh ・2008~09年: 約20.1円/kWh ・2010~14年: 約23.9円/kWh ・2015~16年: 約23.1円/kWh ・2016~17年: 約22.3円/kWh 注: 電力価格を7.5円/kWh (2013年1月時点)を含む仮定	20年		
		│  ・電力供給者は再生エネの   比率が義務付けられている		│ │・洋上風力発電の買取価格は「電力市 │ │ 場価格+GREG」で決定	•216MW未満:: 107EUR/MWh	- -216MW未満∷約19.8円/kWh			
ベルギー		・そのため、連邦政府グリーン証書(GREG)を送電事業者が最低保証価格で購入	2020年 : 2.1GW	・電力は市場で調達されるため、価格が変動し、GREGは最低保証価格で購入される	・216MW以上: 90EUR/MWh 注:上記に電力価格を加算し 洋上風力の買取価格	・216MW以上:約17.6円/kWh 注:電力価格を5.9円/kWh (2013年10月時点)を含む仮定	20年		
デンマーク	入札制度	・デンマーク政府が洋上風 力発電の優先的開発地を 決定 ・開発事業者を入札で決定 し、買取価格も優先的開発 に応じて決定	2025年 : 4.6GW	・優先開発地毎に政府による入札で買取価格は決定 ・優先開発地以外の海域で開発する 場合は、電力市場価格に加え、1.7円 /kWhの補助金が20年適用	•Horns Rev II : 69.4EUR/MWh •Rodsand II : 84.3EUR/MWh •Anholt: 140.9EUR/MWh	・Horns Rev II:9.0円/kWh ・Rodsand II:11.0円/kWh ・Anholt:18.3円/kWh	50,000h 全負荷 運転時 相当		
ドイツ	に応じて決定  ・買取価格は最初の12年間(初期タリフ)と残りの8年(基本タリフ)で買取価格が異なる ・陸上風力とは異なる買取価格を洋上風力に設定  ・2020年・期間を設定		·2004~08年 初期:91EUR/MWh 基礎:61.9EUR/MWh ·2009~11年 初期:130EUR/MWh 基本:35.0EUR/MWh ·2012~17年: 初期:190or150EUR/MWh 基本:35.0EUR/MWh	·2004~08年 初期:11.8円/kWh 基礎:8.0円/kWh ·2009~11年 初期:16.9円/kWh 基本:4.6円/kWh ·2012~17年: 初期:24.7円or19.5円/kWh 基本:4.6円/kWh	20年 <b>27</b>				

出典:KPMG "Offshore Wind Europe 2010 Market Report" (2010), KPMG "Offshore Wind Farms in Europe Survey" (2007) 出典:GL Garrad Hassan "Review of offshore wind energy markets (2013)"

### 英国①:洋上風力発電の支援制度の概要・特徴

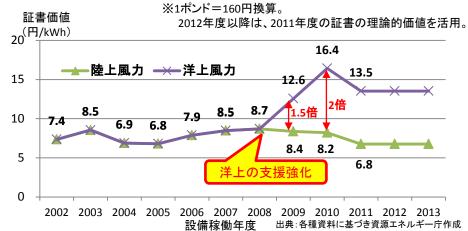
- 英国では、2002年4月より、電力小売事業者に対して一定比率の再生可能エネルギー発電電力の導入を義務付けるRPS制度を施行。洋上風力発電設備からの発電電力にはRPS制度に基づく証書を発行。
- 2009年4月以降、洋上風力からの発電電力に対して発行証書数を引き上げる「バンディング」を導入し、陸上風力と の支援レベルを差異化。

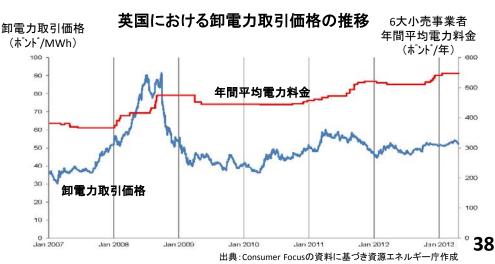
#### 支援制度の概要

- ◆電力小売事業者に対して、販売電力のうち一定 比率について、再生可能エネルギー発電電力 の導入を義務付けるRPS制度を施行。
- ◆適格な発電設備に対して再生可能エネルギー 証書を発行し、電力小売事業者はこの証書によ り義務履行を行う。
- ◆再生可能発電事業者は、証書販売価格に加えて、電力販売単価を得る。【右図参照】

#### 電力・ガス市場規制局 エネルギー・気候変動省 (Ofgem) (DECC) クオータ義務量設定 設備 証書 発電量 義務遵守報告 認定 報告 発行 相対取引 小売事業者 (義務対象者) 売電契約 売電·証書契約 需要家 再生可能エネルギー ※包括取引契約 発電事業者 が一般的 配電事業者 電力供給 電力供給

#### 英国で洋上風力発電に発行される証書価値の変遷 (円/kWh)





### 英国②:洋上風力発電の開発状況

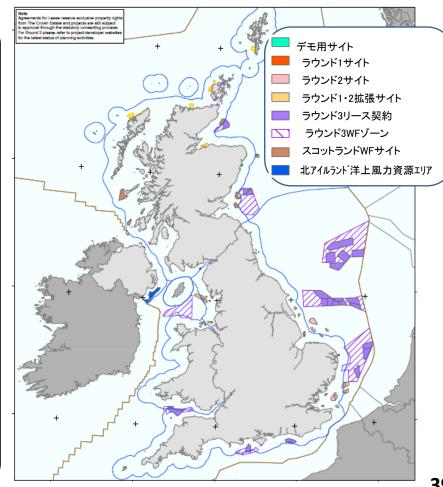
- 英国では、英国の土地と海域を管理する政府系機関であるCrown Estateが、洋上風力発電事業者向けに入札を 行い、事業者と用地のリース契約を締結している。
- 入札は、複数のラウンドにわかれており、これまでにラウンド1~3の3回、スコットランド領海を対象としたラウンドの入札を実施済み。2013年11月時点で、22プロジェクト、3.7GW分が稼動済み。

#### これまでの入札の経緯

- ◆<u>ラウンド1</u>:2001年に立ち上げ。沿岸に近い領海内を対象として認可。13プロジェクト、1.2GWが、2013年時点で稼動済み。
- ◆<u>ラウンド2</u>:2003年2月に、約7GW分の対象事業を決定。 2013年11月時点で8プロジェクト、2.5GWが稼動。約 4GWのプロジェクトが認可取得済み。
- ◆<u>ラウンド3</u>:2010年1月に55プロジェクトの落札企業が 決定。海域9ゾーンの合計発電能力は32GW。対象9 ゾーンのうち、3ゾーンは英国東岸沖の排他的経済水 域(EEZ) 境界線までの海域が対象。
- ⇒<u>ラウンド1からラウンド3に進むにつれ、発電規模が拡</u> 大され、対象海域も沖に進出。

英国における洋上風力発電の開発状況(2013年11月時点)

ケース	稼動	中	認可済み・建設中
ラウンド1	13プロジェクト	1.2GW	(拡張サイト)51MW
ラウンド2	8プロジェクト	2.5GW	3.7~4.0GW
デモ用サイト	1プロジェクト	12.0MW	7MW
合計	22プロジェクト	3.7GW	3.8~4.1GW



### 英国③:洋上風力発電の支援制度(詳細)

- 英国のRPS制度では、2009年度以降にエネルギー源別に支援レベルを差異化する「バンディング」を導入。「バンディング」に基づく支援レベルは4年ごとの改定を規定。
- 2013~2016年度の支援水準を決めるにあたって、エネルギー・気候変動省に委託された民間会社によるエネルギー 源の賦存量、発電コスト試算も参照しながら、「バンディング」レベルが提案され検討、決定。

#### 【支援レベル検討のための発電コスト試算方法】

- ◆2011年10月に改訂版が公表された報告書では、洋上 風力発電について、100MW未満、100MW以上、新たな 入札(ラウンド3)の3ケース別に発電コストを試算。
- ◆関係事業者へのアンケートにより収集された発電コスト 試算に含まれる主なデータ項目は以下のとおり。

#### 【資本コスト】

- 資本コストの大半は、建設費とタービン費用。
- その他の主な費用は、連系費用、用船料、基礎構造費用等。 【ランニングコスト】
- -タービン供給事業者との保守契約、用船料、その他保守サポート、保険、土地代、送電費用及び労務費。
- ◆英国では洋上風力発電をラウンドに分けて実施。ラウンド2、スコティッシュラウンドの事業を想定した、中位資本コスト仮定シナリオの試算結果は以下のとおり。

稼動開始年度	2010年	2015年	2020年	2025年	2030年
中位資本コスト	27.0円	22.2円	17.1円	15.7円	14.6円
仮定シナリオ	/kWh	/kWh	/kWh	/kWh	/kWh

#### 【試算の前提条件】

- 2019年までの投資利益率(IRR)を11.6%、2020年以降を9.6%
- 年間稼働率を38%、プラントの耐用年数を24年間

#### 【支援対象となる洋上風力発電設備の要件】

- ◆RPS制度で証書発行対象とする設備の要件。
  - 英国の領海及び法令で規定された領域の設備
  - 風力タービンが洋上に設定され、<u>陸地にアクセ</u>ス可能な永久構造物でつながっていない設備。

#### 【バンディング後の陸上風力との支援水準の差異】

- ◆2009年度のバンディング導入時には、洋上風力 には発電量1MWhあたり1.5証書の発行としていた が、2010年度施行の改正で2証書に引き上げ。
- ◆2010年度以降、陸上風力の約2倍の支援レベル。
- ◆2015年度以降の新規洋上風力は、段階的に発行 証書の水準を低減させていくことを予定。

#### 風力発電量1MWhに対して発行される証書レベルの推移

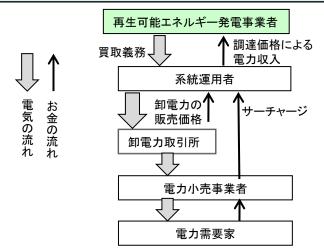
稼動開始 年度	2009	2010 <b>~</b> 2012	2013 <b>~</b> 2014	2015	2016
陸上風力	1証書	1証書	0.9証書	0.9証書	0.9証書
洋上風力	1.5証書	2証書	2証書	1.9証書	1.8証書

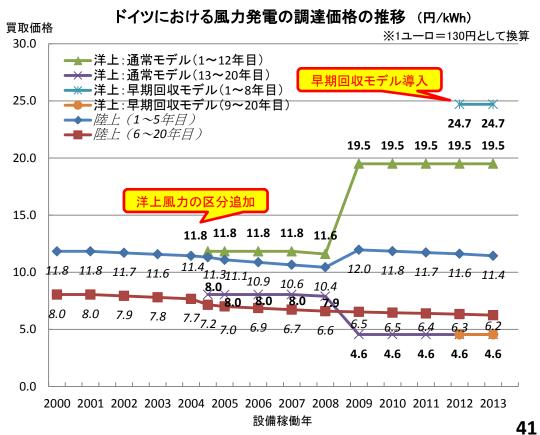
### ドイツ①:洋上風力発電の支援制度の概要・特徴

- ドイツの固定価格買取制度では、2004年8月より陸上風力と別に洋上風力発電設備の調達価格を設定して、系統運用者に固定価格での発電電力の買取を義務付け。
- 設備稼働当初は高い買取価格が適用され、一定期間(12年間など)経過した後は減額した買取価格を適用。設置場所の沿岸からの 距離及び水深に応じて、高い買取期間の適用期間が延長される仕組み有り。
- 2009年以降、初期費用の高さが導入促進の障壁になっているとの評価を受けて、洋上風力の当初適用価格を他EU諸国の水準並みに引き上げ、陸上風力と差異化した価格設定に変更。
- 2012年以降の新規設備は、「早期回収モデル」として設備稼働当初の買取価格を「通常モデル」より高い19ユーロセント(24.7円)/kWhとして、適用期間を8年間に短縮した支援方法も選択可能。

#### 支援制度の概要

- ◆系統運用者\*に、適格な再生可能エネルギー発電設備からの発電電力を、法律でエネルギー源別に規定された調達価格以上で20年間買い取ることを義務付け。
  - \*ドイツでは、電力小売事業者とは別に、送配電を 管理する系統運用者が存在





出典:ドイツ連邦環境・自然保護・原子炉安全省の資料に基づき資源エネルギー庁作成

### ドイツ②:洋上風力発電の支援制度(詳細)

- ■ドイツでは、政府が4年以内に一度報告する進捗状況報告書を参考とし、連邦議会が調達価格を決定。
- 2011年に作成された直近の進捗状況報告書では、<u>調査時点で、実際の費用を調査可能な洋上風力発電設備がな</u>かったために、事業者の見積費用を活用して2パターンの発電コストを試算し、買取価格改定を提言。
- 他方、北海・バルト海の海域で進行している洋上風力発電プロジェクトについて、送電系統への連系が遅滞なく行われるかが課題。連系が遅延した場合には、洋上風力発電事業者に遅延に伴う損害を補償する枠組みを設けて、2013年より電力需要家から補償に伴う費用を課徴金として徴収。

#### 【調達価格の設定方法】

◆2011年に政府が議会に提出した「再生可能エネルギー 法進捗状況報告書」では、<u>典型的な2パターン(着床</u> 式)をモデルケースとして設定し、発電コストを試算。

ケース	水深	沿岸からの 距離	高額調達価 格の設定期 間	発電機 出力	年間稼動 時間
ケース I	20m	22km(12海里)	12年間	3,600kW	3,850時間
ケースⅡ	30m	48km(26海里)	14年間	5,000kW	3,850時間

◆2012年に稼動開始するモデルケースでは、それぞれ 1kWhあたりの平均発電価格を以下のとおりに試算。

	ケース I	ケースI
総投資額 <sup>※1</sup> (/kW)	3,323ユーロ(43.2万円)	3,561ユーロ(46.3万円)
年ランニンク コスト※21-10年(/kW)	113 ユーロ(1.47万円)	117 ューロ(1.52万円)
年ランニンク コスト※211-20年(/kW)	117 ユーロ(1.52万円)	142 ユーロ(1.84万円)
平均発電価格(/kWh)	11.5 ユーロセント(15.0円)	13.5 ユーロセント(17.6円)

※1:風力タービン、基礎、連系(洋上変電設備まで)、計画/評価/保険費用等 ※22詳細な費用項目は非開示。海外を含めた既存事例から評価。

#### 【買取対象となる洋上風力発電設備の要件】

- ◆海岸線から沖に向かって5.6km(3海里)以上の距離に 設置された洋上風力発電を「洋上設備」と定義。
- ◆連邦法や州法で自然及び景観保護区域に指定された海域に設置された設備は買取対象外。

#### 【その他の主な行政支援策】

- ◆送電系統運用者は、洋上設備の稼動準備が整い 次第、担当地域内の設備を系統連系する義務。
- ◆送電系統運用者は、洋上設備の連系費用を、電 気料金に上乗せして需要家に転嫁。
- ◆送電系統運用者による洋上設備の系統連系が予 定期日より遅延し、洋上設備による電力供給がで きない場合には、洋上設備の事業者は、調達価 格の90%の補償金額を要求することが可能。
- ◆遅延に伴う損害補償費用は、2013年から、電力需要家が課徴金として一部を負担開始。平均的な家庭需要家の負担額は年間1,130円相当。

### デンマーク: 洋上風力発電の支援制度の概要・特徴

- デンマークでは、政府と議席を有する政党間(赤緑連合を除く)で2008年2月に締結された「エネルギー政策協定」の 一部として、洋上風力発電の支援制度についても規定。
- デンマークエネルギー庁が洋上風力発電のライセンス付与権限を有しており、プロジェクト毎に仕様を特定した上で 入札を行い、開発事業者を決定する競争入札制度により支援。
- 2013年9月に正式稼動したAnholt洋上風力発電は、入札の結果、稼動開始から20TWh分の発電量について、18.9円(1.051デンマーククローナ(DKK))/kWhの調達価格を適用。

#### 入札制度の手続き

- ◆洋上風力発電の入札に参加を希望する 事業者は、デンマークエネルギー庁による 事前審査を受ける必要。
- ◆入札参加の必須要件として、財政能力及 び技術的能力をあらかじめ設定。 【財政能力】
  - -IFRS(国際財務報告基準)の収入が150億DKK (2,700億円)以上(過去3年の平均値)
  - -株主資本比率20%以上 または、長期債務格付けBBB-/Baa3以上 【技術的能力】
  - -10年以内に実施した類似案件経歴1件以上 (100MW以上の洋上風力発電所)
  - -10年以内に受注した維持管理経歴1件以上 (25MW以上の洋上風力発電所)
  - -期限内に実施する能力 など
- ◆送電系統運用者であるEnerginet.dkが、入 札開始前に費用を負担し、環境影響評価 及び予備調査(地質・波浪調査)を実施。

#### デンマークにおける過去の洋上風力発電プロジェクトの落札価格

※1デンマーククローナ(DKK)=18円として換算

プロジェクト名	稼動開始	出力	落札固定価格 (/kWh)	買取対象 期間
Horns Rev 2	2009年9月	209MW	0.518DKK (9.3円)	10TWh分
Rødsand 2	2010年10月	207MW	0.629DKK (11.3円)	10TWh分
Anholt	2013年9月	400MW	1.051DKK (18.9円)	20TWh分

出典: デンマークエネルギー庁の資料に基づき資源エネルギー庁作成

### 入札制度以外の支援策

- ◆系統連系に必要な費用は、送電系統運用者(Energinet.dk) が負担し、系統利用料金に加算して需要家から徴収。
- ◆左記のデンマークエネルギー庁による入札制度以外に、開発事業者側で、洋上風力の開発希望地域について申請し、 ライセンス付与の手続きを始めることも可能。
- ◆その場合には、沿岸までの接続費用は建設者負担となり、 調達価格も陸上風力発電と同様のものが適用される。
  - 卸電力価格+0.25DKK(4.5円)/kWh、上限0.58DKK(10.4円)
  - 上記の価格を22,000フル稼働時間まで適用

### ベルギー: 洋上風力発電の支援制度の概要・特徴

- ベルギーでは、各地域(フランドル、ワロン、ブリュッセル首都)で独自のRPS制度を施行。
- <u>洋上風力発電の発電電力については、連邦法に基づくグリーン証書を発行</u>。あわせて連邦法において、<u>送電系統</u> 運用者のEliaに対して、一定額での洋上風力発電に発行されたグリーン証書の買取を義務付け。
- 洋上風力発電事業者は、電力の販売単価に加えて、グリーン証書の販売価格を得る。

#### 支援制度の概要

- ◆洋上風力発電事業者は、電力の販売単価(右図参照、2013年10月時点で45ユーロ/MWh(5.9円/kWh相当))に加えて、グリーン証書の販売価格を得る。
- ◆洋上風力発電事業者は、希望する場合には、送電系統運用者であるEliaに対して、 設備に発行されるグリーン証書を、以下 の一定額での買取を申請可能。

ケース	買取保証価格	買取期間
当初216MW分※	107ユ <b>ー</b> ロ/MWh (13.9円/kWh)	20年間
以降の洋上プロ ジェクト	90ユ <b>ー</b> ロ/MWh (11.7円/kWh)	10年間

#### ※ベルギー最初のプロジェクトを想定

◆Eliaは、購入したグリーン証書を、RPS制度の義務対象者向けにオークションで販売して、差額分を系統利用料金で負担。

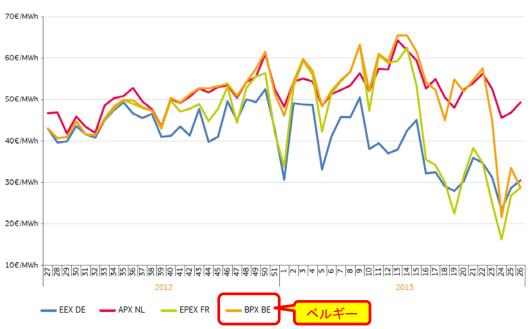
### 卸電力取引価格

◆2013年10月時点で、卸電力市場(Belpex)における1日前市場の取引価格は45ユーロ/MWh(5.9円/kWh相当)。

出典:Belpexホームページ

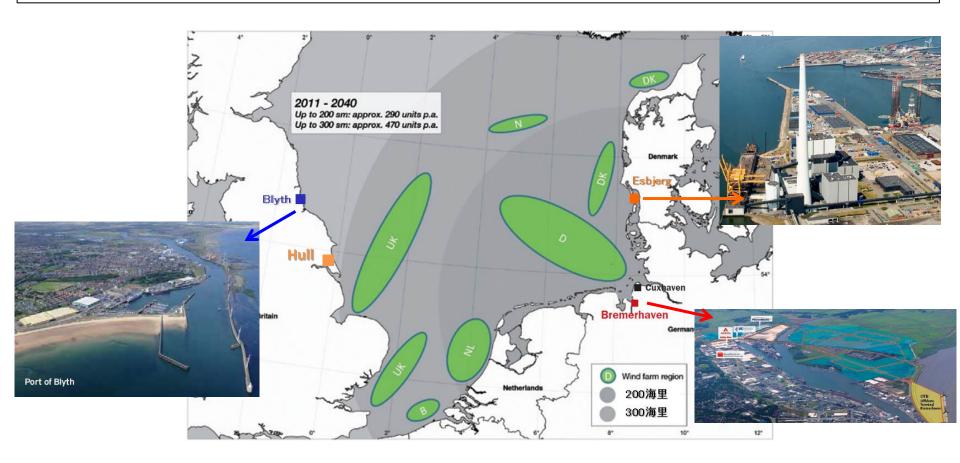
※1ユーロ=130円として換算

ベルギーにおける卸電力の週平均価格の推移 (ユーロ/MWh)



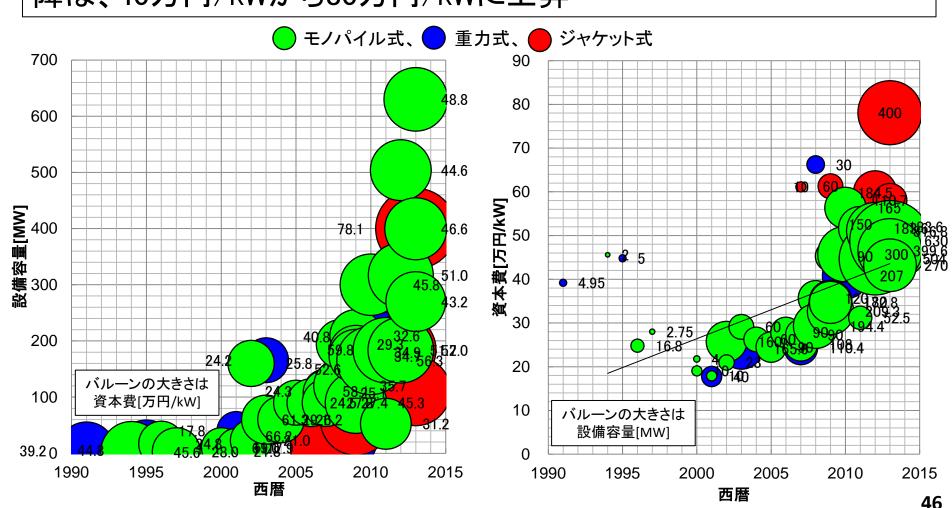
## 欧州の事例(欧州の港湾)

- ▶ 洋上風力に係る企業、研究所、大学等の集約化が欧州各国の港湾で展開
- ➤ イギリスBlyth、ドイツBremerhaven、デンマークEsbjergは代表的な港湾
- ➤ 洋上ウィンドファームの大規模化、洋上風車や基礎の大型化に伴い、産官による、更なる港湾整備の計画が進められている(ドイツCuxhaven、イギリスHull等)



## 欧州の事例(資本費の推移)

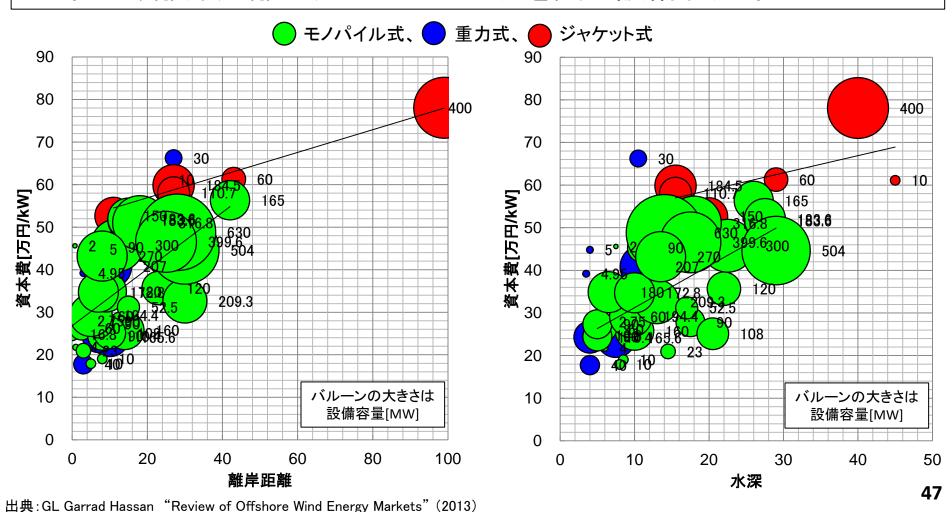
- ➤ 2010年以前は100MW級、2010年以降は200~700MW級が運開
- ▶ 2010年頃以前は資本費40万円/kW以下であったが、2010年以降は、40万円/kWから80万円/kWに上昇



出典:GL Garrad Hassan "Review of Offshore Wind Energy Markets" (2013)

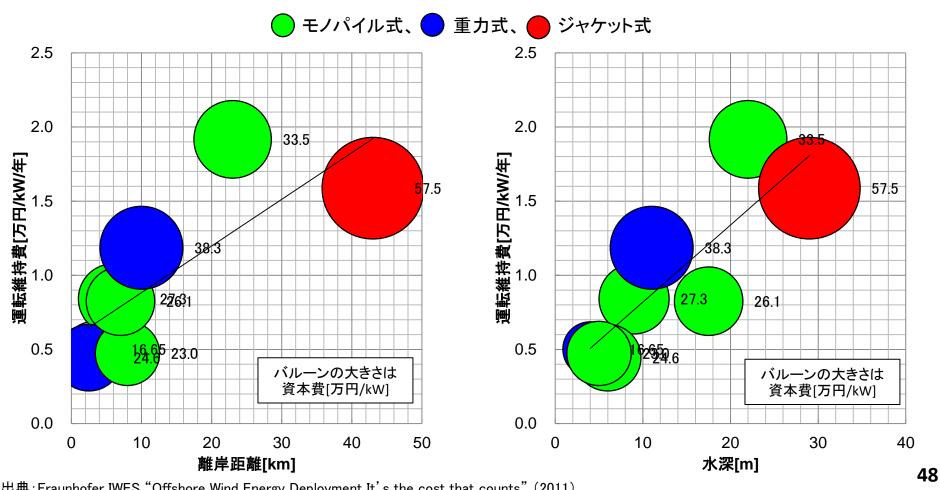
## 欧州の事例(資本費と離岸距離、水深)

- ▶ 資本費の変動要因として、離岸距離、水深が影響しており、離岸 距離・水深が広がることにより資本費は増大
- ▶ 他方、離岸距離が広がると好風況を受け設備利用率は向上



## 欧州の事例(運転維持費と離岸距離と水深)

- 水深、離岸距離が拡大することにより、運転維持費は増大
- 離岸距離10km未満は、1.0万円/kW/年、以下
- 離岸距離20km以上は、1.5万円/kW/年、以上



出典:Fraunhofer IWES "Offshore Wind Energy Deployment It's the cost that counts" (2011)

# 欧州の事例(英独)

+	ナイト	ステータス	基礎形式	設備 容量 [MW]	風車 定格 [MW]	風車 基数 [基]	平均 離岸距離 [km]	平均 水深 [m]	資本費 [万円/kW]	運転 維持費 [万円/kW/ 年]	設備利用率 [%]	平均風速 [m/s]	備考
	サイト1	2003年 運開		60	2	30	6	9	29.1	0.8	実績値:34.5		稼働率97% Round1に該当
	サイト2	2004年 運開		60	2	30	3	6	26.2	0.4	実績値:30.3		稼働率95% Round1に該当
英	サイト3	2005年 運開	モノパイル	90	3	30	8	5	24.5	0.5	実績値:34.7		稼働率95% Round1に該当
	サイト4	2006年 運開		90	3	30	7	18	27.8	0.8	実績値:37.3	1 (1)	稼働率87% Round1に該当
	サイト5	2010年 運開		172.8	3.6	48	7	10	38	1.5	実績値:37.0	8.8	稼働率96% Round1及びRound2に 該当
独	サイト1	2009年 運開	ジャケット トリパイル	60	5	12	43	29	61.3	1.6	実績値:42		稼働率96.5% 独発ウィンドファーム
	サイト2	2013年 運開	トリパイル	400	5	80	99	40	78.1	-	理論値:55.4 運転開始直後	10	2013年9月からフル稼 働 今後データを取得予定

### 欧州の事例(ファイナンス)

- ▶ 事業者のバランスシートに基づく、コーポレートファイナンスが支流
- 欧州では、プロジェクトのキャッシュフローを返済原資とした、プロジェクトファイナンスを組成する取組も行われている
- ▶ 一方、その範囲以上の返済義務を負わない、ノンリコースは限定的
- ▶ なお、我が国の陸上風力においては、ノンリコースのプロジェクトファイナンスも僅かながら実施されている模様(一部、事業者によるリスク負担を含む)

	建設段階でノンリコースのプロジェクトファイナンスが締結された事例											
プロジェクト 水深/離岸距離 設備容量 設備投資総額 債務資金調達 公的金融機関 クロージ												
オランダ サイト1	23km/22m	120MW (2MW × 60)	約498億円	約285億円	デンマーク政府輸出保険 約90億円	2006年10月25日						
ベルギー サイト2	27km/10.5m	30MW (5MW × 6)	約199億円	約170億円	該当なし	2007年5月23日						
ベルギー サイト3	42km/26m	165MW (3MW × 55)	約902億円	約710億円	欧州投資銀行 約390億円 デンマーク政府輸出保険 約276億円	2009年7月24日						

	稼動後に銀行ローン市場にリファイナンスされた事例											
プロジェクト 水深/離岸距離 設備容量 設備投資総額 借換 融資銀行 クロージング日												
英国 サイト1	6km/9m	60MW (2MW × 30)	約175億円	約112億円	8行の銀行団 (当時の東京三菱銀行含む)	2004年1月29日						
英国 サイト2	5km/9.5m	194.4MW (3.6MW × 54)	約569億円	約546億円	14行の銀行団 (三菱東京UFJ銀行含む)	2009年11月5日						